

## **ANNEXE - DELIBERATION N° 2023-335**

Réponses non confidentielles à la consultation publique n° 2023-09 du 12 octobre 2023 relative à l'approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

ADEIC – ALLDC – CNAFAL – CNAFC - CSF	p. 3
AFIEG	p. 6
ALPIQ	p. 13
ANODE	p. 19
Augmented Energy	p. 29
CLEEE	p. 32
CSEC EDF SA	p. 44
EDF	p. 56
Ekwateur	p. 60
ENGIE	p. 65
ENI	p. 74
FNCCR	p. 82
FNME-CGT	p. 87
MINT	p. 89
Particulier #1	p. 91
Particulier #2	p. 93
Particulier #3	p. 104
SIPPEREC	p. 107
Syndicat des Entreprises Locales d'Energies	p. 113
Telelec réseaux	p. 116
The Mobility House	p. 117
Total Energies	p. 120
UFC que choisir	p. 126
UFE	p. 128
UIMM	p. 136
UPRIGAZ	p. 139

# Françoise THIEBAULT

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

Date de la contribution : 17/11/2023

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

Cette contribution collective a été cosignée par les Organisations de Consommateurs suivantes : ADEIC, ALLDC, CNAFAL, CNAFC, CSF

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

Dans un souci de cohérence, et de continuité par rapport aux précédentes consultations auxquelles nous avons répondu, nous sommes favorables à cette proposition de la CRE qui consiste à lisser l'intégralité de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak du TRVE 2026.

Il paraît évident qu'un lissage sur moins de deux ans serait illusoire. Mais on pourrait aussi imaginer un lissage sur 3 ou 4 ans, voire davantage, que ce soit pour les produits ou pour les garanties de capacité. Nous serions favorables à l'étude d'une telle possibilité.

On sait par ailleurs que des temps de lissage longs peuvent générer des désordres préjudiciables à certains opérateurs et aussi aux consommateurs. Il convient de savoir identifier ces perturbations afin de pouvoir les compenser. Les mécanismes de compensations peuvent être mûrement pensés pour amortir des phénomènes déjà rencontrés (par exemple au Royaume Uni, avec le "Market stabilisation charge". Lorsqu'il s'agit de perturbations non encore identifiées, il convient alors de savoir faire preuve de réactivité.

### Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

Comme indiqué précédemment, nous sommes favorables à cette disposition.

### Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

Nous partageons globalement l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité après la fin de l'ARENH. Cependant, nous notons que le rapport mentionne notamment que : *"La faiblesse des volumes disponibles sur le marché à terme résulte de la forte concentration des marchés de la production et de la fourniture, combinée à l'intégration verticale des principaux acteurs"*. Sur ce point, nous souhaitons rappeler que l'ARENH posait une contrepartie à la mise à disposition d'une part d'électricité d'origine nucléaire aux nouveaux entrants : l'obligation qui leur était faite de développer leur production électrique. Le constat d'échec est clair sur ce point. Enfin, l'intégration verticale des principaux acteurs est la conséquence des choix politiques nationaux lorsque l'ouverture du marché de l'énergie à

# Françoise THIEBAULT

la concurrence a été décidée... Au grand dam des consommateurs que nous représentons, qui n'ont jamais approuvé cette ouverture du marché et ont toujours dénoncé la présentation qui en était faite des avantages pour les consommateurs, notamment résidentiels. Avec pour conséquence notable leur attachement aux fournisseurs historiques, par le biais des TRV ou même des offres de marché proposées par les entreprises concernées.

## Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

Nous ne sommes pas vraiment compétents pour répondre à cette question, mais il nous semble cependant que l'essentiel serait, si cela n'est effectivement pas réalisé (nous pensions que cela l'était), qu'EDF mette à jour ses objectifs de production au plus vite lorsqu'un événement les affectant est survenu. On ne peut reprocher à ce producteur de ne pas prévoir les aléas de production, par nature imprévisibles. Enfin, EDF n'est d'ailleurs pas le seul producteur en France, les mêmes règles devraient évidemment s'appliquer à tous.

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

## Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les contrats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

Nous ne connaissons pas d'exemple similaire dans le secteur de l'énergie. Pour autant, nous nous interrogeons sur le fait que la CRE, qui semble parfois très circonspecte par rapport aux pratiques d'EDF, comme nous le ressentons dans les paragraphes qui ont précédé cette question, envisage qu'EDF soit teneur de marché comme l'envisage la présente question... Cela nous semble un peu contradictoire, mais nous ne sommes pas les spécialistes en la matière !

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Êtes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-elle adéquate ?

A notre sens, les échanges aux frontières doivent avoir pour justification essentielle d'assurer la robustesse du réseau, avec en particulier un lissage éventuel des consommations et productions en raison de diverses variables (cycle des activités humaines, conditions climatiques, mutualisation des sources n période de tension technique...), voire à contribuer à sa stabilité dynamique.

Par contre, s'il s'agissait, dans une logique de marché, de transférer des productions sur de longues distances afin d'optimiser des profits, les coûts de transport (infrastructures et pertes) devraient alors incomber à ceux qui demandent ces transferts. Si le TURPE paraît bien adapté à la maille nationale sur cette question, il n'est pas certain que ce soit le cas au niveau de la maille européenne.

Mais dans la première optique, la proposition de lissage sur 3 ans, voire 5, évoqué par la CRE semble pertinente, reste à convaincre les États membres de l'intérêt de cette proposition !

# Françoise THIEBAULT

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

Comme l'indique le rapport technique : *"Depuis l'ouverture à la concurrence du marché, à l'amont de la production d'électricité et, à l'aval de la fourniture d'électricité, le droit de la concurrence impose à EDF, en position dominante, un certain nombre de contraintes quant à ses actions sur les marchés."*

Il semble bien que la CRE comme l'autorité de la concurrence, voire les instances européennes exercent un contrôle soutenu vis à vis d'EDF. Rien dans le rapport ne nous permet de considérer que le dispositif est insuffisant à ce jour, et le libellé même de cette question (*s'assurer qu'EDF continue...*) semble indiquer qu'il n'y a pas de motif à prévoir des mesures supplémentaires !

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

# Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

*Date de la contribution : 17/11/2023*

## Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

## Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

L'AFIEG est défavorable au lissage sur deux ans de l'intégralité de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak. En effet, au regard des volumes à couvrir sur le marché de gros pour la courbe de charge totale en l'absence d'ARENH, **un lissage sur deux ans est très risqué pour tous les acteurs dans un marché volatil**. Ce risque est rendu encore plus prégnant dans un marché volatil et baissier, scénario qu'il est impossible d'exclure dans un contexte de sortie progressive de tension sur le système énergétique et de développement des énergies renouvelables variables.

Appliquer la même méthode que le « *complément marché* » (qui représente environ 40 % de l'approvisionnement des TRVE) à l'intégralité de la courbe de charge revient donc à **multiplier par 2,5 le besoin de couverture des fournisseurs, sur un marché à terme français confronté à « des difficultés structurelles »** qui « *ne seront pas résolues uniquement par une simple augmentation des volumes échangés sur le marché de gros à terme correspondant à l'ARENH* », comme le note très justement la CRE dans la présente consultation.

Par voie de conséquence, un lissage sur deux ans de volumes trop importants **pourrait favoriser les acteurs ayant des politiques de couverture opportunistes et risquées** (par exemple qui ne couvrirait pas à l'avance leurs volumes), ce que la communauté des fournisseurs ainsi que l'ensemble des pouvoirs publics souhaitent éviter.

**L'AFIEG propose donc de lisser l'intégralité de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur une année.** En pratique, 100 % des volumes de produits calendaires Base et Peak seraient approvisionnés sur une seule année de lissage.

De plus, L'AFIEG rappelle qu'actuellement, il n'existe pas de couverture sans risque pour pouvoir répliquer le TRVE (*gamma* négatif), en particulier dans un contexte de thermosensibilité de la consommation résidentielle. En effet :

- en marché haussier, le fournisseur prudent se couvrant sur deux ans pour répliquer le TRVE est capable de fournir ses clients et faire de l'acquisition ; le fournisseur mal couvert risque de faire faillite et de mettre en péril l'approvisionnement de ses clients

- en marché baissier, les fournisseurs prudents sont hors-marché, les concurrents sous-couverts pouvant vendre très en dessous du TRVE et acquérir massivement de nouveaux clients (qui peuvent résilier leur contrat initial sans frais).

L'AFIEG considère qu'**augmenter de 150 % les volumes exposés à ces risques est déraisonnable et de nature à, au choix, favoriser le développement de fournisseurs imprudents ou concentrer le marché autour du fournisseur historique**. Enfin, si L'AFIEG salue la voie explorée par la CRE de permettre aux fournisseurs d'appliquer des frais de résiliation anticipée, il reste très incertain que ces dispositions (qui aurait un véhicule législatif) aboutissent. Ces éléments plaident pour une approche prudente de la CRE pour la définition de la méthodologie de l'approvisionnement du TRVE 2026. **La proposition de lissage sur un an, qui impliquerait malgré tout une hausse de 25 % des volumes à couvrir sur le marché de gros par rapport à la situation initiale (méthodologie TRVE 2023)**, correspond à cette approche.

## Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

**L'AFIEG est défavorable au lissage sur deux ans de l'intégralité de l'approvisionnement en garanties de capacité.** En cohérence avec sa réponse à la *Question 1* et afin que la période de lissage de l'approvisionnement en garanties de capacité corresponde à la période de lissage pour l'approvisionnement en énergie, **L'AFIEG propose d'établir à une année cette période de lissage.**

## Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

**L'AFIEG partage le diagnostic de la CRE** sur le marché de gros à terme français de l'électricité. De plus, il est regrettable qu'à date, la réforme du *market design* européen de l'électricité manque l'opportunité de proposer des dispositions permettant de développer la liquidité du marché. Il semble donc nécessaire d'envisager une approche nationale pour corriger le manque de liquidité.

Dans ce but, **L'AFIEG partage l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre** pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH.

Aussi L'AFIEG souhaite partager son analyse sur des voies d'amélioration supplémentaires pour un meilleur fonctionnement des marchés. En effet les principales barrières à l'entrée sur le marché de gros (lesquelles limitent sa liquidité) concerne le coût et la nature du collatéral et des appels de marges. A cela s'ajoute une situation de quasi-monopoles régionaux des plateformes de marché qui ont la faculté de déterminer les formules de collatéraux sans aucun encadrement. Il conviendrait donc à l'échelle européenne, que l'ACER collabore étroitement avec l'ESMA afin :

- d'assouplir les règles en matière de garanties financières en permettant au collatéral « hors-cash » d'être accepté, comme des garanties bancaires non-collatéralisées ;

- d'améliorer la transparence des chambres de compensation, notamment sur leurs modèles de probabilité pour le calcul des garanties financières que les acteurs de marché doivent fournir ;

- de diminuer de façon plus générale les besoins de collatéral (*collateral margin requirements*), par exemple à travers des garanties publiques suffisamment dimensionnées.

Enfin, L'AFIEG souhaite souligner que la régulation du nucléaire historique post-ARENH a également des conséquences sur le fonctionnement du marché de gros à terme français. Parmi les trois options envisagées par le gouvernement pour cette régulation (CFD, plafond de prix « *ex-ante* », plafond de revenu « *ex-post* »), L'AFIEG considère que l'option de la méthodologie *ex-ante* est à privilégier. En effet une telle approche :

- Permet d'apporter de la liquidité sur les marchés de gros à terme français, notamment sur des maturités

Longues ;

- Offre à la régulation du nucléaire historique la transparence nécessaire à la réplification de l'approvisionnement d'EDF Commerce par les fournisseurs alternatifs, garantissant un *level playing field* ;

- Préserve les incitations économiques à la performance du parc électronucléaire et à l'optimisation temporelle de la production (*dispatch*) ;

- A l'avantage d'être connue du régulateur, qui la met d'ores et déjà en œuvre dans le cadre des compléments de rémunération aux énergies renouvelables.

*A contrario*, une méthodologie « *ex-post* » analogue à la contribution sur la rente inframarginale (CRIM) souffre de plusieurs limites :

- En l'absence d'une référence type MO, elle ne garantit en rien qu'EDF apporte une solution à la crise de liquidité du marché à terme français ;

- Elle introduit une opacité dans la façon dont EDF valorise son productible, empêchant les fournisseurs alternatifs de répliquer sa stratégie

d'approvisionnement, et menace le *level playing field* sur le marché aval. De plus, un système à barèmes serait probablement de nature à renforcer l'illisibilité et la complexité d'un tel mécanisme et est pour nous inacceptable ;

- Elle risque de détruire les incitations économiques à l'optimisation temporelle de la production (gestion en valeur d'usage) ;
- Au regard de la complexité de mise en œuvre dont souffre la CRIM, il est raisonnable de considérer qu'un tel schéma de régulation soit extrêmement difficile à contrôler.

## Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

**L'AFIEG est favorable à ce qu'EDF publie trimestriellement (voire mensuellement) ses objectifs de production annuels.** Toute publication plus régulière d'information pertinente sur la projection par EDF de sa production semble bienvenue. On peut en effet espérer qu'une granularité plus importante dans la publication des objectifs de production d'EDF permettent d'en réduire l'incertitude, laquelle se manifeste actuellement par la publication de fourchettes relativement larges.

**L'AFIEG s'interroge cependant sur l'efficacité d'une telle mesure sur la fiabilité des informations publiées.** En effet, les publications REMIT d'EDF peuvent manquer de fiabilité, ce qui est de nature à favoriser une perte de confiance des participants au marché et renchérir la prime de risque sur les marchés à terme français. Il est donc essentiel que le régulateur propose des dispositions favorisant la fiabilité des publications de l'acteur en position dominante et garantissant leur sincérité. Il pourrait par exemple être explorés :

- l'obligation pour EDF de publier ses couvertures sur le marché à termes ;
- l'application à EDF d'une pénalité financière si la production réalisée d'EDF s'éloigne trop de sa production prévisionnelle (hors événements imprévisibles), selon un mécanisme analogue à celle qui existe déjà pour les fournisseurs dans le calcul de leurs droits ARENH à savoir les CP1/CP2. Ce mécanisme pourrait être adossé à la future régulation du nucléaire historique.

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

## Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

**L'AFIEG est favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché pour les contrats à terme d'électricité.** Cependant, L'AFIEG appelle la CRE à préciser davantage les mécanismes régulateurs et incitatifs qui limiteraient autant que possible le pouvoir de marché du (des) teneur(s) de marché, en particulier EDF.

Dans ce but, L'AFIEG suggère que soit explorée la mise en œuvre d'appels d'offres pour l'attribution du mandat de teneur de marché pour une durée à définir, avec l'obligation pour EDF d'y participer au regard de sa position dominante. L'octroi du mandat par appel d'offres pourrait permettre de sélectionner plusieurs teneurs de marché et ainsi diminuer l'écart offre-demande (*bid-ask spread*). De plus il permettrait que les acteurs les plus à même d'exercer la tenue de marché se révèlent d'eux-mêmes par leur participation.

Enfin, L'AFIEG rappelle que le marché de gros a globalement montré sa résilience. En ce sens, le mandat de tenue de marché devrait être un dispositif intégré au marché de gros actuel. En particulier, le dispositif proposé par la CRE est préférable à un dispositif *ad hoc* type « enchères EDF » aux mains de l'acteur dominant dont les conditions d'accès sont dégradées par rapport aux conditions actuelles de marché de gros (délai de paiement, garanties financières).



## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

L'AFIEG est favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an. En effet la libération très tardive des capacités d'interconnexion contraint fortement l'arbitrage du prix à terme français, limitant ainsi la convergence des prix en Europe. L'AFIEG regrette d'ailleurs que le GRT, qui note avec justesse que « *les prix à termes en France continuent d'évoluer dans des niveaux nettement supérieurs à ceux observés dans les pays voisins et semblent donc intégrer une prime de risque significative* », ne fasse pas preuve d'initiative sur cette problématique connue depuis plusieurs années et rendue prégnante par la crise. En effet la libération deux voire trois ans à l'avance des capacités d'interconnexion sur les enchères JAO pour corriger les écarts identifiés peut être mise en œuvre sans disposition législative ou réglementaire.

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

Oui, ces échanges doivent être poursuivis et étendu à l'ensemble des frontières.

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

L'AFIEG partage l'analyse de la CRE sur la nécessité d'une continuité de surveillance des pratiques de l'acteur historique EDF afin d'éviter tout abus de concurrence, dans un cadre post-ARENH. L'AFIEG souscrit pleinement à l'affirmation de la CRE selon laquelle « *EDF devra se placer, du point de vue de l'accès au marché amont sur lequel il occupe une position dominante, dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales* ». Cet acquis de la loi NOME mise en œuvre dans le cadre de l'ARENH doit perdurer puisque les conditions de position dominante d'EDF à l'amont et à l'aval ayant abouti à ce prérequis demeurent.

L'AFIEG note que la vigilance du régulateur, de l'Autorité de la concurrence et de la DGCCRF devra être plus grande encore dans ce contexte. En effet, l'ARENH a notamment pour intérêt de limiter par conception (livraison physique selon les droits des fournisseurs acquis en fonction de la consommation de leur portefeuille client) le pouvoir de marché d'EDF. L'AFIEG souhaite préciser que cette vigilance accrue des autorités de la concurrence est la conséquence de la position dominante d'EDF (laquelle peut se renforcer à la faveur de la transition post-ARENH du cadre de régulation) et ne doit en aucun cas mener à un contrôle intrusif du Régulateur ou de l'Autorité de la concurrence sur les fournisseurs alternatifs.

Aux vues de la forte probabilité que pour le post-ARENH, la régulation du nucléaire historique passe par un mécanisme post-marché, il est légitime de penser qu'EDF bénéficie de davantage de liberté pour la valorisation de son productible et la commercialisation de ses offres. Une telle situation appelle une vigilance particulièrement forte des autorités de régulation et de sanction des abus de position dominante.

Sur ce point, L'AFIEG aimerait porter à la connaissance de la CRE son analyse sur plusieurs situations à risques, rendues prégnants dans un contexte de fin de l'ARENH.

Sur les contrats de long terme, assis sur des installations de production électronucléaire avec certains industriels électro-intensifs (Contrat d'allocation de production nucléaire d'EDF) :

L'AFIEG émet une alerte sur le risque concurrentiel que porte les contrats long terme à destination des industriels électrointensifs sur la concurrence dans la fourniture d'électricité. En effet EDF est le seul acteur à pouvoir proposer ce type de contrats, et les volumes envisagés pour ceux-ci (les éléments parus dans la presse font mention de 25, 50 voire 60 TWh/an risquent de fermer considérablement, voire totalement, le marché des EI/HEI.

L'AFIEG présente *infra* les conséquences que ces contrats doivent emporter en termes de régulation et de contrôle de la position dominante d'EDF.

#### Sur les pratiques commerciales d'EDF :

Afin qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales, critère indispensable dans l'élaboration du cadre post-ARENH à paraître, L'AFIEG propose que soit donnée à la CRE la capacité d'auditer les offres de fourniture d'EDF afin de s'assurer qu'elles sont cohérentes avec la pratique d'un fournisseur indépendants (*pure player*) et évite (i) les subventions croisées du producteurs vers l'entité commerciale, (ii) les comportements discriminatoires pour l'accès d'EDF à la production électronucléaire (contraintes en termes de prix, de liquidité, de validité des offres).

#### Sur le traitement des filiales d'EDF :

L'AFIEG souhaite rappeler que la direction commerciale d'EDF SA n'est pas l'unique entité de commercialisation d'EDF. En effet l'acteur historique contrôle plusieurs entreprises titulaires de l'autorisation de fourniture d'électricité et qui formulent des offres, notamment Sowee, DALKIA et ÉLECTRICITÉ DE STRASBOURG (ES). Dans la continuité de la régulation actuelle (avec par exemple les modalités applicables aux filiales contrôlées par EDF en cas de dépassement du plafond), il convient de s'assurer qu'EDF ne s'affranchisse pas des exigences en termes de droit de la concurrence par l'activité de ses filiales.

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

#### Sur les contrats de long terme, assis sur des installations de production électronucléaire avec certains industriels électro-intensifs (Contrat d'allocation de production nucléaire d'EDF) :

EDF poursuit des négociations avec des industries électro-intensives françaises pour la conclusion de contrats long-terme de fourniture d'électricité, bénéficiant des faibles coûts du nucléaire amorti. L'aboutissement de ces négociations pourrait, en l'absence de régulation, entrer en violation avec le droit de la concurrence, selon l'analyse de la Commission dans sa décision du 17/03/2010 sur le *Case COMP/39.386*; et alors que les conditions ayant mené à cette décision demeurent.

Selon les informations publiques parues dans la presse, il est envisagé que les CAPN représentent un volume total de 60 TWh, alors que la consommation électrique totale de l'industrie française est d'environ 120 TWh. Le non-encadrement de ces CAPN pourrait donc aboutir à la fermeture complète autour d'EDF de la moitié du segment industriel, lequel est le segment tirant le plus de bénéfice de la concurrence entre les fournisseurs. De plus, le rapport Darmayan sur l'approvisionnement électrique des industries française évalue la consommation des EI/HEI en 2019 à 60 TWh (EI : 45 TWh, HEI : 15 TWh). La pleine liberté d'EDF dans la conclusion de tels contrats long-terme risque donc d'aboutir à la fermeture complète du marché des EI/HEI.

Au regard de ces éléments, il convient que les autorités garantes du maintien d'une saine concurrence sur le marché de détail de l'électricité s'assurent que de tels types de contrats soient compatibles avec les règles concurrentielles (notamment sur les pratiques de ciseau tarifaire). Il convient de s'assurer que ce type de contrat soit répliquable par l'ensemble des fournisseurs, et pas uniquement EDF.

A cet égard, la publication du rapport de la CRE sur les électro-intensifs remis au Gouvernement serait de nature à éclairer cette problématique.

#### Sur les PPA renouvelables :

Le marché des PPA en France est caractérisé par une forte demande des consommateurs et une faible offre de la part des producteurs. Cela a pour conséquence de favoriser les producteurs dans la négociation de PPA (*a fortiori* si les actifs de production sont éligibles au complément de rémunération) qui peuvent "imposer" des typologies de contrat type « *pay as produced* », transférant le risque de l'intermittence au

consommateur.

Plus généralement, la vente à un client (contrairement à une vente à EDF OA) nécessite une prise en compte des besoins et contraintes du client et donc un équilibrage des risques contractuels. *A contrario*, il existe une tendance encore très présente de transférer l'ensemble des risques contractuels à l'*offtaker*, y compris ceux liés à la construction ou la performance du parc.

Une éducation des acteurs aux différentes typologies de contrats PPA et au rôle central du fournisseur/agrégateur, notamment pour la gestion de l'équilibrage de ces risques et des interactions sur la fourniture du client consommateur, favoriserait le développement du marché PPA en France.

De plus, l'AFIEG rappelle l'intérêt de la mise en place d'un teneur de marché pour la liquidité de long terme des marchés de gros, permettant la synchronisation des contrats de fourniture avec les échéances PPA.

Il est de plus important que la CRE clarifie et justifie son positionnement sur la sortie du complément de rémunération au profit d'un PPA. Du point de vue AFIEG, il est au contraire souhaitable que les producteurs trouvent des acheteurs privés PPA dans des conditions plus favorables que le CR (en termes de prix et de visibilité), désengageant ainsi le soutien de l'Etat et libérant des fonds afin de financer de nouveaux projets. Selon notre lecture, la philosophie des aides d'Etats est de déclencher un investissement qui n'aurait pas eu lieu sans ladite aide. Il peut alors sembler contradictoire (et de nature à restreindre le financement de projets *greenfiled*) de vouloir limiter le passage à une valorisation purement privée (PPA) une fois le projet développé. L'AFIEG relève que la sortie d'OA sur des horizons côtés, qui relève de l'arbitrage, est très différente de la sortie sur des horizons non-côtés (via PPA long terme) qui apporte de la visibilité et désengage l'Etat, mais ne constitue pas un arbitrage.

L'AFIEG souhaite également rappeler que l'instabilité réglementaire limite significativement le développement des PPA en France. Cette instabilité, et surtout la crainte de mesures rétroactives (bulle PV, taxe inframarginale, prix seuil) n'est pas de nature à rassurer les porteurs de projets, les investisseurs et les consommateurs pour le développement de projets PPA. Aussi l'AFIEG rappelle l'importance que revêt une régulation post-ARENH pérenne pour le développement du marché des PPA en France. En effet celui-ci ne pourra s'effectuer dans de bonnes conditions sur la régulation nationale est ouverte à modifications à court ou moyen terme (notamment en cas de chute des prix de gros qui pourrait pousser les pouvoirs publics à revoir les modalités de la régulation du nucléaire historique).

En outre, l'AFIEG suggère que le fonds de garantie PPA « *électricité renouvelable* » mis en place la BPI entre producteur et acheteur soit étendu aux fournisseurs.

Enfin, l'AFIEG rappelle qu'une concurrence saine sur le marché de la fourniture de l'électricité doit passer par l'accès des fournisseurs à la production en base. Or la production pilotable n'est clairement pas ouverte à la concurrence :

- Le nucléaire est un monopole *de facto*, avec un acteur monopolistique qui refuse de permettre aux acteurs tiers d'investir dans l'actif nucléaire, et ceux alors que les investissements à consentir sont gigantesques : « *Je ne serai pas favorable que des intérêts financiers viennent se substituer au financement exclusif par EDF qui me paraît le plus apte à faire les meilleurs arbitrages collectifs* », Jean-Bernard Lévy, Sénat, 25 novembre 2014 ;

- Le gouvernement souhaite de transférer la propriété des barrages hydroélectriques à EDF au travers du régime d'autorisation, entrant en totale contradiction avec le droit communautaire et national.

L'AFIEG rappelle l'intérêt majeur que revêt à l'accès à cette production pour l'élaboration de PPA compétitifs, notamment en facilitant la « baseloadisation » de ces produits, laquelle permet de profiter du plein potentiel protecteur des contrats-long termes.

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

L'AFIEG appelle la CRE à proposer et mettre en œuvre des dispositions particulières pour la surveillance des acteurs en position dominante. En effet le règlement REMIT établit des règles identiques pour tous les acteurs et ne permet pas en lui-même de traiter suffisamment efficacement les situations de positions dominantes.

De plus, l'AFIEG regrette le caractère non-dissuasif des amendes applicables en cas de manipulation des prix de gros. A titre d'exemple, l'AFIEG note les sanctions du CoRDiS de la CRE prononcées le 25 avril 2022 à l'égard de EDF et EDF Trading pour manquement au règlement

REMIT, respectivement de 500 000 € et 50 000 €. Aux vues des faits sanctionnés, il est manifeste que le montant de ces sanctions ont été largement inférieurs aux gains tirés des manipulations de marché constatées.

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

Date de la contribution : 13/11/2023

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

ALPIQ est défavorable au lissage sur deux ans de l'intégralité de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak. En effet, au regard des volumes à couvrir sur le marché de gros pour la courbe de charge totale en l'absence d'ARENH, un lissage sur deux ans est très risqué pour tous les acteurs dans un marché volatil. Ce risque est rendu encore plus prégnant dans un marché volatil et baissier, scénario qu'il est impossible d'exclure dans un contexte de sortie progressive de tension sur le système énergétique et de développement des énergies renouvelables variables.

Appliquer la même méthode que le « complément marché » (qui représente environ 40 % de l'approvisionnement des TRVE) à l'intégralité de la courbe de charge revient donc à multiplier par 2,5 le besoin de couverture des fournisseurs, sur un marché à terme français confronté à « des difficultés structurelles » qui « ne seront pas résolues uniquement par une simple augmentation des volumes échangés sur le marché de gros à terme correspondant à l'ARENH », comme le note très justement la CRE dans la présente consultation.

Par voie de conséquence, un lissage sur deux ans de volumes trop importants pourrait favoriser les acteurs ayant des politiques de couverture opportunistes et risquées (par exemple qui ne couvriraient pas à l'avance leurs volumes), ce que la communauté des fournisseurs ainsi que l'ensemble des pouvoirs publics souhaitent éviter.

ALPIQ propose donc de lisser l'intégralité de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur une année. En pratique, 100 % des volumes de produits calendaires Base et Peak seraient approvisionnés sur une seule année de lissage.

De plus, ALPIQ rappelle qu'actuellement, il n'existe pas de couverture sans risque pour pouvoir répliquer le TRVE (*gamma* négatif), en particulier dans un contexte de thermosensibilité de la consommation résidentielle. En effet :

- en marché haussier, le fournisseur prudent se couvrant sur deux ans pour répliquer le TRVE est capable de fournir ses clients et faire de l'acquisition ; le fournisseur mal couvert risque de faire faillite et de mettre en péril l'approvisionnement de ses clients ;
- en marché baissier, les fournisseurs prudents sont hors-marché, les concurrents sous-couverts pouvant vendre très en dessous du TRVE et acquérir massivement de nouveaux clients (qui peuvent résilier leur contrat initial sans frais).

ALPIQ considère qu'augmenter de 150 % les volumes exposés à ces risques est déraisonnable et de nature à, au choix, favoriser le développement de fournisseurs imprudents ou concentrer le marché autour du fournisseur historique. Enfin, si ALPIQ salue la voie explorée par la CRE de permettre aux fournisseurs d'appliquer des frais de résiliation anticipée, il reste très incertain que ces dispositions (qui aurait un véhicule législatif) aboutissent. Ces éléments plaident pour une approche prudente de la CRE pour la définition de la méthodologie de l'approvisionnement du TRVE 2026. La proposition de lissage sur un an, qui impliquerait malgré tout une hausse de 25 % des volumes à couvrir sur le marché de gros par rapport à la situation initiale (méthodologie TRVE 2023), correspond à cette approche.

### Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

ALPIQ est défavorable au lissage sur deux ans de l'intégralité de l'approvisionnement en garanties de capacité. En cohérence avec sa réponse à la Question 2 et afin que la période de lissage de l'approvisionnement en garanties de capacité corresponde à la période de lissage pour l'approvisionnement en énergie, ALPIQ propose d'établir à une année cette période de lissage.

## Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

ALPIQ partage le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité. De plus, il est regrettable qu'à date, la réforme du *market design* européen de l'électricité manque l'opportunité de proposer des dispositions permettant de développer la liquidité du marché. Il semble donc nécessaire d'envisager une approche nationale pour corriger le manque de liquidité.

Dans ce but, ALPIQ partage l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH.

Aussi ALPIQ souhaite partager son analyse sur des voies d'amélioration supplémentaires pour un meilleur fonctionnement des marchés. En effet les principales barrières à l'entrée sur le marché de gros (lesquelles limitent sa liquidité) concerne le coût et la nature du collatéral et des appels de marges. A cela s'ajoute une situation de quasi-monopoles régionaux des plateformes de marché qui ont la faculté de déterminer les formules de collatéraux sans aucun encadrement. Il conviendrait donc à l'échelle européenne, que l'ACER collabore étroitement avec l'ESMA afin :

- **d'assouplir les règles en matière de garanties financières en permettant au collatéral « hors-cash » d'être accepté**, comme des garanties bancaires non-collatéralisées ;
- **d'améliorer la transparence des chambres de compensation**, notamment sur leurs modèles de probabilité pour le calcul des garanties financières que les acteurs de marché doivent fournir ;
- **de diminuer de façon plus générale les besoins de collatéral** (*collateral margin requirements*), par exemple à travers des garanties publiques suffisamment dimensionnées.

Enfin, ALPIQ souhaite souligner que la régulation du nucléaire historique post-ARENH a également des conséquences sur le fonctionnement du marché de gros à terme français. Parmi les trois options envisagées par le gouvernement pour cette régulation (CFD, plafond de prix « *ex-ante* », plafond de revenu « *ex-post* »), l'AFIEG considère que l'option de la méthodologie *ex-ante* est à privilégier. En effet une telle approche :

- Permet **d'apporter de la liquidité sur les marchés de gros à terme français**, notamment sur des maturités longues ;
- Offre à la régulation du nucléaire historique **la transparence nécessaire à la réplification de l'approvisionnement d'EDF Commerce** par les fournisseurs alternatifs, garantissant un *level playing field* ;
- Préserve les **incitations économiques à la performance du parc électronucléaire et à l'optimisation temporelle de la production** (*dispatch*) ;
- A l'avantage d'être **connue du régulateur**, qui la met d'ores et déjà en œuvre dans le cadre des compléments de rémunération aux énergies renouvelables.

*A contrario*, une méthodologie « *ex-post* » analogue à la contribution sur la rente inframarginale (CRIM) souffre de plusieurs limites :

- En l'absence d'une référence type MO, elle ne garantit en rien qu'EDF apporte une solution à la crise de liquidité du marché à terme français ;
- Elle introduit une **opacité dans la façon dont EDF valorise son productible, empêchant les fournisseurs alternatifs de répliquer sa stratégie d'approvisionnement**, et menace le *level playing field* sur le marché aval. De plus, un système à barèmes serait probablement de nature à renforcer l'illisibilité et la complexité d'un tel mécanisme et est pour nous inacceptable ;
- Elle risque de **détruire les incitations économiques à l'optimisation temporelle de la production** (gestion en valeur d'usage) ;
- Au regard de la complexité de mise en œuvre dont souffre la CRIM, il est raisonnable de considérer qu'un tel schéma de régulation soit **extrêmement difficile à contrôler**.

## Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

ALPIQ est favorable à ce qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels. Toute publication plus régulière d'information pertinente sur la projection par EDF de sa production semble bienvenue. On peut en effet espérer qu'une granularité plus importante dans la publication des objectifs de production d'EDF permettent d'en réduire l'incertitude, laquelle se manifeste actuellement

par la publication de fourchettes relativement larges.

ALPIQ s'interroge cependant sur l'efficacité d'une telle mesure sur la fiabilité des informations publiées. En effet, les publications REMIT d'EDF peuvent manquer de fiabilité, ce qui est de nature à favoriser une perte de confiance des participants au marché et renchérir la prime de risque sur les marchés à terme français. Il est donc essentiel que le régulateur propose des dispositions favorisant la fiabilité des publications de l'acteur en position dominante et garantissant leur sincérité. Il pourrait par exemple être explorés :

- l'obligation pour EDF de publier ses couvertures sur le marché à termes ;
- l'application à EDF d'une pénalité financière si la production réalisée d'EDF s'éloigne trop de sa production prévisionnelle (hors événements imprévisibles), selon un mécanisme analogue à celle qui existe déjà pour les fournisseurs dans le calcul de leurs droits ARENH à savoir les CP1/CP2. Ce mécanisme pourrait être adossé à la future régulation du nucléaire historique.

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

## Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

ALPIQ est favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché pour les contrats à terme d'électricité. Cependant, ALPIQ appelle la CRE à préciser davantage les mécanismes régulateurs et incitatifs qui limiteraient autant que possible le pouvoir de marché du (des) teneur(s) de marché, en particulier EDF.

Dans ce but, ALPIQ suggère que soit explorée la mise en œuvre d'appels d'offres pour l'attribution du mandat de teneur de marché pour une durée à définir, avec l'obligation pour EDF d'y participer au regard de sa position dominante. L'octroi du mandat par appel d'offres pourrait permettre de sélectionner plusieurs teneurs de marché et ainsi diminuer l'écart offre-demande (*bid-ask spread*). De plus il permettrait que les acteurs les plus à même d'exercer la tenue de marché se révèlent d'eux-mêmes par leur participation (il existe en effet des banques (i) opèrent du physique, (ii) n'ont pas de "profil" trop orienté à la vent, (iii) sont présentes en France, (iv) connaissent parfaitement le métier de *market making*).

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Êtes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

ALPIQ est favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an. En effet la libération très tardive des capacités d'interconnexion contraint fortement l'arbitrage du prix à terme français, limitant ainsi la convergence des prix en Europe. ALPIQ regrette d'ailleurs que le GRT, qui note avec justesse que « *les prix à termes en France continuent d'évoluer dans des niveaux nettement supérieurs à ceux observés dans les pays voisins et semblent donc intégrer une prime de risque significative* », ne fasse pas preuve d'initiative sur cette problématique connue depuis plusieurs années et rendue prégnante par la crise. En effet la libération deux voire trois ans à l'avance des capacités d'interconnexion sur les enchères JAO pour corriger les écarts identifiés peut être mise en œuvre sans disposition législative ou réglementaire.

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

Oui, ces échanges doivent être poursuivis et étendu à l'ensemble des frontières.

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales



**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

ALPIQ partage l'analyse de la CRE sur la nécessité d'une continuité de surveillance des pratiques de l'acteur historique EDF afin d'éviter tout abus de concurrence, dans un cadre post-ARENH. ALPIQ souscrit pleinement à l'affirmation de la CRE selon laquelle « *EDF devra se placer, du point de vue de l'accès au marché amont sur lequel il occupe une position dominante, dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales* ». Cet acquis de la loi NOME mise en œuvre dans le cadre de l'ARENH doit perdurer puisque les conditions de position dominante d'EDF à l'amont et à l'aval ayant abouti à ce prérequis demeurent.

ALPIQ note que la vigilance du régulateur, de l'Autorité de la concurrence et de la DGCCRF **devra être plus grande encore dans ce contexte**. En effet, l'ARENH a notamment pour intérêt de limiter par conception (livraison physique selon les droits des fournisseurs acquis en fonction de la consommation de leur portefeuille client) le pouvoir de marché d'EDF. ALPIQ souhaite préciser que cette vigilance accrue des autorités de la concurrence est la conséquence de la position dominante d'EDF (laquelle peut se renforcer à la faveur de la transition post-ARENH du cadre de régulation) et **ne doit en aucun cas mener à un contrôle intrusif du Régulateur ou de l'Autorité de la concurrence sur les fournisseurs alternatifs**.

Aux vues de la forte probabilité que pour le post-ARENH, la régulation du nucléaire historique passe par un mécanisme post-marché, il est légitime de penser qu'EDF bénéficie de davantage de liberté pour la valorisation de son productible et la commercialisation de ses offres. **Une telle situation appelle une vigilance particulièrement forte des autorités de régulation et de sanction des abus de position dominante**.

Sur ce point, ALPIQ aimerait porter à la connaissance de la CRE son analyse sur plusieurs situations à risques, rendues prégnants dans un contexte de fin de l'ARENH.

#### Sur les contrats long-terme avec certains industriels électro-intensifs, les Contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) :

En effet EDF poursuit des négociations avec des industries électro-intensives françaises pour la conclusion de contrats long-terme de fourniture d'électricité, bénéficiant des faibles coûts du nucléaire amorti. L'aboutissement de ces négociations pourrait, en l'absence de régulation, **entrer en violation avec le droit de la concurrence, selon l'analyse de la Commission dans sa décision du 17/03/2010 sur la Case COMP/39.386 ; et alors que les conditions ayant mené à cette décision demeurent**.

Selon les informations publiques parues dans la presse, **il est envisagé que les CAPN représentent un volume total allant jusque 60 TWh**, alors que la consommation électrique totale de l'industrie française est d'environ 120 TWh. **Le non-encadrement de ces CAPN pourrait donc aboutir à la fermeture complète autour d'EDF de la moitié du segment industriel**, lequel est le segment tirant le plus de bénéfice de la concurrence entre les fournisseurs. De plus, le rapport Darmayan sur l'approvisionnement électrique des industries française évalue la consommation des EI/HEI en 2019 à 60 TWh (EI : 45 TWh, HEI : 15 TWh). **La pleine liberté d'EDF dans la conclusion de tels contrats long-terme risque donc d'aboutir à la fermeture complète du marché des EI/HEI**.

Au regard de ces éléments, il convient que les autorités garantes du maintien d'une saine concurrence sur le marché de détail de l'électricité **s'assurent que de tels types de contrats soient compatibles avec les règles concurrentielles** (notamment sur les pratiques de ciseau tarifaire).

A cet égard, **la publication du rapport de la CRE sur les électro-intensifs remis au Gouvernement en 2022 serait de nature à éclairer cette problématique**.

#### Sur les pratiques commerciales d'EDF :

Afin qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales, critère indispensable dans l'élaboration du cadre post-ARENH à paraître, ALPIQ propose que soit donnée à la CRE la capacité **d'auditer les offres de fourniture d'EDF afin de s'assurer qu'elles sont cohérentes avec la pratique d'un fournisseurs indépendants (pure player)** et évite (i) **les subventions croisées** du producteurs vers l'entité commerciale, (ii) **les comportements discriminatoires** pour l'accès d'EDF à la production électronucléaire (contraintes en termes de prix, de liquidité, de validité des offres).

#### Sur le traitement des filiales d'EDF :

ALPIQ souhaite rappeler que la direction commerciale d'EDF SA n'est pas l'unique entité de commercialisation d'EDF. En effet l'acteur historique contrôle plusieurs entreprises titulaires de l'autorisation de fourniture d'électricité et qui formulent des offres, notamment **Sowee, DALKIA et ÉLECTRICITÉ DE STRASBOURG (ES)**. Dans la continuité de la régulation actuelle (avec par exemple les modalités applicables aux filiales contrôlées par EDF en cas de dépassement du plafond), il convient de **s'assurer qu'EDF ne s'affranchisse pas des exigences en termes de droit de la concurrence par l'activité de ses filiales**.

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des



## installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

Sur les contrats de long terme, assis sur des installations de production électronucléaire avec certains industriels électro-intensifs (Contrat d'allocation de production nucléaire d'EDF) :

ALPIQ réitère son alerte sur le risque concurrentiel que porte les contrats long terme à destination des industriels électro-intensifs sur la concurrence dans la fourniture d'électricité (cf. Question 10). En effet EDF est le seul acteur à pouvoir proposer ce type de contrats, et les volumes envisagées pour ceux-ci (les éléments parus dans la presse font mention de 25, 50 voire 60 TWh/an) risquent de fermer considérablement, voire totalement, le marché des EI/HEI.

Sur les PPA renouvelables :

Le marché des PPA en France est caractérisé par une forte demande des consommateurs et une faible offre de la part des producteurs. Cela a pour conséquence de favoriser les producteurs dans la négociation de PPA (*a fortiori* si les actifs de production sont éligibles au complément de rémunération) qui peuvent "imposer" des typologies de contrat type « *pay as produced* », transférant le risque de l'intermittence au consommateur.

Plus généralement, la vente à un client (contrairement à une vente à EDF OA) nécessite une prise en compte des besoins et contraintes du client et donc un équilibrage des risques contractuels. *A contrario*, il existe une tendance encore très présente de transférer l'ensemble des risques contractuels à l'*offtaker*, y compris ceux liés à la construction ou la performance du parc.

**Une éducation des acteurs aux différentes typologies de contrats PPA et au rôle central du fournisseur/agrégateur, notamment pour la gestion de l'équilibrage de ces risques et des interactions sur la fourniture du client consommateur, favoriserait le développement du marché PPA en France.**

Il est de plus important que la CRE clarifie et justifie son positionnement sur la sortie du complément de rémunération au profit d'un PPA. Du point de vue d'ALPIQ, il est au contraire souhaitable que les producteurs trouvent des acheteurs privés PPA dans des conditions plus favorables que le CR (en termes de prix et de visibilité), désengageant ainsi le soutien de l'Etat et libérant des fonds afin de financer de nouveaux projets. Selon notre lecture, la philosophie des aides d'Etats est de déclencher un investissement qui n'aurait pas eu lieu sans ladite aide. Il peut alors sembler contradictoire (et de nature à restreindre le financement de projets *greenfield*) de vouloir limiter le passage à une valorisation purement privée (PPA) une fois le projet développé. **ALPIQ relève que la sortie d'OA sur des horizons côtés, qui relève de l'arbitrage, est très différente de la sortie sur des horizons non-côtés (via PPA long terme) qui apporte de la visibilité et désengage l'Etat, mais ne constitue pas un arbitrage.**

ALPIQ souhaite également rappeler que l'instabilité réglementaire limite significativement le développement des PPA en France. Cette instabilité, et surtout la crainte de mesures rétroactives (bulle PV, taxe inframarginale, prix seuil) n'est pas de nature à rassurer les porteurs de projets, les investisseurs et les consommateurs pour le développement de projets PPA. Aussi ALPIQ rappelle l'importance que revêt une régulation post-ARENH pérenne pour le développement du marché des PPA en France. En effet celui-ci ne pourra s'effectuer dans de bonnes conditions sur la régulation nationale est ouverte à modifications à court ou moyen terme (notamment en cas de chute des prix de gros qui pourrait pousser les pouvoirs publics à revoir les modalités de la régulation du nucléaire historique).

Enfin, ALPIQ rappelle qu'une concurrence saine sur le marché de la fourniture de l'électricité doit passer par l'accès des fournisseurs à la production en base. Or la production pilotable n'est clairement pas ouverte à la concurrence :

- **Le nucléaire est un monopole *de facto*, avec un acteur monopolistique qui refuse de permettre aux acteurs tiers d'investir dans l'actif nucléaire**, et ceux alors que les investissements à consentir sont gigantesques : « *Je ne serai pas favorable que des intérêts financiers viennent se substituer au financement exclusif par EDF qui me paraît le plus apte à faire les meilleurs arbitrages collectif* », Jean-Bernard Lévy, Sénat, 25 novembre 2014 ;
- **Le gouvernement refuse toujours d'organiser le renouvellement des concessions hydroélectriques par appel d'offres**, en violation du droit de l'Union et du droit national. De plus, le gouvernement n'a à ce jour toujours pas exclue l'option poussée par EDF au régime de l'autorisation, solution qui transférerait la propriété des barrages à EDF.

ALPIQ rappelle l'intérêt majeur que revêt à l'accès à cette production pour l'élaboration de PPA compétitifs, notamment en facilitant la « baseloadisation » de ces produits, laquelle permet de profiter du plein potentiel protecteur des contrats-long termes.

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

**ALPIQ appelle la CRE à proposer et mettre en œuvre des dispositions particulières pour la surveillance des acteurs en position dominante.** En effet le règlement REMIT établit des règles identiques pour tous les acteurs et ne permet pas en lui-même de traiter suffisamment efficacement les situations de positions dominantes.

De plus, **ALPIQ regrette le caractère non-dissuasif des amendes applicables en cas de manipulation des prix de gros.** A titre d'exemple, ALPIQ note les sanctions du CoRDîS de la CRE prononcées le 25 avril 2022 à l'égard de EDF et EDF Trading pour manquement au règlement REMIT, respectivement de 500 000 € et 50 000 €. Aux vues des faits sanctionnés, **il est manifeste que le montant de ces sanctions ont été largement inférieurs aux gains tirés des manipulations de marché constatées.**

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

## **Consultation publique de la CRE relative à l’approvisionnement du tarif réglementé de vente d’électricité pour l’année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros**

### **Réponse de l’ANODE**

---

*L’ANODE remercie la CRE pour la visibilité donnée aux acteurs de marché sur les modalités de sourcing du TRVE pour 2026 prenant en compte la suppression du dispositif Arenh, malgré l’absence de visibilité sur le dispositif qui lui succédera.*

*En premier lieu, compte tenu des objectifs annoncés par le Gouvernement de définition d’un dispositif post-Arenh permettant de protéger tous les consommateurs finals de la hausse des prix, grâce à un mécanisme de plafonnement et de redistribution de la rente infra-marginale sur la production nucléaire, et compte tenu de la part de la production nucléaire dans le mix électrique français, nous nous interrogeons sur la nécessité du maintien des TRVE.*

*Par ailleurs, si nous sommes favorables à la prise en compte d’un approvisionnement 100% marché pour le TRVE 2026, nous réitérons notre demande de réduire la période de lissage du TRVE et/ou d’envisager une évolution plus dynamique du TRVE. En tout état de cause, compte tenu de l’absence de visibilité sur le fonctionnement du dispositif post-Arenh, nous considérons qu’il serait prématuré d’envisager une période de lissage supérieure à 1 an.*

*Concernant le fonctionnement du marché de gros français, nous souscrivons aux observations et analyses de la CRE quant au manque de liquidité des produits à terme et sur la nécessité de l’améliorer pour accompagner le fonctionnement d’un marché post-ARENH, en lien avec les objectifs poursuivis par la réforme européenne du marché de l’électricité. En ce sens, nous soutenons la mise en place d’un teneur de marché public ayant un rôle de market making pour favoriser la liquidité des produits sur le marché de gros.*

*Néanmoins, pour préserver l’ouverture du marché à la concurrence dans un marché post-ARENH, il faudra limiter le pouvoir de marché de l’acteur dominant :*

- *à l’amont, en renforçant l’exigence de transparence et de fiabilité des données de production publiées par EDF et en imposant à EDF des engagements clairs et quantitatifs sur la liquidité du marché de gros, dans la mesure où il détient près de 90% des capacités de production dans le cadre d’un monopole (nucléaire, hydroélectricité) ;*
- *à l’aval en plaçant EDF commerce dans des conditions identiques à celles de ses concurrents, notamment en termes de conditions d’approvisionnement et d’exposition au marché de gros, et en ne faisant pas de la méthodologie de construction du TRVE une barrière à l’entrée du marché de détail ou à l’innovation des offres pour les consommateurs finals.*

## 1. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE ET GARANTIES DE CAPACITÉ DU TARIFS RÉGLEMENTÉS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE 2026

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

#### Question 1 : Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ?

**Nous sommes favorables à la prise en compte d'un approvisionnement 100% marché.** En toute logique, les frais d'accès au marché, les garanties, les spread bid/ask et les primes de risques devront augmenter à due proportion. Le remplacement du bloc ARENH par des produits CAL ne devrait pas, selon nous, impacter le calcul de la Pfc, dans le cas contraire nous souhaitons que la CRE avertisse les acteurs de marché suffisamment en avance.

Le décalage d'un mois entre la période de calcul de la brique approvisionnement et celle d'application du TRVE génère une grande complexité, ainsi que des coûts et des risques importants pour les fournisseurs alternatifs. **Nous demandons à la CRE d'aligner, le plus rapidement possible, la période de calcul de la part énergie avec la période d'application du TRVE, soit du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre.** En absence de guichet ARENH pour 2026, le décalage d'un mois est obsolète et doit disparaître.

Concernant le lissage, bien que nous souscrivions aux objectifs de stabilité des prix pour les consommateurs finals, conserver l'actuel lissage sur 24 mois pose des **problèmes de répliquabilité** importants pour les fournisseurs alternatifs qui ne disposent pas de la même taille, ni de la même stabilité de portefeuille qu'EDF. En effet, la proposition de la CRE ne pallie pas aux problèmes de répliquabilité. Nous rappelons :

1. qu'il faut pour un fournisseur un volume minimal d'1 MW pour intervenir sur les marchés et donc répliquer la formule ;
2. qu'un risque volume important existe pour les fournisseurs alternatifs dont les portefeuilles évoluent d'une année sur l'autre, avec des volatilités qui peuvent être très importantes, à l'exemple des deux crises successives que nous avons connues. Au-delà des effets de la crise :
  - a. les clients sur le marché de masse ne sont pas engagés,
  - b. les clients sur le marché d'affaire fonctionnent souvent par appels d'offres ce qui peut entraîner d'importantes variations des portefeuilles des fournisseurs, a fortiori sur les appels d'offres multisites.

Compte tenu de ces deux éléments, la visibilité à deux ans des fournisseurs sur leurs portefeuilles est réduite et il est extrêmement risqué pour eux de prendre des positions sur le marché de gros sur la base de ces prévisions.

Au-delà des problèmes de répliquabilité, la méthode de fixation des TRVE pose un **problème de contestabilité**. En effet, le lissage sur 2 ans ne permet pas une concurrence tarifaire effective, puisque les coûts d'approvisionnement et notamment les risques induits par ce lissage, ne sont pas correctement pris en compte dans la méthode de la CRE.

*Au-delà de la jurisprudence du Conseil d'Etat, qui a réaffirmé la nécessité de garantir la contestabilité des TRVE, la CRE doit également pleinement prendre en compte la Directive<sup>1</sup> électricité de 2019 qui prévoit que l'intervention publique sur les prix doit respecter un certain nombre de critères dont celui défini au 7.c) de l'article 5 : « sont établies à un prix supérieur aux coûts, à un niveau permettant une concurrence tarifaire effective ».*

*Dans un contexte de régulation du marché de l'électricité post-ARENH, dont les contours ne seront pas stabilisés avant la fin de l'année 2024, il n'est pas souhaitable d'appliquer un lissage sur une période supérieure à 1 an – a minima pour le TRVE 2026.*

**Nous proposons donc 2 options alternatives :**

1. **Réduire a minima la période de lissage à 11 mois pour le TRVE 2026<sup>2</sup>, cela permettrait :**
  - a. **une meilleure cohérence par rapport aux incertitudes liées à la réforme post-Arenh et aux objectifs d'amélioration de la liquidité du marché,**
  - b. **de limiter la hausse du TRVE en 2024,**
  - c. **et limiter les difficultés de répliquabilité et de contestabilité de la méthode mises en évidence depuis plusieurs années.**

**Dans l'idéal**, comme évoqué dans nos réponses précédentes, pour avoir une méthode parfaitement contestable, il **serait préférable d'appliquer une méthode en « 3-1-3 »** sur la base d'une courbe horaire appliquée sur une période trimestrielle, impliquant i une mise à jour trimestrielle du TRVE.

A titre d'exemple, cela équivaut pour le trimestre « Q1 2024 » à prendre une moyenne des courbes horaires sur cette période trimestrielle, égale à la moyenne arithmétique des courbes de prix horaire sur les mois de septembre, octobre et novembre 2023.

Cette méthode se rapproche de la pratique de la CRE pour le gaz.

2. **Mettre à jour en cours d'année le coût des risques liés à l'approvisionnement**, afin de mieux refléter la réalité des risques portés par les fournisseurs (volatilité des prix, liquidité du marché, risque volume, appels de marge). Une mise à jour pourrait être faite au 1<sup>er</sup> août, en même temps que du TURPE.

**Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ?**

Si la CRE décide de conserver un lissage sur 2 ans, il est important de **pondérer différemment** :

- **l'approvisionnement des produits entre les 2 années**, par exemple avec la couverture de 25% des volumes sur l'année N-2 et 75% sur l'année N-1 (option 2 présentée ci-après).

---

<sup>1</sup> Directive (UE) 2019/944.

<sup>2</sup> En prenant une moyenne de prix allant de janvier à novembre.

- **et les sous-profil.**

Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

**Présentation des deux options de pondération que nous privilégions :**

	<b>Période de lissage des volumes (MWh) remplaçant les blocs ARENH</b>			
	<b>Année n-2</b>		<b>Année n-1</b>	
<b>OPTION 1</b> lissage de l'approvisionnement de l'ex-bloc ARENH alloué et écrêté	<b>0%</b>		<b>100%</b>	
<b>Sous-profil</b>				
<i>Pondération des produits par sous-profil</i>	<i>CAL base (offpeak inclus)</i>	<i>CAL peak (offpeak inclus)</i>	<i>CAL base (offpeak inclus)</i>	<i>CAL peak (offpeak inclus)</i>
<b>RES 1 P1</b>	0%	0%	93%	7%
<b>RES 2 P1</b>	0%	0%	80%	20%
<b>RES 2 P2</b>	0%	0%	140%	-40%*
<b>RES 11</b>	0%	0%	95%	5%

	<b>Période de lissage des volumes (MWh) remplaçant les blocs ARENH</b>			
	<b>Année n-2</b>		<b>Année n-1</b>	
<b>OPTION 2</b> lissage de l'approvisionnement de l'ex-bloc ARENH alloué et écrêté	<b>25%</b>		<b>75%</b>	
<b>Sous-profil</b>				
<i>Pondération des produits par sous-profil</i>	<i>CAL base (offpeak inclus)</i>	<i>CAL peak (offpeak inclus)</i>	<i>CAL base (offpeak inclus)</i>	<i>CAL peak (offpeak inclus)</i>
<b>RES 1 P1</b>	23%	2%	70%	5%
<b>RES 2 P1</b>	20%	5%	59%	16%
<b>RES 2 P2</b>	35%	-10%*	105%	-30%*
<b>RES 11</b>	24%	1%	71%	4%



*\*La présence de pondérations négatives est liée au fait que certains profils sont « contre-modulés » : elles correspondent donc à des ventes. D'un point de vue soucing, le fournisseur achète le résultat du netting*

## Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

### Question 2 : Etes-vous favorable à cette proposition ?

*Nous y sommes favorables, toutefois nous soulignons que cette problématique ne se poserait pas si l'approvisionnement était lissé sur un an, permettant ainsi d'intégrer correctement à la méthode de fixation du TRVE le futur mécanisme de capacité.*

*Si la CRE veut conserver son lissage sur 2 ans, une autre option pourrait être d'approvisionner, d'utiliser la méthodologie du MéCapa actuel sur la période de janvier à décembre 2026, à la suite de laquelle pourrait être opéré un rattrapage une fois les règles du futur MéCapa définies.*

## 2. LES ÉLÉMENTS NÉCESSAIRES À L'AMÉLIORATION DU FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE GROS

### Question 3 : Partagez-vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ?

*Nous partageons globalement l'analyse de la CRE et la complétons avec les éléments suivants.*

- *La **notion de distorsion de concurrence** est absente de l'analyse de la CRE :*
  - *le bon fonctionnement du marché sera assuré si EDF commerce est soumis aux mêmes règles d'approvisionnement que les fournisseurs alternatifs ;*
  - *la présence d'un acteur verticalement intégré en situation de monopole appelle :*
    - *à une grande vigilance de la CRE en termes de surveillance des activités commerciales et de trading d'EDF,*
    - *et une grande exigence de transparence sur les informations publiées ;*
- *la modération du prix ne dépend pas forcément de la durée des contrats mais du **coût du mix de production** ;*
- *les **primes de risque** existeront nécessairement sur des contrats de long terme, puisque leur compétitivité prix n'est pas garantie dans le temps et que les fournisseurs portent un risque commercial sur ces produits (taux d'attrition, déformation de la courbe de consommation, etc.) ;*
- *la **liquidité** ne doit pas s'appréhender uniquement sur les produits CAL, mais également sur des produits plus fins qui sont nécessaires pour couvrir la forme de la courbe de consommation du client (Quarter, Month peakload, etc.).*

*Nous rappelons qu'aujourd'hui les fournisseurs ne peuvent pas couvrir commercialement leurs risques de contrepartie s'ils s'engagent sur des produits à terme.*

**Si oui, partagez-vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ?**

***Nous sommes plutôt en phase avec les propositions de la CRE concernant les mesures à prendre.***

*Toutefois, nous constatons que la CRE considère que "le développement d'une bonne liquidité sur des échéances à termes plus longues (...) est un moyen essentiel pour développer les contrats de moyen et long terme sur le marché aval". Nous souhaitons alerter la CRE sur les risques portés par ce type de contrats longs termes qui assurent certes visibilité et stabilité, mais rarement compétitivité des prix. En cas de retournement de marché, les français paieront un prix plus élevé que leurs voisins européens car engagés dans des durées longues, avec un risque fort pour le gouvernement de se voir être mis en difficulté d'avoir poussé à ce système. Ne répétons pas les mêmes erreurs que par le passé (ex : Exceltium).*

*De plus, le développement de contrats de long terme induirait une fermeture du marché progressive et de lourdes barrières à l'entrée pour les nouveaux entrants.*

*Au-delà, nous souhaitons rappeler que ces mesures ne suffisent pas à permettre au marché de bien fonctionner après la fin de l'ARENH. En effet, si le gouvernement envisage de mettre en place des CFD et/ou des "prix plafond", un certain nombre de mesures devront être mises en oeuvre pour permettre leur bon fonctionnement comme par exemple la publication mensuelle des objectifs de production nucléaire ou encore la conduite d'un audit externe sur le coût de production du nucléaire.*

## **Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire**

**Question 4 : Estimez-vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?**

*Oui, les propositions de la CRE vont dans le bon sens. Nous souhaitons :*

- *qu'EDF publie sur son site, à échéances prévues :*
  - *l'estimation de production annuelle, mise à jour trimestriellement et systématiquement en cas d'aléas ;*
  - *le calendrier journalier de disponibilité au pas horaire, plutôt que d'indisponibilité, incluant les estimations de disponibilité minimales et maximales utiles pour nos prévisions,*
- *que la CRE :*
  - *incite EDF à réduire les écarts entre ses estimations prévisionnelles et le réalisé ;*
  - *contrôle la pertinence des informations publiées, notamment en contrôlant les interactions entre EDF trading et EDF production.*



**Question 5 : Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?**

*Comme évoqué à la question précédente, la CRE devra veiller à la qualité des informations en elles-mêmes et des prévisions publiées. Il serait intéressant de comparer la qualité des prévisions publiées par EDF avec celles d'autres acteurs à l'étranger. Si cet audit devait révéler un écart significatif, la CRE devrait prendre les mesures nécessaires pour contraindre EDF à améliorer ses prévisions.*

**Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans**

**Question 6 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les contrats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ?**

***Oui, nous y sommes favorables, EDF devrait être obligé de l'être.*** La mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché nous semble indispensable pour pallier le manque de liquidité des produits de longs termes. Un tel dispositif devra toutefois être rigoureusement encadré par les autorités compétentes pour éviter tout abus :

- *il faudra toutefois paramétrer la rémunération de ce ou ces teneurs de marché publics, afin de ne pas générer une inflation artificielle du prix des produits;*
- *les paramètres du market making et les indicateurs de surveillance doivent être bien définis en amont, notamment avec les acteurs de marché et EEX.*

**Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ?**

- Echéances des produits : minimum jusqu'à 5 ans et idéalement jusqu'à 20 ans pour orienter le prix des PPA, sur les produits : CAL, Quarter et Month baseoload et peakload.
- Spread bid/ask : il faut règlementer la taille du *spread* autorisé afin que cette activité de tenue de marché ne soit pas génératrice de marges trop importantes, celui-ci doit être différent selon les maturités. Afin de réduire la taille du *spread* sur certaines maturités un volume minimal d'échange doit être défini.

*Le tableau suivant compare les spread bid/ask observés au mois de novembre pour les produits CAL en gaz, sur le TTF via Trayport, et en électricité, sur le marché de gros allemand via EEX.*

TTF		Allemagne marché de gros de l'électricité	
Maturité	Spread	Maturité	Spread
CAL + 5	1 €/MWh (connu)	CAL +5	3 €/MWh (connu)
CAL +10	4,45 €/MWh (connu)	CAL +10	2 €/MWh (connu)

CAL + 11 à 15	6,25€/MWh (déterminé empiriquement)	CAL +20	4 €/MWh (déterminé empiriquement)
CAL+ 16 à 20	7,75€/MWh (déterminé empiriquement)		

- Indiquer les créneaux d'activité du teneur de marché : [9h-18h].
- Engagement de disponibilité : sur des volumes à l'achat et à la vente sur différents produits. En complément, il serait possible de définir un calendrier d'enchères à dates fixes auxquelles EDF serait tenu de vendre des volumes et des produits de différentes maturités. Cette mesure garantirait la transparence sur la formation des prix et la disponibilité des produits, elle accompagnerait donc le rôle du teneur de marché.
- Publications journalières :
  - des échanges réalisés : prix, volumes et maturités,
  - des échanges non réalisés : donner le prix moyen du *spread bid/ask (middle)*.

## Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

Compte tenu du monopole d'EDF sur la quasi-totalité de la production française cet acteur devrait être obligé de jouer ce rôle.

En complément, pour animer la concurrence sur le marché de gros, on pourrait envisager qu'EDF soit soumis à **un calendrier d'enchères avec des dates et des volumes définis. En effet, selon un calendrier prédéfini, EDF se doit de vendre des volumes/produits à différentes échéances, en cohérence avec son programme de disponibilité.** De cette manière, il sera possible d'avoir une transparence sur les prix des produits à terme.

Cette possibilité devrait ensuite être ouverte sur la base du volontariat à d'autres entités, comme Engie ou d'autres acteurs de marché. En effet, les *market makers* peuvent améliorer la liquidité du marché seulement si EDF vend des volumes *forward* sur les marchés et non pas en bilatéral.

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 7 : Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-elle adéquate ?**

*Le développement des enchères d'interconnexion à plus long terme est une excellente idée mais nous doutons de la capacité des gestionnaires de réseau à donner aux fournisseurs des estimations fiables en volumes et en prix.*

**Question 8 : Estimez-vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?**

Nous y sommes favorables si cela améliore la liquidité et le couplage des marchés au-delà des échéances de court terme.

S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 9 : Partagez-vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent-ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?**

*Etant dans un marché ouvert à la concurrence, EDF commerce doit se trouver dans des conditions économiques identiques à celles de ses concurrents, et non pas « équivalentes ».*

*La surveillance opérée par ces deux instances n'est pas suffisante puisque EDF commerce continue de bénéficier structurellement d'une position avantageuse par rapport à ses concurrents.*

**Cette situation perdurera tant qu'EDF sera verticalement intégrée et :**

- *qu'elle bénéficiera de façon privilégiée du nucléaire historique (via l'ARENH aujourd'hui),*
- *que son monopole sur la capacité ne sera pas plus surveillé, point important du futur mécanisme de capacité centralisé autour de RTE : une surveillance accrue des enchères par le régulateur sera nécessaire ;*
- *que la méthodologie de construction du TRVE n'est pas contestable.*

**Ainsi, nous considérons que la situation concurrentielle du marché de l'électricité ainsi que la position dominante de l'acteur historique appellent à un pouvoir de surveillance renforcé d'une part, mais surtout à des mesures correctives d'autre part.**

*En effet, l'ADLC a ouvert plusieurs enquêtes sur certains Appels d'Offres remportés par EDF en dessous des prix de marché (et dont les résultats ne nous ont pas encore été communiqués). De plus, il convient de rappeler que la réforme actuelle du MéCapa doit participer à pallier l'opacité de la formation des prix et aux suspicions de manipulation des quantités et des prix par des acteurs dominants. Dans ces conditions et au regard de ces éléments, nous considérons indispensable de renforcer le pouvoir de surveillance et le pouvoir d'agir des autorités compétentes.*

Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 10 : Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?**

*La mise en place d'un teneur de marché est importante pour donner de la visibilité aux producteurs, créer des références de prix et animer le marché de gros.*

*Par ailleurs, si EDF vend en bilatéral sa production à des consommateurs industriels, alors une partie non négligeable des consommateurs sortira du marché. De plus, étant juge et partie, les conditions de vente qu'il pourrait imposer sur le marché de gros pourraient disqualifier ou discriminer ses concurrents sur la partie fourniture. Si EDF commerce ne s'approvisionne pas dans des conditions identiques à celles des autres fournisseurs, il n'y aura aucune corde de rappel pour éviter les distorsions de concurrence entre fournisseurs.*

**Nous rappelons que la compétitivité prix d'un produit long terme n'est pas garantie dans**

**Le temps**, en cas de baisse des prix de marché, le prix convenu peut devenir obsolète et c'est le consommateur qui le paiera. A ce titre, l'exemple de S2 2022 est une parfaite illustration. Les pouvoirs publics ont poussé les fournisseurs à signer et couvrir des contrats avec les entreprises pour leur demander quelques semaines plus tard d'autoriser ces mêmes entreprises à résilier leur contrat en raison de la baisse de prix.

Par ailleurs, un **contrat de long terme comporte une prise de risque. A ce titre, nous avons demandé que les fournisseurs soient éligibles au fonds de garantie pour le développement des utility PPA<sup>3</sup>**, qui d'après l'étude d'e-cube commandée par la CRE en mars 2022<sup>4</sup> est le modèle de contractualisation le plus répandu.

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 11 : Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?**

**Question 12 : Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ? Compte tenu de la position avantageuse d'EDF commerce (cf. réponse à la question 9) et pour accompagner le développement de la liquidité des produits à terme sur le marché :**

- nous **demandons à ce que les instances de régulation surveillent plus particulièrement les offres d'EDF commerce**, notamment sur le marché d'affaire et les marchés publics : en comparant les prix pratiqués, sur un volume X de contrats, aux fondamentaux de marché. Le résultat de ce picking devra être rendu public dans le respect du secret commercial. Il est essentiel que la CRE dispose de l'ensemble des éléments relatifs à ces contrats, y compris les « side letter » qui pourraient être envoyées en complément des contrats signés ;
- nous **suggérons que la CRE mette en place un cadre de contractualisation adhoc pour les produits de long terme, vendus lors d'enchères hors marché, par l'acteur dominant pour éviter toute discrimination ;**
- nous **demandons à limiter les volumes vendus en gré-à-gré via des produits long terme, liés au nucléaire historique et non soumis à la régulation**, pour ne pas entraver le développement de concurrence ;
- nous **demandons à ce que soit communiqué**, aux acteurs de marché, de façon journalière les produits (volume et prix) nucléaires échangés soumis à régulation (prix plafond ou CfD).

*In fine*, nous considérons que la mise aux enchères de la production d'EDF et les enchères de long terme sur les interconnexions amélioreront la transparence des prix de marché. Un marché liquide et fonctionnel aura pour effet de faciliter la signature des PPAs et les investissements dans la production renouvelable.

<sup>3</sup> Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, le 10 novembre 2022 [https://www.economie.gouv.fr/energie-renouvelable-nouveau-fonds-garantie-contrats-approvisionnement].

<sup>4</sup> CRE, *Développement des contrats PPA*, 29 mars 2022 [https://www.cre.fr/actualites/developpement-des-contrats-de-type-ppa].

# Augmented Energy

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

*Date de la contribution : 13/11/2023*

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

Etant donné les éléments dont nous disposons à l'heure actuelle sur le dispositif destiné à remplacer l'ARENH la proposition de la CRE de remplacer les volumes d'ARENH par un produit Base lissé sur 2 ans est cohérente.

Toutefois, nous souhaitons attirer l'attention sur le fait que dans le cadre d'un CfD si un prix de référence autre que le prix de le prix Base lissé sur 2 ans est utilisé cela peut entraîner un manque de cohérence et donc un risque financier (plus précisément un « basis risk») pour les consommateurs au TRV. Par exemple, si la moyenne du prix spot est utilisé comme référence du CfD et que celle-ci est supérieure à la moyenne des prix base lissées, le paiement du CfD sera amoindri et ne jouera pas son rôle compensateur. Si le dispositif destiné à remplacer l'ARENH est à terme un CfD, c'est un point dont il faudra s'assurer la cohérence.

### Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

### Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

Oui nous partageons l'analyse de la CRE et son identification des mesures à prendre.

### Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

Oui nous estimons cela pertinent

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

La disponibilité des centrales nucléaires d'EDF et la communication de cette disponibilité est un facteur majeur de l'évolution des prix sur le marché de l'électricité français. En l'état, outre la fréquence de publication, il est important de renforcer la cohérence entre données REMIT, les objectifs de production et le comportement réel des centrales. Les acteurs ne devraient pas avoir à « deviner » la meilleure estimation de production nucléaire, elle devrait découler logiquement des données REMIT publiées, modulo l'optimisation technico-économique.

# Augmented Energy

Cette dernière devant elle-même être représentée dans les données de transparence. Si EDF gère le rechargement du combustible du parc nucléaire comme un stock, il est naturel que l'évolution de ce stock puisse être suivit par les acteurs aussi facilement que le niveau des stocks de gaz ou des réservoirs hydrauliques.

## Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

Nous déplorons comme d'autres acteurs le manque de liquidité du marché français. Les dispositifs de tenue de marché (market-making) ont pour rôle d'accroître la liquidité et existe dans la plupart des marchés organisés. Cependant, ce ne sont pas des palliatifs au manque de liquidité « chronique ». Le fait que ce type de dispositif ne ce soit pas développé « naturellement » sur les places de marchés françaises dénote que le problème de manque liquidité à des causes plus profonds, sur lesquels il faut agir, plutôt que de créer un market-maker « réglementaire ».

Nous voyons comme causes profondes :

- L'approvisionnement des TRV, en rendant nécessaire un lissage sur 2 ans du complément marché cela créé une demande étalée, sur des maturités lointaines. En face les capacités de production n'ont pas de tels contraintes pour se couvrir.
- L'ARENH et la concentration du marché en amont ne laissent qu'un volume résiduel au marché.

Une bonne structuration du post-ARENH, nous semble plus efficace que la mise en place d'un mandat de teneur de marché qui sera difficile à calibrer pour un résultat incertain.

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

Oui nous sommes favorables à cette disposition et les échéances nous semblent adéquates.

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

Oui nous partageons l'analyse de la CRE

# Augmented Energy

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

Le principal obstacle à ce type de contrat reste le risque de contrepartie. Les mécanismes de garantie d'État, tel que celui mis en place pour les CPPA renouvelables, nous semblent incontournables.

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?



## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

*Date de la contribution : 17/11/2023*

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

#### Exposé liminaire

L'article L337-6 du code de l'énergie définissant le mécanisme de construction des tarifs réglementés par addition du prix de l'Arenh, du prix du marché, de la capacité, du Turpe et des coûts de commercialisation, a été créé par ordonnance en 2011 puis modifié en 2015 et en 2019.

Le contexte a depuis radicalement changé.

D'une part, la volatilité du prix du gaz et de l'électricité s'est considérablement accrue, avec un produit calendaire électricité qui a dépassé 1000 €/MWh en 2022. Le risque que nous revivions ce type de crise est très élevé. L'instabilité géopolitique et la concurrence croissante dans l'accès aux énergies fossiles vont nécessairement provoquer une volatilité croissante des prix du gaz avec des pics de prix imprévisibles.

Ceci se répercutera sur le marché à terme de l'électricité, RTE rappelant dans son BP 2023-2035 que le gaz formera le prix de l'électricité 75% du temps dans les prochaines années. RTE rappelle également que la prime de risque perçue par les marchés peut entraîner, comme en 2022, une surcote très importante des marchés à terme par rapport au spot (400€/MWh l'an dernier).

D'autre part, l'électrification des usages, nécessaire à la décarbonation, est devenue une priorité absolue pour les pouvoirs publics et doit le devenir pour la société. Ainsi, les consommateurs sont notamment incités à basculer d'un chauffage gaz/fioul vers un chauffage électrique via des pompes à chaleur, et à remplacer leur véhicule thermique par un véhicule électrique.

La réussite d'une telle transition nécessite un signal prix de l'électricité stable et incitatif pour les consommateurs, ainsi que le rappelle RTE. Pour ne citer qu'une phrase du rapport BP 2023-2035 : « Faire perdurer une situation où les moyens fossiles occupent une place très limitée dans le mix mais sont « faiseurs de prix » durant l'essentiel du temps n'apparaît ni compréhensible ni soutenable au vu du cours des énergies fossiles. ».

Pour cette raison, nous considérons que la logique même de construction des tarifs réglementés par empilement doit être reconsidérée. La réussite de la transition énergétique nous apparaît incomparablement plus importante que le souci de répliquabilité des tarifs réglementés.

Faire dépendre 100% de la part fourniture des tarifs réglementés d'un marché à terme qui ne reflète nullement les fondamentaux des coûts de l'électricité nous semble constituer non seulement une erreur, mais une faute pour les générations futures, quand bien même une partie de cette exposition serait amortie par des dispositifs post-



marché.

Il n'est évidemment pas dans les prérogatives de la CRE de modifier la loi ; elle a néanmoins les capacités -et à nos yeux le devoir- d'exprimer des recommandations.

## Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

Le produit calendaire baseload est un produit de substitution à l'ARENH. Aussi, le CLEEE considère qu'il est cohérent qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2026, les volumes initialement couverts par le mécanisme ARENH soit substitués par le produit calendaire.

Toutefois, la présente consultation de la CRE indique que, malgré les incertitudes qui entourent les options de régulation post ARENH, toujours en cours d'arbitrage, il est « *nécessaire de proposer, dès à présent, des ajustements de la méthode de construction des TRVE permettant de garantir leur contestabilité et leur répliquabilité en 2026 tout en assurant la compatibilité de leur approvisionnement avec les éventuels scénarios de régulation* ».

Or, le CLEEE, dans sa note [\[1\]](#) communiquée au gouvernement, a clairement exprimé ses **réserves concernant la répliquabilité du scénario proposé par EDF**, basé sur une régulation ex-post.

Les tarifs réglementés de vente sont aujourd'hui calculés sur base de la moyenne des produits à terme CAL sur plusieurs années. La CRE, dans sa proposition, souhaite conserver cette pratique. Le CLEEE attire donc l'attention de la CRE sur ce point, car nous ne voyons pas comment les TRV pourraient répliquer le marché dans l'hypothèse d'une régulation ex-post.

Bien que le CLEEE soutienne la position de la CRE d'anticiper la méthode de construction des TRVE dès le 1<sup>er</sup> janvier 2024, **il paraît indispensable de s'assurer dans un premier temps que le scénario retenu soit effectivement répliquable, et ce au niveau de la constitution des TRVE ou des offres des fournisseurs alternatifs.**

Aussi, les réponses du CLEEE à cette consultation valent uniquement dans le cadre d'un arbitrage étatique en faveur d'un scénario post ARENH effectivement répliquable.

Une répartition 50/50 des volumes entre 2025 et 2026 semble, dans l'absolu, cohérente ; elle présuppose néanmoins que la décision soit prise par la CRE avant le 31/12/2023 et que, donc, les incertitudes relatives au mécanisme de régulation post-Arenh soient suffisamment levées d'ici là. Dans le cas inverse, on peut aussi imaginer un lissage sur 18 mois (du 1<sup>er</sup> juillet 2024 au 31 décembre 2025) de manière à se laisser le temps d'y voir plus clair (au 1<sup>er</sup> juillet, la loi relative à la nouvelle régulation devrait avoir été votée ; c'est donc ce lissage sur 18 mois que nous recommandons).

Enfin, le CLEEE s'interroge sur le positionnement de la France dans la compétition internationale et européenne en

particulier.

En effet, le TRVE impacte la compétitivité des petites entreprises françaises éligibles, dont certaines sont en concurrence locale, alors que d'autres sont soumises à une concurrence européenne. Dans tous les cas, ces entreprises entrent dans la chaîne de valeur de l'industrie française, et lorsque le marché est européen leurs clients se fourniront au mieux disant. Autrement dit, si l'équivalent des TRVE européen est plus compétitif, l'activité des entreprises éligibles au TRVE se réduira.

Y a-t-il une comparaison des coûts complets TTC de l'électricité pour une PME française versus une Allemande, Espagnole etc.. ?

Par exemple, avec un plan allemand de 12 milliards d'aides sur l'électricité pour les entreprises sur 5 ans, qui apporte compétitivité et visibilité, comment ce mécanisme 2026 va-t-il positionner relativement le TRVE ?

---

[\[1\]](#) Note de position sur le post-Arenh jointe en Annexe

## Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

Le CLEEE est favorable à la proposition de la CRE de n'approvisionner, dans un premier temps, pour le TRVE 2026, que les garanties de capacité du mécanisme actuel portant sur la période janvier-mars 2026, dans l'attente de plus de visibilité sur le nouveau mécanisme de capacité.

## Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

Le mécanisme de fixation des prix à terme sur le marché de gros de l'électricité, de par sa construction, ne reflète pas les coûts de production mais uniquement l'espérance moyenne du coût marginal, qui est 75% du temps celui d'une centrale au gaz, majorée d'une prime de risque.

Nous considérons dès lors que le problème est structurel et que les propositions de la CRE, certes bienvenues, sont d'une nature cosmétique et insuffisante.

Pour autant, la consultation de la CRE portant sur le court terme (2026) et les propositions allant dans le bon sens,

nous sommes favorables aux mesures proposées par la CRE :

- **Renforcer la transparence du marché**, en particulier sur la situation du parc nucléaire. La disponibilité nucléaire est un indicateur qui impacte très fortement le marché comme on a pu le voir avec l'écart entre le prix à terme et le spot pour 2023.

- **Le développement d'une bonne liquidité**. Depuis au moins 2 ans, les acheteurs ont été confrontés à maintes reprises à ce manque de liquidité. En effet, les transactions publiées en intraday sur le site de la bourse européenne sur le marché français n'étaient pas toujours répliquables par les fournisseurs alternatifs dans les contrats de gré à gré. Le manque de liquidité était la raison majeure évoquée par ces derniers, avec pour conséquence l'impossibilité pour un acheteur de couvrir ses besoins à un prix qu'il juge compatible avec son budget.

Le CLEEE observe depuis 2 ans un écart important entre le prix de clôture (Settlement price disponible sur [www.eex.com](http://www.eex.com)) et les prix proposés majoritairement par les fournisseurs de gré à gré (prix OTC). La non-répliquabilité du prix de clôture dans les contrats qui ne permettent désormais que des achats OTC pose la question de la transparence des cotations proposées par les fournisseurs.

- **La concurrence à l'amont et à l'aval**. Les 20 années d'ouverture du marché ont prouvé que le développement de la concurrence aval n'est en rien corrélé à la compétitivité des prix qui dépendent au premier ordre du design de marché et de la disponibilité de la production. Nous ne considérons donc pas que le développement de la concurrence constitue une réponse prioritaire aux enjeux de décarbonation et de réindustrialisation évoqués plus haut.

## Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

Le CLEEE est en faveur de la plus grande transparence possible concernant l'estimation du productible nucléaire, dont on a vu l'importance dans le niveau des prix à terme. Nous sommes donc favorables à une publication mise à jour au moins trimestriellement. Nous recommandons même une mise à jour tous les deux mois.

Néanmoins, se pose la question centrale du **contrôle de l'information** transmise par EDF, afin d'éviter la diffusion partielle ou volontairement erronée qui aurait pour conséquences de faire gonfler ou baisser les prix artificiellement.

La publication des objectifs trimestriels de la production annuelle nécessite un contrôle amont de ladite estimation. La publication d'un objectif non vérifiable et pouvant être volontairement surévalué serait un mauvais signal envoyé au marché, ayant pour conséquence une hausse artificielle des prix de l'énergie

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

Sur la forme, la présentation des objectifs sous forme d'illustrations (tableaux de suivi, courbes objectif production/ production réelle) permettrait une simplicité de présentation et une accessibilité au plus grand nombre. A mettre à disposition sur une page dédiée (sur le site RTE par exemple).

Sur le fond, un rapport trimestriel (voire bimestriel) synthétique contenant les éléments sur lesquels s'appuient l'objectif et les raisons pour lesquelles l'objectif est revu, à la hausse ou à la baisse, est essentiel afin de permettre une compréhension des enjeux par l'ensemble des acteurs de marché.

Dans le cadre d'un scénario Post-Arenh basé sur une régulation Ex-post, il est nécessaire de publier des informations quant aux ventes mensuelles d'EDF sur les marchés (volumes et prix) afin de commencer à avoir une idée de ce qui pourrait arriver dans la rémunération ex post.

## Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

Le CLEEE réitère ses réserves évoquées plus haut (inadéquation fondamentale du marché à terme à refléter les fondamentaux des coûts de production et non le prix du gaz et du CO<sub>2</sub>, et à garantir une stabilité et une prévisibilité des prix indispensable à la décarbonation).

Les mesures proposées par la CRE n'apportent aucune solution à ce problème.

Ceci étant posé, le CLEEE est en faveur de toute mesure permettant d'apporter de la liquidité au marché, qui permettra aux entreprises consommatrices qui le peuvent de lisser le risque sur plusieurs années et ainsi de réduire la volatilité.

Il sera essentiel que le mécanisme soit conçu de manière à éviter qu'EDF puisse peser à la hausse sur les prix du fait de sa position dominante. C'est ce que semblerait permettre le mécanisme proposé par la CRE (plus de précisions bienvenues).

**Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ?**

Nous recommandons que le teneur de marché propose des produits jusqu'à 5 ans en CAL, et jusqu'à la fin de l'année +2 en Quarter.

Un écart bid ask inférieur à 1% nous semble être un minimum requis correspondant à une liquidité suffisante.

Les produits proposés doivent être de type Base mais aussi Peak (le problème de liquidité étant encore plus important aujourd'hui en peak).

Si nous interprétons bien le taux de disponibilité comme étant égal au pourcentage du temps pendant lequel les produits doivent être effectivement disponibles à la vente avec un écart bid-ask conforme aux exigences ci-dessus, alors nous estimons que ce taux devrait être d'au moins 95%, et vérifié produit par produit.

**Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?**

Au regard de ses capacités de production, EDF est un acteur incontournable. Par ailleurs, le cadre législatif assurerait un contrôle des quantités et prix proposés par cet acteur dominant.

Dans la mesure du possible, un autre acteur au moins devrait exercer la tenue de marché afin d'assurer et renforcer la cohérence des quantités et prix proposés.

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Êtes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

Le CLEEE est favorable à cette disposition permettant d'accroître la liquidité et la visibilité du marché. Une

échéance de 3 ans paraît cohérente.

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

Idem question 7.

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

Comme indiqué plus haut, la concurrence -artificielle- sur le marché de détail ne constitue pas à nos yeux une priorité, dès lors que les prix résultants ne reflètent pas la réalité des coûts de production.

Le CLEEE ne se prononce donc pas sur les moyens nécessaires pour mettre en œuvre une telle disposition.

Par ailleurs, dans l'hypothèse d'un cadre d'un marché post Arenh basé potentiellement basé sur un modèle ex-post, il serait nécessaire qu'un organisme indépendant soit en charge du contrôle de la rémunération d'EDF. Il faudra alors nécessairement que cet acteur soit doté des moyens humains et matériels pour aller chercher les informations pertinentes chez EDF (par exemple : comment isoler les revenus de production des revenus annexes tels que trading ; comment isoler le revenu issu des ventes du productible nucléaire de celui issu des ventes des autres moyens de production ; etc...), et que la Cour des Comptes effectue des audits réguliers.

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

La mise en œuvre de contrats long terme entre EDF et quelques grands industriels électro-intensifs est bienvenue. Mais ces contrats ne seront pas, de par leur complexité juridique et les contraintes qu'elles imposent (avance en tête, visibilité de long terme sur les besoins, risque de contrepartie), adaptés à l'immense majorité des industriels qui ne sont ni organisés ni compétents pour signer ce type de contrat. L'asymétrie de pouvoir de marché est énorme entre EDF et ces industriels.

C'est pourquoi les CLT ne constituent en aucun cas une alternative pour la grande majorité des entreprises.

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

Concernant le marché spot, tout renforcement des moyens de la CRE dans sa surveillance du marché de gros est bienvenu.

Concernant le marché à terme, dans la mesure où il est n'est pas conçu pour refléter la réalité des coûts de production mais uniquement l'espérance des coûts marginaux augmentée d'une prime de risques, sa surveillance nous paraît revêtir une importance de second ordre par rapport à la nécessité d'une réforme majeure et structurelle.

Néanmoins, dans cette attente, le CLEEE souhaite mettre l'accent sur les points suivants :

- La CRE doit exercer un contrôle fort et exemplaire sur la bonne application de toute mesure d'aide devant bénéficier aux consommateurs ou évolution réglementaire impactant les contrats en cours. Certains abus ont été constatés et font, à ce jour, encore l'objet de litiges entre les fournisseurs et leurs clients. Un canal fluide permettant aux consommateurs d'informer la CRE de toute anomalie doit être mis en place, et la CRE doit disposer des moyens d'analyser ces anomalies.
- Dans un contexte réglementaire mouvant, certaines clauses contractuelles des contrats de fourniture seront certainement amenées à évoluer. Il convient de veiller à ce que les contrats de fourniture restent équilibrés et exempts de clause abusive. A ce titre nous souhaitons que la CRE exerce un contrôle par échantillonnage des contrats proposés par les fournisseurs aux différentes catégories de clients, qu'elle agisse auprès des fournisseurs concernés, qu'elle puisse le cas échéant être saisie par des consommateurs et dispose d'un pouvoir de sanction.
- Au-delà d'un contrôle, dans la continuité de sa publication de son guide de bonnes pratiques à destination des consommateurs professionnels, privés et publics, pour les aider lors de leurs achats de gaz et d'électricité, la CRE devrait réitérer l'exercice avant 2026, afin d'informer et guider les consommateurs dans un contexte de modèle de marché post ARENH.

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

Le CLEEE invite la CRE à continuer ses publications des références indicatives de prix d'électricité pour les PME et les collectivités territoriales.

Liste des pièces jointes à la contribution :

Annexe 1\_CLEEE - Note de position sur le post-Arenh 20231027.pdf

## **Note de position sur le Post-Arenh**

Le CLEEE a été informé des différents scénarios envisagés par les pouvoirs publics pour le post-Arenh. Cette note a pour objet de vous partager nos commentaires après consultation de nos membres.

Les scénarios qui nous ont été présentés sont les suivants :

- **Scénario 1 Etat** : captage et redistribution, à hauteur de 270 TWh, de 100% de la rente d'EDF, définie comme l'écart entre la valeur moyenne pluriannuelle du prix CAL et 70€/MWh.
- **Scénario 2 EDF** : captage et redistribution, sur la totalité du productible nucléaire, d'une partie de la rente d'EDF, calculée ex-post sur base des revenus effectivement constatés, selon les modalités suivantes : 50% de la part du revenu excédant 85 €/MWh et 90% de la part du revenu excédant 105 €/MWh.
- **Scénario 3** : captage et redistribution, sur la totalité du productible nucléaire, d'une partie de la rente d'EDF, calculée ex-sur base des revenus effectivement constatés, selon les modalités suivantes : 25% de la part du revenu excédant 60 €/MWh, 75% de la part du revenu excédant 73 €/MWh, et 90% de la part du revenu excédant 110 €/MWh.

Avant toute chose, le CLEEE tient à rappeler **l'engagement du président de la république**, pris à Belfort en février 2022 : « nous mettrons en œuvre (...) une nouvelle régulation de l'électricité nucléaire (...) afin que les consommateurs français, ménages et entreprises, puissent bénéficier de prix stables, **proches des coûts** de production de l'électricité en France ». Engagement réitéré en septembre 2023, le Président ayant prévu d'annoncer « des prix de l'électricité (...) qui vont donner de la **visibilité** à la fois aux ménages et à nos industriels et avoir des prix qui nous mettent dans une situation tout à fait favorable et **compétitive** au niveau européen ».

Dès lors, la régulation proposée par les pouvoirs publics doit viser les objectifs suivants :

- **Protection des consommateurs**, ménages et entreprises :
  - protection du pouvoir d'achat (à travers les prix pour les particuliers mais aussi des entreprises et des collectivités)
  - protection contre la volatilité du prix des énergies fossiles, gaz et carbone, d'autant que, selon RTE, les prix de marché de l'électricité resteront indexés sur ceux du gaz 75% du temps<sup>1</sup>, alors que 5% seulement de notre production électrique est d'origine fossile.
- **Visibilité des prix sur le long terme**, indispensable aux investissements de nos entreprises, à la décarbonation et à la réindustrialisation du pays.
- **Compétitivité**, afin de garantir notre attractivité internationale mais aussi de garantir des prix bas pour les consommateurs français.
- Tout en garantissant à EDF une visibilité et une garantie de revenu.

---

<sup>1</sup> RTE, source BP 2023-2035, page 68

La mise en œuvre de **contrats pour différence sur le nucléaire existant** et les nouveaux moyens de production décarbonés, telle qu'envisagée par l'accord européen du 17 octobre, **doit rester la solution privilégiée à moyen terme** :

- Elle offre une parfaite visibilité sur les prix aux consommateurs ;
- Elle garantit le revenu d'EDF en période de marché bas ;
- L'euro-compatibilité du dispositif et son caractère équilibré lui garantissent une véritable pérennité.

Nous avons toutefois conscience de la difficulté mettre en œuvre cette solution à l'horizon 2026, du fait des délais et des difficultés inhérentes aux négociations avec le parlement, puis des contraintes que pourrait imposer la Commission Européenne.

C'est pourquoi **nous soutenons l'approche du gouvernement** visant à mettre en œuvre une **solution de court terme**, que nous considérons comme transitoire.

**Le CLEEE soutient fortement le scénario 1 « Etat »** d'une régulation de 270 TWh à 70€/MWh.

Cette solution, même si elle n'est **pas indolore**, puisqu'elle représente une hausse moyenne de 20% de notre facture<sup>2</sup> par rapport à l'Arenh, présente de nombreux avantages :

- Elle est **conforme à l'engagement présidentiel** de faire bénéficier les ménages et les entreprises d'un prix proche des coûts complets de production d'EdF, établis par la CRE à 60€/MWh.
- Elle offre à nos entreprises une **parfaite visibilité** des prix, sur une part de leur consommation comparable à l'Arenh actuel.
- Elle **garantit à EDF** un prix nettement supérieur à ses coûts complets de production (+10€) et très proche du prix pivot lui permettant de garantir sa trajectoire de désendettement et d'investissement (73 €/MWh) ; la part de la production nucléaire d'EDF non régulée (~90TWh) lui garantit une espérance de revenu complémentaire importante mais aussi une **incitation à maximiser la production nucléaire**.
- La **simplicité** du dispositif pour le client final constitue également un atout important, la grande majorité des entreprises ne disposant pas d'expertise dans les achats d'énergie.
- Le mode de redistribution aux consommateurs « **ex-ante** » apporte une **prévisibilité qui est indispensable**. Les nombreux retours des entreprises membres du CLEEE que nous avons pu avoir cette semaine insistent tous sur l'importance cruciale de connaître le prix de l'électricité en avance, **pour élaborer nos budgets et définir nos prix de vente**.
- Le dispositif de détermination ex-ante du prix de référence sera assez facilement **réplicable** par les entreprises qui le souhaitent, d'autant plus que nous sommes persuadés que de nombreux fournisseurs développeront des offres standard reproduisant une couverture progressive sur le CAL. Toutefois un lissage du prix de référence sur 3 ans nous semble plus simple à répliquer qu'un lissage sur 5 ans.
- La répliquabilité du dispositif le rend facilement **compatible avec la construction des tarifs réglementés** de vente.

---

<sup>2</sup> Hausse de 20% sur la part énergie, hors Turpe et taxes, et sur base d'un droit Arenh / Post-Arenh de 57% et d'un prix de marché de 130€/MWh. La hausse est de 25% pour un prix de marché à 90 €/MWh.



- Le scénario est compatible avec des contrats sur 5 ans proposés par EDF, possibilité que de nombreuses entreprises accueillent avec intérêt pour couvrir au moins une partie de la part non régulée de notre consommation.
- Nous sommes favorables à un mode de **redistribution** aux consommateurs **en fonction de leur consommation heures creuses**, ce qui est compatible avec l'article 19b du projet de régulation européenne, ce qui maintient une simplicité bienvenue, et favorise une redistribution plus importante à des profils de consommation lisses correspondant à la plupart des entreprises industrielles.
- Il est important pour la transparence de la redistribution que celle-ci se fasse en « **pass-through** » via les fournisseurs, à l'instar du Turpe et de la TICFE.
- Enfin le dispositif nous semble assez **solide juridiquement** et du point de vue des exigences de la Commission Européenne.

A contrario, nous sommes **très défavorables aux scénarios ex-post** :

- Ces scénarios ne nous apportent **aucune visibilité** sur le montant de l'éventuelle compensation que nous pourrions toucher pour une année donnée : en effet, le montant du revenu issu de la vente du productible d'EDF sur les marchés sera connu, au mieux, au cours du 1<sup>er</sup> semestre de l'année suivante.
- En tout état de cause, il y aura une **décorrélation très importante** entre le mode de couverture des entreprises (pour les membres du CLEEE, principalement sur le marché à terme) et le mode de vente de la production EDF (imprévisible et opaque du point de vue du consommateur).
- Il pourra être **difficile à la CRE** d'identifier spécifiquement le revenu de la vente du nucléaire, dans la mesure où EDF vend sa production « au global », qu'elle soit nucléaire ou le produit d'autres filières.
- **L'asymétrie d'information** et de moyens entre EDF et l'organisme chargé du contrôle du revenu d'EDF représentera un challenge considérable pour ledit organisme.
- Bon nombre d'entreprises, notamment -mais pas seulement- celles qui ont des clients publics, ont dans leurs contrats de vente des **clauses d'indexation au prix de l'énergie**, de type Insee, qui seront très difficiles à répliquer en l'absence d'une visibilité ex-ante.
- Les tarifs réglementés de vente sont aujourd'hui calculés sur base de la moyenne des produits à terme CAL sur plusieurs années. Nous ne voyons pas **comment les TRV pourraient répliquer** le marché dans l'hypothèse d'une régulation ex-post.
- Nous doutons sérieusement de **l'acceptabilité juridique**, par la Commission Européenne, d'une régulation ex-post.
- En termes de **niveau de protection** des consommateurs, il apparaît au premier abord que, le dispositif ex-post étant plus couvrant (toute la production nucléaire vs 270 TWh), il serait davantage protecteur en cas de prix élevés. Toutefois, deux facteurs viennent **contredire** ce point. D'une part, un niveau de protection de 90% vs 100%. D'autre part, et surtout, le fait que, vraisemblablement, des épisodes de prix très élevés seront corrélés avec des épisodes de faible production nucléaire.

En synthèse, un tel dispositif ex-post **contrevient manifestement à l'engagement de visibilité** donné par le Président de la République le mois dernier, et ne remplirait que très partiellement l'engagement de protection des consommateurs.

C'est pourquoi, si un scénario ex-post devait néanmoins être retenu par les pouvoirs publics, nous serions évidemment contraints de **faire part de nos plus vives réserves auprès des parlementaires**.

En tout état de cause, si un tel scénario devait être retenu :

- Il conviendrait, pour apporter un minimum de visibilité, de mettre en œuvre un mécanisme pluriannuel sur le modèle du compte de régulation des charges et produits (CRCP) du TURPE. Ainsi, à titre d'exemple, on pourrait prendre en compte le revenu de la production nucléaire perçu pour 2024 et 2025, et prendre cette moyenne lissée comme base de calcul de la rétrocession pour 2026. On reproduirait ce décalage chaque année avec une régularisation.
- il faudrait à tout le moins que le revenu prévisionnel puisse être versé sur facture, par anticipation, tout au long de l'année de livraison, et que l'écart entre revenu prévisionnel et réalisé face l'objet d'un ajustement affecté au revenu de l'année suivante, selon le modèle du CRCP du Turpe.
- Il serait nécessaire que l'organisme indépendant chargé du contrôle de la rémunération d'EDF soit doté des moyens humains et matériels pour aller chercher les informations pertinentes chez EDF (par exemple : comment isoler les revenus de production des revenus annexes tels que trading ; comment isoler le revenu issu des ventes du productible nucléaire de celui issu des ventes des autres moyens de production ; etc...), et que la Cour des Comptes effectue des audits réguliers.
- Afin de donner de la visibilité aux consommateurs, il conviendrait de rendre publics la chronique sur les quelques dernières années du revenu généré pour EDF par la vente de son productible nucléaire, afin de nous permettre d'en mesurer la variabilité et le niveau éventuel de corrélation avec les marchés spot et à terme.
- Enfin, si un tel scénario devait être retenu, il conviendrait à tout le moins que **l'espérance moyenne de redistribution aux consommateurs soit supérieure à celle proposée par le scénario 1 « Etat », afin de compenser partiellement les très nombreux inconvénients du scénario ex-post**.
- Les valeurs pivot ne devront en aucun cas être arbitraires, mais correspondre au contraire à la réalité de coûts pivot pour EDF, afin de pouvoir être justifiées dans la loi et révisées de manière transparente : ainsi les 60€ correspondent au coût complet défini par la CRE, les 73€, selon notre compréhension, au coût correspondant à la trajectoire de désendettement et réinvestissement d'EDF.
- A contrario, la dernière valeur pivot nous semble arbitraire, elle doit être positionnée à un niveau compatible avec la protection de notre compétitivité et du pouvoir d'achat des français.
- Selon nos calculs, **les paramètres ne devraient en aucun cas excéder les valeurs suivantes :**
  - Prix > 60€ → 25% de captation & rémunération
  - Prix > 73€ → 75% de captation & rémunération
  - Prix > 90€ → 90% de captation & rémunération

Ces valeurs permettent un niveau de protection comparable au scénario 1 « Etat » au niveau actuel du CAL 26-27 (autour de 100€), soit **tout de même une hausse de 25%** par rapport à la situation actuelle<sup>3</sup>, ce qui n'enlève rien aux nombreuses réserves évoquées plus haut.

---

<sup>3</sup> Part énergie, toujours avec 57% de droit Arenh/post-Arenh et pour un CAL2027 à 90€/MWh.

Quel que soit le scénario retenu, nous tenons à rappeler que le nouveau dispositif n'apportera qu'une **protection partielle** (à hauteur de 50 à 60%) contre la variabilité du prix du gaz et du carbone, et ne constitue à nos yeux qu'une solution imparfaite et transitoire.

En conclusion, le CLEEE ne peut pas imaginer que la parole présidentielle ne soit pas respectée, et **invite les pouvoirs publics à retenir le scénario 1 « Etat »**. Il en va de la compétitivité de nos entreprises, de la protection des consommateurs, de la réussite de notre décarbonation et de notre réindustrialisation.

Nous vous remercions de votre attention et restons à votre disposition.

Frank ROUBANOVITCH  
Président du CLEEE (1)  
Tel. (+33) 6 17 78 80 59

[www.cleee.fr](http://www.cleee.fr)



(1) Comité de Liaison des Entreprises consommatrices d'Electricité et de Gaz

*Le CLEEE regroupe des entreprises grandes consommatrices d'électricité dans des domaines aussi divers que les **Services Publics** (SNCF, RATP, Aéroports de Paris, La Poste), l'**environnement** (Veolia, Saur, Sogedo, Suez), les **télécommunications** (Bouygues Telecom, Iliad, Orange, TDF), les **transports** (Keolis), l'**hôtellerie et le logement** (Accor, Action Logement, Korian, ...), l'**agro-alimentaire** (Andros, Bonduelle, Eureden, Invivo, Lesaffre, Limagrain, Nexira, Panzani, Roullier, Savencia, Sodiaal, Sundeshy, Terrena, Vivescia, Ynsect), l'**automobile** (Valeo, MAN ES, CLAAS), les **matériaux** (Union nationale des industries de carrières et matériaux de construction, Union des Industries de Technologies de Surface, Union des Transformateurs de Polymères, Basaltes, Fysol, Gerflor, Hacer, Imerys, Piveteau Bois, Serge Ferrari), la **métallurgie** (fédération Forges-Fonderies, Winoa), le **commerce** (PERIFEM, Auchan, Carrefour, Casino, Décathlon, H&M, Les Mousquetaires, Metro, Système U), les services **bancaires** (BPCE), les **semi-conducteurs** (STMicroelectronics), l'**informatique**, la **chimie** (Armor Group), l'**électricité** (Legrand), l'**énergie** (Trapil), la **communication** (InterPresseOffset, ...) , l'événementiel (SEMEC), le monde associatif (Le Cèdre)*



## Comité Social et Économique Central (CSEC) EDF SA répond à la Consultation publique n°2023-09 du 12 octobre 2023 sous forme libre pour contribuer à la construction du TRVE « post-Arenh »

**CSEC EDF SA**  
**4 rue Floréal**  
**75017 PARIS**  
**01 47 65 26 96**  
**csec-edf-sa@edf.fr**  
**www.csecedfsa.fr**

Paris, 17 novembre 2023

### PRÉAMBULE

Le Comité Social et Économique Central d'EDF souhaite contribuer au débat engagé sur l'approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026. Le débat est quotidien pour nos concitoyens usagers domestiques, comme pour les collectivités locales et les entreprises qui subissent de plein fouet les effets de la construction actuelle du TRVE intégrant majoritairement des effets de marché.

La CRE lance une consultation publique, très cadrée, sur des thèmes définis en invitant à répondre à des questions qui s'inscrivent dans le cadre contraint et pénalisant du maintien et du renforcement du marché européen de l'électricité. Le choix des élus du CSE Central est de proposer ici une contribution libre qui met en avant des éléments de refonte du TRVE sur des bases déjà affichées par le CSEC d'EDF depuis 2022.

Appuyés par le cabinet Secafi, nous avons élaboré ces bases de reconstruction, depuis le mois de janvier 2022, date à laquelle nous avons engagé un droit d'alerte économique à EDF. Dans nos conclusions d'octobre 2023, le CSEC d'EDF prend en compte un mix de production en très grande majorité décarbonée et régulée, en se basant sur les coûts réévalués dernièrement par différentes parties prenantes.

Ces bases de mise en œuvre des tarifs, reformulées ici en intégrant toute la chaîne du mix de production, bousculent fondamentalement les notions de calcul actuelles qui protègent avant tout le business de l'électron au dépend de la notion de Service Public. Pour le CSEC d'EDF SA, le principe de contestabilité du TRVE selon les mesures actuelles, ne peut plus être maintenu car utilisé uniquement dans le cas d'un soutien artificiel de la concurrence sur le secteur. Après 15 ans de fonctionnement biaisé du secteur de la fourniture d'électricité (entre Arenh et contestabilité), la remise en place d'un tarif basé sur les coûts et les investissements doit nourrir les réflexions pour dégager le TRVE des griffes de la spéculation du marché.

Ces propositions sont portées à l'unanimité par les élus du CSE Central, issus des quatre organisations syndicales représentatives d'EDF : FNME-CGT, CFE Énergies, FCE-CFDT et FO Énergie et Mines.

# **SOMMAIRE**

## **1. Le Monopole européen de l'électricité ne permettra pas de revenir à des tarifs abordables. Exigeons le juste prix sur nos factures !**

---

## **2. Proposition d'approche tarifaire « post Arenh »**

---

- a. La réforme en discussion du marché européen de l'électricité et la fin programmée de l'Arenh conduisent à repenser la construction du TRVE
- b. TRVE : méthode par empilement – Hausse tirée par le prix de marché
- c. Construction de l'approche tarifaire
- d. Approche combinant plusieurs sources
- e. Construction de l'approche tarifaire Part énergie
- f. Simulations d'une approche tarifaire post Arenh du TRVE
- g. Un financement des investissements nécessaires à la transition énergétique à construire

# 1. Le Monopole européen de l'électricité ne permettra pas de revenir à des tarifs abordables. Exigeons le juste prix sur nos factures !

Le 17 octobre dernier, les gouvernements français et allemand ont prétendu avoir trouvé un accord sur la réforme du marché européen de l'électricité. Alors qu'Emmanuel Macron décrit cet accord comme un moyen de *"contrôler les prix"*, le CSEC d'EDF continue d'affirmer que la crise énergétique a révélé l'incapacité du marché à répondre aux enjeux de la décarbonation, de la sécurité d'approvisionnement et des prix abordables. Les ajustements n'y changeront rien.

Après une forte augmentation des factures d'électricité avec la crise du marché européen de l'énergie en 2022 et en 2023, la question de rapprocher les prix de détail de l'électricité aux coûts économiques de production est au cœur des discussions sur la "réforme" du marché européen de l'électricité

Le 17 octobre, un accord aurait été trouvé autour d'un compromis franco-allemand, salué par le Conseil européen, comme une réforme capable de *"limiter la volatilité des prix et d'encourager les investissements dans une énergie décarbonée"*.

Si l'Élysée parle d'une *"victoire"*, le CSE Central d'EDF dénonce une réforme qui, dans les faits, ne protégera pas les citoyens, les entreprises et les collectivités françaises de nouvelles augmentations de facture qui en découleraient. De fait, si l'accord ouvre la possibilité d'appliquer des prix garantis par l'État à tous les actifs de production existants – y compris les centrales nucléaires historiques – grâce aux CFD <sup>(1)</sup>, il prévoit aussi que tout mécanisme de régulation (sur les niveaux de prix, les volumes de production, ainsi que sur la redistribution des recettes) soit soumis à validation auprès de la direction générale de la concurrence à Bruxelles.

De surcroît, le deuxième mécanisme de complément au marché existant que sont les PPA <sup>(2)</sup>, visant principalement à donner de la visibilité à moyen et long terme aux "fournisseurs alternatifs" et aux grands industriels, ne répond pas à l'impératif de raccrocher les niveaux de prix aux coûts économiques de production de l'électricité en France.

Ces deux mécanismes ne suffisent pas à contenir le prix de marché dans une fourchette de prix abordables par l'utilisateur moyen. C'est pourquoi le gouvernement français travaille à un troisième système appelé prix plafond qui viserait à donner un seuil de déclenchement d'un mécanisme de gestion de crise énergétique.

Dans l'attente d'un accord européen sur le marché de l'électricité, le mécanisme de "l'Arenh" arrive à échéance au 31 décembre 2025. Si le gouvernement et EDF étudient plusieurs options pour encadrer les prix des grands industriels et des "fournisseurs alternatifs", la question du prix payé par l'utilisateur domestique, artisans, PME reste entière.

Ni les CFD, ni les PPA, ni le prix plafond fixé par le gouvernement ne permettront de garantir un tarif abordable pour tous. Seule la logique des tarifs réglementés élaborés à partir du système de production français et non régis par le scandaleux principe de contestabilité, pourrait atteindre voire dépasser l'objectif affiché.

**Le CSEC d'EDF prend donc ses responsabilités pour se saisir de la question d'un tarif réglementé "post-Arenh".** Avec le cabinet d'experts Secafi, nos travaux visent à établir une proposition de construction du Tarif Régulé de Vente de l'Électricité (TRVE), réconciliant les coûts du système électrique et le prix payé par l'utilisateur. Cette approche se fonde sur les spécificités du système français, à savoir une production à dominante pilotable et décarbonée.

D'abord, il s'agit de défendre un tarif réglementé stable et au bénéfice de tous les usagers ! Celui-ci a déjà fait les frais de deux hausses consécutives de 15 % en février 2023 et de 10 % en août 2023 malgré la mise en place d'un bouclier tarifaire par l'État Français. Au nom de la contestabilité des tarifs, la CRE prévoit de poursuivre avec une probable augmentation de 10 à 20 % début 2024, ce qui rendra la situation encore plus insupportable pour des millions de Français. **La réforme du marché européen prévoit aussi la fin des tarifs réglementés à long terme**, puisqu'elle cantonne les TRV à un mécanisme temporaire de contrôle des prix et sous conditions strictes (si le Conseil européen l'autorise, à la demande de la Commission européenne et seulement en temps de crise majeure).

Il est important de noter que les augmentations vécues ne sont pas dues à une augmentation exponentielle des coûts de production des centrales françaises, mais directement **liées à la flambée des prix de marché** (compléments de marché dans le mécanisme actuel de calcul "par empilement" du TRVE), qui représentent 80 % du tarif réglementé en 2022 et 2023.

**Avant 2007, le tarif était calculé uniquement à partir des coûts de production et des investissements d'EDF, ce qui le rendait abordable.** Depuis quinze ans, la CRE fixe délibérément le TRVE au-dessus du prix proposé par les "fournisseurs alternatifs" pour maintenir coûte que coûte leur existence en complément d'une vente à prix "cassé" du MWh *via* l'Arenh. Ce qui signifie que pour maintenir une concurrence artificielle, les tarifs réglementés doivent être augmentés, rendant ainsi le tarif réglementé plus cher que les offres dites de marché.

**Ce mécanisme quasi mafieux porte un nom politiquement correct : la "contestabilité" selon les termes définis par la CRE.** En échange de conditions tarifaires favorables, les concurrents d'EDF devaient investir dans de nouveaux moyens de production censés apporter des prix bas et de l'innovation. Quinze ans plus tard, les nouveaux moyens de production sont quasi inexistantes et la "contestabilité" tire les prix vers le haut depuis 2006 <sup>(3)</sup>.

**Le CSEC d'EDF appelle à reprendre le contrôle des prix de l'électricité en mettant fin à la "contestabilité" du TRVE et en proposant une méthode de calcul rendant le tarif réglementé abordable pour l'utilisateur.** Dans cette optique, un tarif reflétant le système de production français pourrait être élaboré, intégrant pour 90 % des coûts décarbonés (l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité, les énergies renouvelables éolienne et solaire) et 10 % des compléments de marché correspondant à la part du thermique à flamme notamment au gaz, importations incluses.

Cette base de calcul couvrirait 90 % de la consommation française, les dépenses opérationnelles d'EDF et les investissements dans les moyens de production. Cette méthode permettrait de réduire le prix du kilowattheure, qui passerait de 25 centimes à 20 centimes, abonnement inclus. **Ce qui représenterait une réduction de 20 % sur la facture des usagers par rapport au TRVE actuel, soit 250 € d'économie par an pour un foyer moyen** <sup>(4)</sup>. Soit un retour au tarif de janvier 2022. Elle permettrait aussi de ramener le



“bouclier tarifaire” et la CSPE à 0, car les EnR seraient rémunérées à leur coût complet. Enfin, cette méthode de calcul réaffirme la **péréquation tarifaire** comme principe de juste répartition des coûts de production entre les usagers, ce qui est particulièrement crucial pour les départements et territoires d'outre-mer (DROM-COM).

Cette méthode serait aussi une chance pour l'investissement dans l'avenir : **en augmentant le tarif du kilowattheure d'un centime, de 20 à 21 centimes, sur une base de 500 térawattheures de consommation annuelle, une marge de 5 milliards d'euros par an pourrait être dégagée pour financer les nouveaux investissements, y compris les six premières tranches d'EPR, représentant un investissement de 50 à 60 milliards d'euros sur 10 ans.**

**Cette méthode de calcul n'est assurément pas compatible avec un tarif réglementé « contestable » et le trading, qui ont d'autres desseins que ceux du Service Public...**

**Nous avons assez de recul.** L'ouverture du marché de détail date de juillet 2007 ce qui constitue un temps historique suffisamment long et significatif pour porter un regard assez définitif sur le bilan de l'ouverture de marché **qui fait flamber la facture des usagers. Il est donc grand temps d'abandonner le marché !**

<sup>(1)</sup> CFD (Contracts for difference) – Contrat pour différence.

<sup>(2)</sup> PPA (Power purchase agreement) - Contrat gré à gré d'achat d'électricité.

<sup>(3)</sup> Source CRE.

<sup>(4)</sup> Source INSEE.

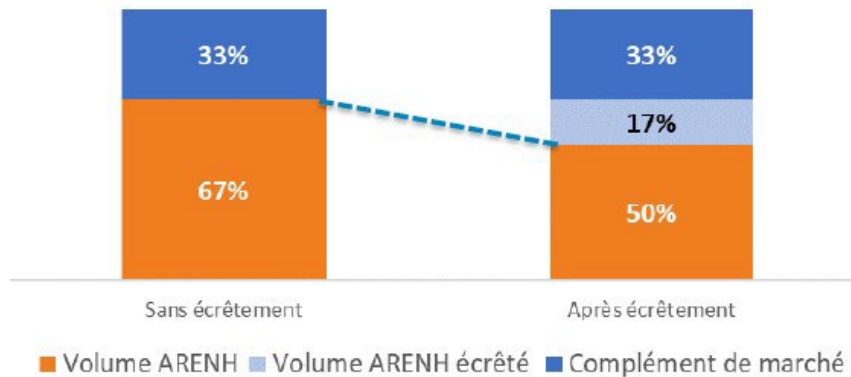
## 2. Proposition d'approche tarifaire « post Arenh »

### a. La réforme en discussion du marché européen de l'électricité et la fin programmée de l'Arenh conduisent à repenser la construction du TRVE

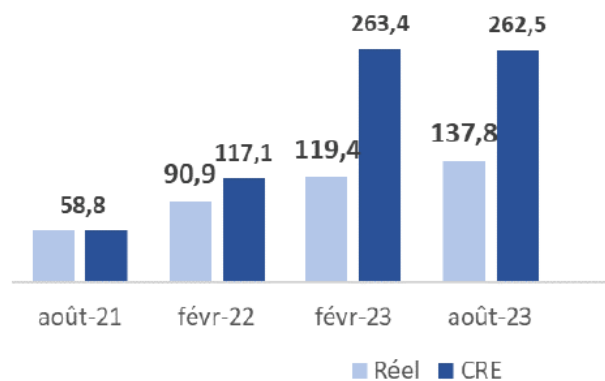
- **La crise énergétique et la fin programmée de l'Arenh imposent des transformations profondes du fonctionnement du marché européen de l'électricité et de la régulation du secteur en France.**
  - Dans le cadre des travaux menés en 2022 avec le CSEC lors du droit d'alerte économique, nous avons proposé de suspendre l'Arenh et de refonder le TRVE sur une base élargie de coûts régulés, intégrant tous les moyens de production décarbonés.
  - Des discussions sont ouvertes depuis le mois de mars 2023 pour réformer le marché européen de l'électricité. Une évolution majeure attendue est le développement des engagements de long de terme, notamment sous forme de CFD ou de PPA ou de nouveaux outils de marché.
  - En vue de la sortie de l'Arenh, le gouvernement français a demandé à la CRE d'évaluer le coût du nucléaire historique en intégrant l'EPR de Flamanville.
- Dans cette perspective, **nous avons cherché à évaluer l'évolution du TRVE dans ce nouveau cadre.**
  - En reprenant, **le principe d'une régulation élargie à l'ensemble des moyens de production décarbonés** assis sur leur coût de production. Dans ces conditions 90 % de la production française se verrait réguler via des mécanismes de prix garanti.
  - De fait, **les travaux de la CRE posent que la nouvelle régulation s'appliquerait à tout le nucléaire.** L'hypothèse d'un prix garanti de vente (CFD ?) est retenue par la CRE. Ces analyses intègrent l'allongement de la durée de vie des centrales à 60 ans.
  - Considérant que l'éolien et le photovoltaïque sont déjà régulés (en CFD), nous « ajoutons » seulement l'hydraulique dans la régulation. Cette option n'avait pas été retenue par la Commission Champsaur préparatoire à la loi NOME uniquement du fait des incertitudes qui pesaient sur l'hydraulique.
  - L'étude complète de la CRE présentant en détail la méthode retenue et les données utilisées ne sont pas publiques. Pour évaluer les coûts de production, nous sommes repartis de ces travaux considérant que les coûts calculés sont supposés couvrir l'ensemble des dépenses du nucléaire historique y compris la rémunération des capitaux investis. Nous avons introduit des éléments de discussion issus de travaux préalables de la Cour des Comptes et d'articles parus dans la presse.
  - Pour les autres moyens de production, les travaux de la Cour des Comptes sur les coûts du système électrique français publié en septembre 2021 nous ont servi de base, ainsi que les seuils de revenus retenus par la Loi de Finances 2023 pour la captation de la rente inframarginale.

**b. TRVE : méthode par empilement - Hausse tirée par les prix de marché**

**Construction de la part énergie dans le TRVE (en volume)**



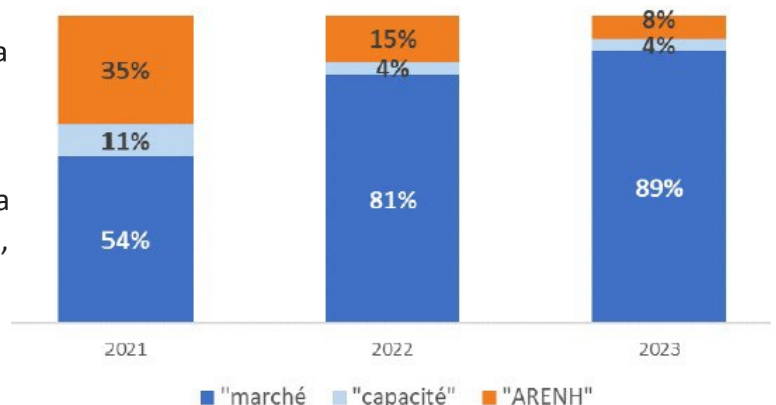
**Part énergie du TRVE HT (€/MWh) dont capacité**



**POINT DE VIGILANCE**

- Via le bouclier tarifaire le gouvernement a contenu la portée des hausses du TRVE.
- Toutefois, l'écart avec la hausse « théorique » sera compensé en faveur d'EDF et trouvera une contrepartie, d'une façon ou d'une autre, sur la collectivité

**Structure des coûts en approvisionnement d'énergie dans le calcul du TRVE de la CRE**



## c. Construction de l'approche tarifaire - Méthode et hypothèses principales

- **Une valorisation de la production nucléaire historique revue dans la régulation « post Arenh »**
  - Dans un cadre « post Arenh », la CRE évalue le coût complet du nucléaire à plus de 60 €/MWh pour la période 2026-2030.
  - L'impact est d'autant plus important que le nucléaire représente environ 70 % de la production d'électricité en France.
  - Nous avons retenu la réserve apparente d'EDF sur le productible. En revanche, notre approche visant une régulation plus forte, nous conservons le Coût Moyen Pondéré du Capital estimé par le CRE plus faible que celui défendu par EDF. Cet écart semble être la principale explication de la différence de l'évaluation du coût du nucléaire entre la CRE et EDF.
  
- **Une rémunération des productions éoliennes et photovoltaïques passant directement par la part énergie.**
  - Alors que dans le régime actuel la « CSPE » finance les écarts entre prix garanti et prix de marché. Ces financements représentaient jusqu'à la crise environ 65 % de la CSPE soit 14,5 €/MWh. Dans cette approche, cette contribution ne serait plus nécessaire.
  
- Hypothèse de **prix de marché du gaz naturel durablement plus élevé qu'avant la crise et donc également des coûts des centrales à gaz.**
  
- Réintégration de la **péréquation tarifaire** dans les taxes et contributions (ex CSPE).

## d. Approche combinant plusieurs sources

- **Nous combinons plusieurs sources pour évaluer les coûts de production de l'hydraulique, de l'éolien et du photovoltaïque**
  - En particulier les travaux de la cour des Comptes, « L'analyse des coûts de production du système électrique en France » (septembre 2021 qui couvrent l'ensemble du mix de production français).
  - C'est une approche économique qui est privilégiée (LCOE).
- **Par ailleurs la loi de finance 2023 a fixé des seuils par technologie pour la Captation de la Rente Infra Marginale (CRIM), des niveaux de prix de marché au-delà desquels les revenus ne sont plus considérés comme « normaux ».**
- **Enfin le développement de l'éolien et du photovoltaïque se fait dans un cadre régulé, celui des CFD qui assure contractuellement au producteur la rémunération de leur investissement, via un prix garanti.**

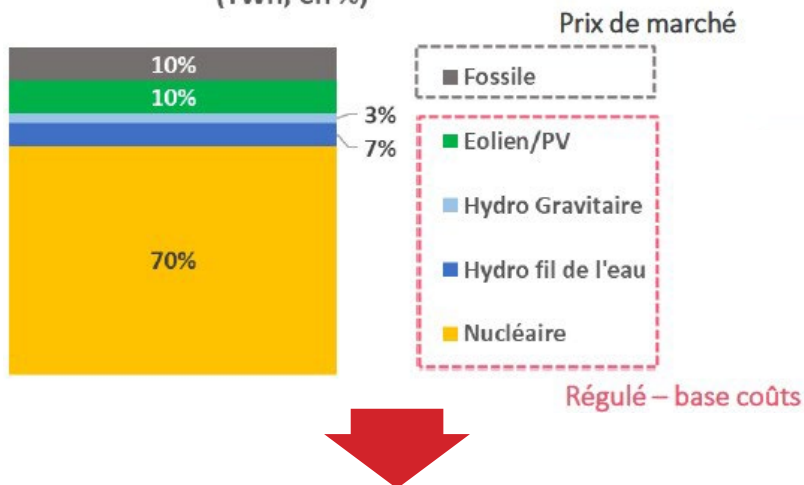
### Seuils par technologie pour la (CRIM)

Source : LFI 2023

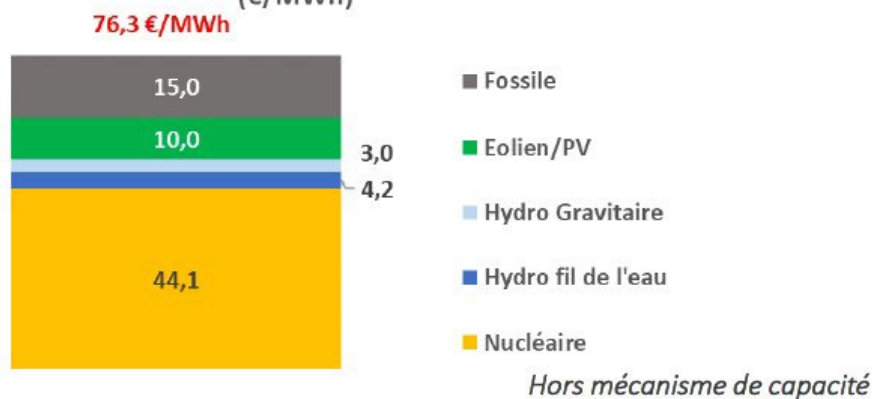
Technologie de production	Puissance électrique installée (en mégawatts)	Seuil unitaire (en euros par mégawattheure)
Nucléaire	-	90
Éolien	-	100
Hydraulique	Inférieure à 0,5	140
	De 0,5 à 2,5	100
	Supérieure à 2,5	80
Traitement thermique des déchets, y compris pour la production combinée de chaleur et d'électricité	-	145
Combustion de biogaz, y compris pour la production combinée de chaleur et d'électricité	-	175
Combustion de gaz naturel	-	40
Combustion de biomasse	-	130
Production combinée de chaleur et d'électricité au moyen de la combustion de gaz naturel ou de biomasse	Inférieure à 12	110
	De 12 à 100	85
	Supérieure à 100	60
Autres	-	100

## e. Construction de l'approche tarifaire Part énergie

Structure type d'approvisionnement physique  
(TWh; en %)



Part Energie du tarif régulé élargi de l'électricité  
(€/MWh)



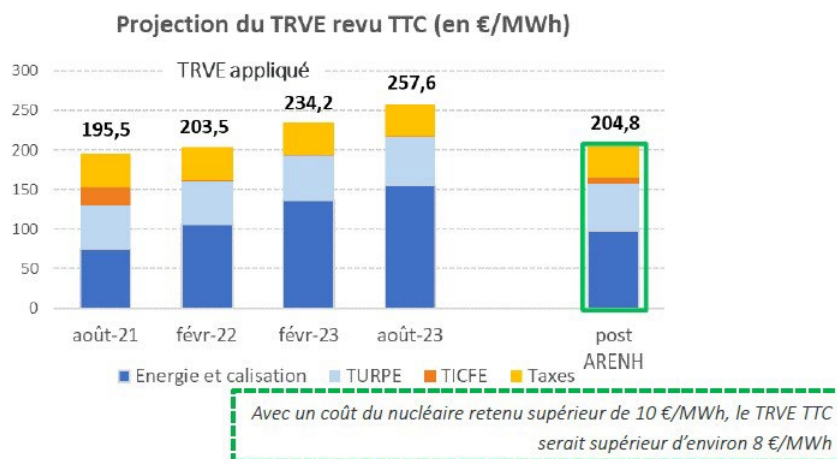
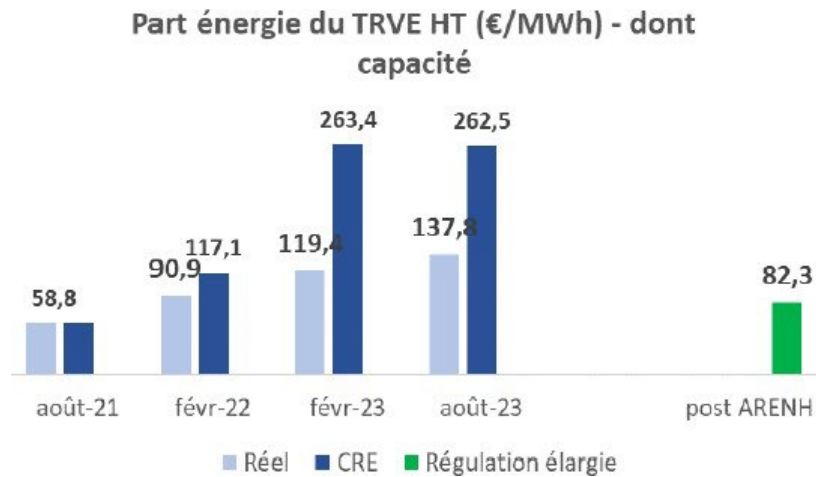
Coût retenu par production (€/MWh)

Nucléaire	63
Hydro fil de l'eau	60
Hydro Gravitaire	100
Eolien/PV	100
Fossile	150



Avec un coût du nucléaire retenu supérieur de 10 €/MWh, la part énergie serait supérieur de 7 €/MWh

## f. Simulations d'une approche tarifaire post Arenh du TRVE



Dans ces conditions, la facture moyenne de l'utilisateur en tarif de base,

- Un abonnement TTC en moyenne de 0,03 €/kWh selon les conditions d'abonnement actuelles appliquées au profil moyen de l'utilisateur résidentiel.
- Un tarif de base TTC hors abonnement de 0,1748 €/kWh soit l'équivalent du TRVE bloqué début 2022 (0,1740 €/kWh).

Usagers résidentiels moyen  
consommation et facturation actuelle

### Profil

Consommation en kWh 4 700

Puissance 6kVA

### Abonnement (TTC)

mensuel (€) 12,44

annuel (€) 149,28

en €/kWh 0,0318

### Consommation (€/KWh)

TTC hors abonnement 0,2276



## g. Un financement des investissements nécessaires à la transition énergétique à construire

- **L'approche tarifaire retenue vise à couvrir l'ensemble des coûts des moyens de production actuels y compris les investissements de maintenance** (dont le Grand Carénage).
- **Elle ne permet pas de financer les investissements de capacité nécessaires à la transition écologique**, notamment dans les moyens de production et les réseaux.
- Deux options semblent envisageables :
  1. Une augmentation du tarif HT retenu, dans la part énergie et le transport. Ces revenus additionnels iraient directement aux opérateurs (principalement EDF SA, Enedis et RTE) pour financer les investissements.
  2. Une contribution qui fonderait un financement public des investissements dans la transition (à l'instar de l'usage de la CSPE pour financer les investissements dans le photovoltaïque et l'éolien).
- Un revenu ou une augmentation du tarif de 10 €/MWh, soit 0,01 €/kw, appliqué à la consommation d'électricité en France pourrait générer une source de financement supérieur à 4,5Mds d'euros par an sous réserve des modalités d'application).
  - Cela correspondrait à une augmentation de la facture de l'utilisateur résidentiel moyen de l'ordre de 48 € par an (4 €/mois).

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

Date de la contribution : 17/11/2023

### Introduction

**Question 1** : Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

Le dispositif de l'ARENH prenant fin au 31 décembre 2025, le premier volet de la consultation porte sur la définition d'une stratégie d'approvisionnement pour le TRVE<sup>[1]</sup> de l'année 2026, qu'il est nécessaire de définir avant le début de l'année 2024.

EDF souscrit aux propositions de la CRE concernant l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacités du TRVE pour l'année 2026.

Pour les années suivantes, EDF souhaite que la CRE envisage rapidement d'améliorer davantage la stabilité recherchée des prix du TRVE en s'appuyant sur des périodes de cotation plus longues et ainsi des produits situés à des termes plus lointains, ce qui nécessitera la mise en place d'un dispositif de compensations mutuelles des débouclages de couvertures entre les fournisseurs, y compris les éventuels nouveaux entrants, permettant l'exercice d'une concurrence saine, moins sensible aux variations conjoncturelles des prix des marchés de gros et reposant avant tout sur la performance commerciale des fournisseurs.

Le deuxième volet de la consultation porte sur le bon fonctionnement et le bon développement du marché à terme français de l'électricité.

Le document de consultation souligne le poids plus important que les prix de marché de gros à terme sont appelés à prendre dans l'approvisionnement des fournisseurs et dans la formation des prix acquittés par les consommateurs à partir de 2026 dès lors que l'ARENH aura pris fin, et précise que cela sera le cas « *quel que soit l'éventuel dispositif de régulation à partir de 2026* ».

Il souligne également l'enjeu de stabilité des revenus pour la production bas carbone et des prix acquittés par l'ensemble des consommateurs, notamment les industriels pour la réussite de l'électrification de leurs usages.

EDF partage ce constat, la crise énergétique ayant mis en lumière le besoin de renforcement des moyens de couverture de moyen et long terme pour les producteurs comme pour les consommateurs. Cela doit reposer non seulement sur le développement de contrats de gré à gré mais également sur l'expansion des opportunités offertes par le marché. **EDF soutient que le développement de la contractualisation de moyen-long terme sur les marchés de gros et de détail est à même de répondre aux enjeux de visibilité, de stabilité et de compétitivité des prix acquittés par les consommateurs et perçus par les producteurs.** Ces contrats peuvent prendre des formes diverses : des partenariats industriels adossés à des actifs nouveaux ou existants ou des contrats adossés à des produits standard de marché à des horizons de moyen terme (4-5 ans ou plus).

Il importe à la fois de dynamiser le développement du marché de gros à ces horizons et que le cadre futur de régulation éventuelle laisse toute sa place au développement d'une offre commerciale de moyen-long terme et à la libre négociation de contrats répondant au mieux aux besoins des consommateurs.

Dans cet esprit, EDF organise quotidiennement, depuis le 27 septembre, des enchères visant à vendre des produits annuels sur des horizons Y+4 et Y+5 à titre expérimental (et propose d'ailleurs désormais à ses clients des offres commerciales fondées sur les références de prix ainsi révélées). Néanmoins, les schémas réglementaires comme celui de l'ARENH freinent le développement de tels produits en France en ce qu'ils sont de nature à désinciter le recours aux outils de couverture commerciaux tels que des contrats OTC ou des produits à terme standards. **Il convient ainsi de clarifier que la couverture des acteurs de marché et la stabilisation des prix pour le consommateur final se fonderont sur des instruments de marché.** L'annonce du gouvernement le 14 novembre sur le cadre choisi pour le post-ARENH devrait contribuer à cette clarification, qui sera totale une fois les dispositions législatives correspondantes prises.

Certains consommateurs préféreront cependant continuer de conclure des contrats à plus brève échéance adossés donc aux horizons de marché de plus court terme (1 à 3 ans).

Un bon fonctionnement du marché de gros à terme apparaît indispensable à tous les horizons de temps auxquels le marché est actif et guide les prix pour les consommateurs finals.

**Ainsi, il est souhaitable que les marchés à terme se développent, ce qui passe en premier lieu par le développement de l'appétit des acteurs à couvrir leurs positions à des horizons plus éloignés et est rendu possible par la suppression de l'ARENH et par un cadre réglementaire futur laissant sa place au marché.**

**EDF conteste en revanche les affirmations et insinuations de la CRE sur le constat de difficultés prétendument en lien avec la situation de position dominante alléguée d'EDF. Rappelons qu'aucun des risques théoriques pointés du doigt par la CRE n'a été constaté ni par ses soins dans le cadre de son activité de surveillance ni par toute autre autorité. Il convient de noter plutôt que le cadre actuel de régulation, marqué par le dispositif ARENH, conduit une part importante des flux à ne pas transiter par les marchés de gros. La suppression de ce dispositif devrait conduire de fait à un accroissement de la liquidité comme ceci a pu être constaté entre mi 2015 et fin 2016, période pour laquelle l'ARENH n'a pas été demandé.**

D'autre part, un dispositif légal tel que suggéré de tenue de marché ne serait pas un moyen efficace de développer les marchés à moyen-long terme puisqu'il ne saurait créer de la liquidité *ex nihilo*. **Le retour d'expérience très négatif du dispositif mis en place au Royaume-Uni en 2014, et abandonné en 2019, en atteste.**

---

[\[1\]](#) Aussi bien les TRVE proposés en France métropolitaine continentale au titre de l'article L. 337-7 du code de l'énergie que les TRVE s'appliquant à l'ensemble des consommateurs dans les ZNI au titre de l'article L. 337-8. A ce titre, EDF rappelle l'importance de la péréquation des TRVE et de leur applicabilité à l'ensemble du territoire national, y compris pour tarifs jaune et vert en ZNI. Il est nécessaire que la construction des TRVE inclue bien ces clients et leur profil de consommation.

## Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

EDF souscrit à la proposition de la CRE de lisser l'intégralité de l'approvisionnement des volumes du TRVE sur les produits de marché calendaires pour l'année de livraison 2026, compte tenu de la fin du dispositif de l'ARENH au 31 décembre 2025.

Le démarrage de ce lissage dès le 1<sup>er</sup> janvier 2024, pour disposer d'un effet de stabilisation maximum, est d'autant plus important que la part de l'approvisionnement au marché augmente. La méthode de construction actuelle, avec sa sensibilité excessive aux prix de marché pour l'année à venir constatés sur une courte période, juste avant l'échéance de livraison pour la couverture de l'écrêtement, a ainsi confirmé que la concentration d'expositions sur des périodes courtes devait être évitée.

Il est à noter que l'effet de ce lissage de l'approvisionnement des TRVE sera bénéfique pour les clients au TRVE mais aussi pour les clients des offres de marché qui répliqueront cette approche.

Pour les années suivantes, EDF souhaite que la CRE envisage rapidement d'améliorer davantage la stabilité

recherchée des prix du TRVE en s'appuyant sur des périodes de cotation plus longues et ainsi des produits situés à des termes plus lointains, ce qui nécessitera la mise en place d'un dispositif de compensations mutuelles des débouclages de couverture entre les fournisseurs, y compris les éventuels nouveaux entrants, permettant l'exercice d'une concurrence saine, moins sensible aux variations conjoncturelles des prix des marchés de gros et reposant avant tout sur la performance commerciale des fournisseurs.

EDF considère que les conditions d'approvisionnement des années de livraison 2027 et 2028, voire 2029, devraient être établies rapidement en vue d'en assurer un lissage optimal. A ce titre, EDF encourage la CRE à engager les travaux au plus vite sur les conditions d'approvisionnement du TRVE pour ces années.

Par ailleurs, EDF accueille favorablement la décision d'étendre l'éligibilité au TRVE aux Très Petites Entreprises dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, telle qu'annoncée le 14 novembre 2023 par les pouvoirs publics. EDF souhaite cependant pour sa mise en œuvre que soient notamment précisées les modalités de gestion de l'incertitude sur les volumes de clients qui décideront d'opter pour le TRVE.

## Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

EDF est favorable à la proposition de la CRE d'approvisionner, pour la période janvier – mars 2026 du TRVE 2026, les garanties de capacité pour l'obligation portant sur cette période de façon lissée sur 2 ans, dans le cadre du mécanisme actuel.

Pour le reste de l'année 2026, EDF invite la CRE à communiquer au plus tôt les modalités de déclinaison du nouveau dispositif dans le TRVE, dès que ses dispositions seront connues.

## Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

La réponse est confidentielle

## Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

La réponse est confidentielle

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

La réponse est confidentielle

## Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

La réponse est confidentielle

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

La réponse est confidentielle

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

La réponse est confidentielle

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

La réponse est confidentielle

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

La réponse est confidentielle

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

La réponse est confidentielle

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

La réponse est confidentielle

**Réponse d'Ekwateur à la Consultation publique relative à  
l'approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année  
2026 et au bon fonctionnement du marché de gros**

**Question 1 : Êtes-vous favorable à cette proposition de la CRE ?**

**Nous sommes favorables à la prise en compte d'un approvisionnement 100%.**

Concernant la durée du lissage, nous souhaitons rappeler les difficultés posées par sa durée longue (2 ans). En effet, la proposition de la CRE ne pallie pas l'impossibilité pour un petit fournisseur de répliquer le TRVE lissé sur 2 ans du fait de la limite à 1 MW d'accès au marché. Par ailleurs, les frais d'accès et les garanties bancaires devront augmenter dans la même proportion que l'approvisionnement marché. **Une limitation du lissage à 1 an permettrait ainsi de limiter la distorsion d'accès au marché pour les petits fournisseurs, de ne plus maintenir un TRV artificiellement haut en cas de marché baissier et permettrait enfin d'attendre 2025 pour intégrer le dispositif post-Arenh.**

Si nous comprenons que la volonté immédiate de la CRE ne soit pas de le raccourcir, **nous proposons a minima de lisser l'approvisionnement sur une période glissante de façon à publier un TRV mensuel.** La stabilité des prix serait préservée tout en permettant au consommateur de mieux comprendre le marché d'une part et de mieux refléter les coûts d'approvisionnement d'autre part.

Enfin, nous souhaitons vous rappeler notre proposition d'alignement de la période d'application du tarif avec celle du produit de marché à partir duquel le prix est calculé (i.e. avoir un TRVE du 1er janvier au 31 décembre).

**Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ?**

Il nous semble logique, en théorie, d'approvisionner les produits calendaires Base et Peak en même temps. Toutefois, en pratique, nous reconnaissons que la liquidité du produit Peak est faible et peut poser un problème. La méthode actuelle approvisionne seulement la Base et le Peak avec un lissage sur 2 ans et calcule la forme (la « PFC » qui comprend la composante Peak ainsi que la saisonnalité et la forme horaire) sur la dernière année seulement. **La méthode actuelle faisant sens, et ayant été mise en place il y a moins d'un an, nous proposons de la conserver.**

Nous souhaitons souligner que cette problématique ne se poserait pas si l'approvisionnement était lissé sur un an.

**Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?**

Pas d'avis.

## Question 2 : Êtes-vous favorable à cette proposition ?

En cohérence avec notre réponse à la 1<sup>ère</sup> question, **nous ne sommes pas favorables à un lissage sur deux ans.**

Au-delà, approvisionner, pour le TRVE 2026, seulement les garanties de capacité du mécanisme actuel portant sur janvier-mars 2026 conduit à ne pas intégrer les coûts de la capacité d'avril à décembre 2026. **Dans ces circonstances, nous recommandons d'utiliser la méthodologie du MéCapa actuel sur la période de janvier à décembre 2026, à la suite duquel pourrait s'opérer un rattrapage une fois les règles du futur MéCapa définies.**

**Nous souhaitons souligner que cette problématique ne se poserait pas si l'approvisionnement était lissé sur un an.**

## Question 3 : Partagez-vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ?

**Nous partageons le diagnostic de la CRE**, en particulier sur les risques portés par l'existence d'un acteur dominant et verticalement intégré. Il nous semble en effet illusoire d'avoir un marché qui fonctionne avec un acteur contrôlant 90% de l'offre.

## Si oui, partagez-vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ?

**Nous sommes plutôt en phase avec les propositions de la CRE** concernant les mesures à prendre.

Toutefois, nous constatons que la CRE considère que "le développement d'une bonne liquidité sur des échéances à termes plus longues (...) est un moyen essentiel pour développer les contrats de moyen et long terme sur le marché aval". **Nous souhaitons alerter la CRE sur les risques portés par ce type de contrats longs termes qui assurent certes visibilité et stabilité, mais rarement compétitivité des prix.** En cas de retournement de marché, les Français paieront un prix plus élevé que leurs voisins européens car engagés dans des durées longues, avec un risque fort pour le gouvernement de se voir être mis en difficulté d'avoir poussé à ce système. Ne répétons pas les mêmes erreurs que par le passé (ex : Exceltium). De plus, le développement de contrats de long terme induirait une fermeture du marché progressive et de lourdes barrières à l'entrée pour les nouveaux entrants.

Au-delà, nous souhaitons rappeler que ces mesures ne suffisent pas à permettre au marché de bien fonctionner après la fin de l'ARENH. En effet, si le gouvernement envisage de mettre en place des CFD et/ou des "prix plafond", un certain nombre de mesures devront être mises en œuvre pour permettre leur bon fonctionnement comme par exemple la publication mensuelle des objectifs de production nucléaire ou encore la conduite d'un audit externe sur le coût de production du nucléaire.

## Question 4 : Estimez-vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?



Oui, cela nous semble pertinent. Une publication à la maille mensuelle permettrait un suivi plus fin.

**Question 5 : Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?**

Au-delà de la publication des informations, la CRE devra veiller à la qualité des informations en elles-mêmes et des prévisions publiées. Il serait intéressant de comparer la qualité des prévisions publiées par EDF avec celles d'autres acteurs à l'étranger. Si cet audit devait révéler un écart significatif, la CRE devrait prendre les mesures nécessaires pour contraindre EDF à améliorer ses prévisions.

**Question 6 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les contrats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ?**

Oui, nous y sommes favorables. La mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché nous semble indispensable pour pallier le manque de liquidité des produits de longs termes. Un tel dispositif devra toutefois être rigoureusement encadré par les autorités compétentes, pour éviter tout abus.

C'est justement une option que nous avons proposée à l'administration dans le cadre de la mise en œuvre des Certificats de Production de Biogaz (CPB), marché dont nous craignons beaucoup le manque de liquidité. De la même manière, le marché des CEE pourrait bénéficier de la mise en œuvre d'un tel dispositif compte tenu du manque de liquidité qui pourrait résulter des nouveaux objectifs proposés par l'administration.

**Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ?**

Nous identifions les paramètres suivants :

- Taille du spread bid/ask autorisée
- Créneaux horaires fixés
- Produits disponibles : l'ensemble des échéances jusqu'à AL3

**Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?**

Les acteurs en mesure d'exercer la tenue de marché nous semble être a minima EDF production.

**Question 7 : Êtes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ?**

**Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-elle adéquate ?**

Le développement des enchères d'interconnexion à plus long terme est une excellente idée mais nous doutons de la capacité des gestionnaires de réseau à donner aux fournisseurs des estimations fiables en volumes et en prix.

**Question 8 : Estimez-vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à**

long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

Oui, cela nous semble pertinent.

**Question 9 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent-ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

**Nous considérons que la situation concurrentielle du marché de l'électricité ainsi que la position dominante de l'acteur historique appellent à un pouvoir de surveillance renforcé d'une part, mais surtout à des mesures correctives d'autre part.** En effet, l'ADLC a ouvert plusieurs enquêtes sur certains Appels d'Offres remportés par EDF en dessous des prix de marché (et dont les résultats ne nous ont pas encore été communiqués). De plus, il convient de rappeler que la réforme actuelle du MéCapa doit pallier l'opacité de la formation des prix et aux suspicions de manipulation des quantités et des prix par des acteurs dominants. Dans ces conditions et au regard de ces éléments, nous considérons indispensable de renforcer le pouvoir de surveillance et le pouvoir d'agir des autorités compétentes.

Les pouvoirs publics devront avant tout **s'assurer qu'EDF Commerce soit traitée de la même façon que les autres fournisseurs vis-à-vis d'EDF Pproduction.**

**Question 10 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

De nouveau, **nous souhaitons alerter la CRE sur les risques portés par ce type de contrats longs termes** qui assurent certes visibilité et stabilité, mais rarement compétitivité des prix. En cas de retournement de marché, les Français paieront un prix plus élevé que leurs voisins européens car engagés dans des durées longues, avec un risque fort pour le gouvernement de se voir être mis en difficulté d'avoir poussé à ce système. Ne répétons pas les mêmes erreurs que par le passé (ex : Exceltium). De plus, le développement de contrats de long terme induirait une fermeture du marché progressive et de lourdes barrières à l'entrée pour les nouveaux entrants.

**Prenant l'exemple des contrats longs termes proposés par EDF, nous souhaitons alerter la CRE sur l'exclusion de certains fournisseurs dans la contractualisation long terme.** En effet, ce mécanisme d'enchères est conçu pour favoriser un faible nombre d'acheteurs de grande taille par l'introduction d'une demande de garanties financières partiales et unilatérales. Partiales car les fournisseurs ayant une cotation financière élevée se voient exonérés de ces garanties (soit des sociétés cotées en bourse et avec une note >BBB+ c'est à dire seulement les opérateurs historiques et grands acteurs pétroliers). Unilatérales, car les petits fournisseurs se voient réclamer une garantie sans pouvoir en demander une à EDF. Ce mécanisme nourrit ainsi une tendance oligopolistique tout à fait contraire aux intérêts des consommateurs.

Enfin, **il nous semble difficile de développer avec succès et sans distorsion de concurrence les contrats de longs termes sans un élargissement de la garantie d'État au U-PPA.**

**Question 11 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

La CRE doit avant tout **s'assurer qu'EDF commerce soit traitée de la même façon que les autres fournisseurs** vis-à-vis d'EDF production. Nous nous permettons, à ce titre, de rappeler notre demande de **séparation (a minima comptable) entre EDF Production et EDF Commerce**. Une telle séparation est d'autant plus indispensable au regard de l'accord conclu entre l'État et EDF impliquant une taxation des revenus ex-post pour le post-ARENH.

Elle devra également veiller à la **bonne liquidité du marché**.

**Question 12 : Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?**

Pas d'avis.

## **Réponse ENGIE à la Consultation publique CRE n°2023-09 du 12 octobre 2023 relative à l’approvisionnement du TRVE pour 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros**

Echéance : 17 novembre 2023

### **Préambule et messages clés :**

Engie remercie la CRE pour cette consultation, comme la CRE l’a elle-même signalé dans la consultation, celle-ci prend place dans un contexte d’absence de visibilité où les modalités de la réforme post-ARENH n’ont pas été précisées. Il y a néanmoins urgence à prendre très rapidement position en raison de la structure actuelle de construction des TRVE avec un lissage sur 2 ans.

Dans un tel contexte, ENGIE tient à souligner qu’il pourrait être amené à revoir certaines de ses réponses à cette consultation lorsque l’architecture complète de la future régulation du nucléaire français sera connue, ce qui n’est pas le cas aujourd’hui.

Nos principaux messages en réponse à la consultation sont les suivants :

- Pour la construction du TRVE de l’année 2026 ENGIE n’est pas favorable à maintenir un lissage sur une durée de 2 ans et préconise de ramener celle-ci à un an ;
- ENGIE réitère ses messages en faveur d’une réforme plus substantielle des TRVE, intégrant en particulier une révision à la hausse des briques de risques et s’oppose à l’extension des TRVE aux TPE de plus de 36 kVA, mesure qui restreint l’espace concurrentiel et nous paraît incompatible avec les prescriptions du droit européen ;
- Pour ce qui est de l’amélioration du fonctionnement du marché de gros dans le cadre d’une future réforme, il est pour ENGIE essentiel que soit encadrée la façon dont EDF devra placer sa production sur ce marché, avec un fournisseur EDF mis dans la même position que les fournisseurs alternatifs pour la construction de ses offres.

### **1. Lissage sur 2 ans**

#### Question 1

Êtes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l’approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

ENGIE n’est pas favorable à la proposition de la CRE de maintenir un lissage sur 2 ans.

Le lissage sur 2 ans de l’approvisionnement des produits calendaires Base et Peak inhérent à la méthodologie actuelle de calcul des TRVE ne peut pas être appliquée en toute circonstance par un fournisseur vertueux désireux d’acquérir de nouveaux clients et peut encourager des comportements non-vertueux de la part de fournisseurs qui viennent et partent du marché au détriment des consommateurs finaux et d’autres fournisseurs tel que vécu en 2022.

Ainsi un fournisseur vertueux ne peut rentrer sur le marché et conquérir de nouveaux clients non anticipés en se sourçant à des prix compétitifs avec ceux observés 2 ans auparavant si les prix ont monté entre temps. S'il veut continuer à proposer des offres compétitives à de tels clients, même en période de prix de marché plus élevés, il devra prendre des risques très importants liés aux volumes non répliqués/ non prévus.

En revanche, un fournisseur non vertueux fera l'arbitrage entre revente marché et acquisition client. Il en profitera pour revendre sur le marché ses volumes sourcés quand les prix montent fortement en période de lissage, arrêtera la commercialisation et encouragera ses clients en portefeuille à changer de fournisseur (situation vécue en 2022). Ceci a contribué à faire grossir le portefeuille TRVE (tout en générant des pertes pour EDF) et à verrouiller le marché.

Une telle instabilité rend peu efficace et très risquée l'activité de commercialisation et contribue à générer de l'incertitude pour les consommateurs. ENGIE est donc en faveur d'un raccourcissement de la période de lissage actuelle de 2 ans des TRVE, pour permettre un fonctionnement plus sain du marché de fourniture. Cette période devrait être ramenée à 1 an voire moins.

La contestabilité des TRVE doit assurer la répliquabilité du complément de fourniture qui est rendue difficile par un lissage sur 2 ans. Ainsi, pour les petits alternatifs, faire un lissage trop long empêche de pouvoir bien répliquer la formule car le volume à externaliser chaque mois est d'autant plus faible que la période de lissage est longue, et ce volume peut donc se retrouver en dessous de la taille minimale acceptée par le marché.

A cela se rajoute l'impossibilité pour un fournisseur d'établir avec un degré de précision suffisant une prévision de trajectoire de composition et de consommation du portefeuille clients 2 ans en avance de la période de commercialisation exposant les fournisseurs à un risque volume important, situation particulièrement pénalisante dans le cas d'un fournisseur nouvel entrant.

Réduire le lissage du complément de fourniture à 1 an permettrait une meilleure répliquabilité et une cohérence avec la nouvelle méthode de calcul de la PFC introduite en 2023.

ENGIE s'est exprimée à plusieurs reprises pour raccourcir la période de lissage des TRVE, et il lui a été opposé que ce lissage était bénéfique pour protéger les consommateurs de la volatilité des prix, cette stabilité constituant la justification même de la légitimité des TRVE. Or force est de constater que le mécanisme TRVE n'a pas protégé les consommateurs des hausses de prix brutales pendant la période de tension des marchés et de baisse de production. Entre le second semestre 2020 et le premier semestre 2023, la hausse des TRVE sur le segment des clients résidentiels (niveau gelé) a été de 54,2%. Hors gel, la hausse aurait été de près de 170%, obligeant l'Etat à intervenir et mettre en place un bouclier tarifaire afin de protéger les consommateurs. Or, le bouclier fonctionne mal sur la base d'un lissage de 2 ans trop en écart avec les autres structures d'offres, notamment les offres à prix fixe. Ceci pose un problème d'égalité de traitement des offres/ clients dans une perspective de sortie du bouclier en février 2024. Un nombre important de clients en offre prix fixe engagés à des coûts de sourcing élevés en 2023 ne bénéficieront plus de la remise bouclier à partir de février 2024 et verront leur prix fortement augmenter.

Dans le contexte actuel, décider aujourd'hui de réduire à un an la durée de lissage du TRVE pour 2026 offrirait le bénéfice additionnel de laisser le temps aux pouvoirs publics de parachever et communiquer au marché, le design précis du nouveau mécanisme de régulation du nucléaire post-ARENH et de pouvoir ainsi de mieux adapter le TRVE aux interférences avec ce mécanisme pour construire un tout cohérent.

ENGIE estime qu'à terme une refonte plus substantielle de la structure des TRVE serait nécessaire et rappelle avoir fait, à ce titre, la proposition d'un tarif plus "horo-saisonnalisé" avec une révision semestrielle pour déterminer un prix hiver (d'application sur Q4 et Q1) et un prix été (d'application sur Q2 et Q3) comme élaboré dans sa réponse à la consultation CRE du 17 octobre 2022. Cela contribuerait à la réduction du risque volume et à l'incitation d'un comportement de sobriété pour les clients au moment où les prix et la consommation sont élevés.

ENGIE rappelle que les TRVE doivent également évoluer pour refléter la hausse des risques associés effectives à l'activité de fourniture. Les briques de risque doivent être révisées fortement à la hausse dès le prochain mouvement. Depuis la crise des marchés énergétiques, ces briques ont augmenté pour atteindre un montant compris entre 30 et 45 €/MWh (selon les segments de marché). Ce montant varie en fonction de l'évolution des prix de marché et doit être pris en compte dans le costing de l'approvisionnement sur les marchés.

## 2. Mécanisme de capacité

### Question 2

Etes-vous favorable à cette proposition ?

Engie n'est pas favorable à la proposition d'un lissage sur 2 ans de l'intégralité de l'approvisionnement en garanties de capacité pour couvrir l'obligation portant sur la période de janvier à mars 2026. Pour des raisons similaires à celles développées dans la question 1. **Engie propose de réduire cette durée de lissage à 1 an sur l'année 2025.**

Par ailleurs, si la réforme du mécanisme de capacité est confirmée sous la forme envisagée à date –non encore finalisé, les fournisseurs devront restituer des certificats de capacité sur le premier trimestre 2026 qui resterait en mode décentralisé avant que la fin de l'année ne bascule en mode centralisé, le tout sans que l'articulation entre le mécanisme de capacité et la nouvelle régulation du nucléaire n'ait été clairement explicitée, ni a fortiori son intégration dans le TRVE 2026. C'est pourquoi il paraît plus prudent d'attendre que le dispositif post ARENH clarifie le traitement de ces garanties associées au nucléaire, plutôt que de partir à l'aveugle dès 2024 dans l'approvisionnement de **l'intégralité** de l'obligation (comme cela est suggéré).

Enfin, la réduction de cette durée à 1 an nous paraît une mesure a minima pour ne pas encore amplifier au titre de 2026 les coûts financiers que supportent les fournisseurs pour l'achat de ces garanties jusqu'à deux ans à l'avance en amont de l'année de livraison. Ces coûts désormais très significatifs dans le contexte actuel des taux élevés (Euribor 12 mois > 4%) et **ne sont pas pris en compte dans la méthodologie actuelle d'empilement des coûts pour la construction du TRV**

## 3. Efficacité du marché de gros à terme

### Question 3

Partagez-vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez-vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ?

ENGIE partage également le diagnostic de la CRE : la faiblesse des volumes traités sur le marché de gros à terme français est d'un facteur 7 par rapport au marché allemand sur la période janvier 2023 – Septembre 2023 (431 TWh en France et 3144 TWh en Allemagne (source EEX)).

Nous pensons que cette problématique ne pourra être résolue que par un encadrement sur la façon dont EDF « production » doit mettre ses volumes à disposition sur le marché :

- 1) Pour le nucléaire : la mise en place d'enchères, encadrées et surveillées par la CRE avec de la transparence pour tous les acteurs de marché sur la fréquence, les volumes, les maturités et la présence ou non de prix de réserve et avec de la transparence sur son mode de fixation le cas échéant ;
- 2) Pour l'hydraulique : la mise en place d'enchères de la flexibilité du parc hydraulique d'EDF au moyen d'instruments de type *Virtual Pump Storage* ou de *swing* Cette flexibilité est nécessaire à tous les fournisseurs pour permettre une meilleure gestion des risques horaires ou de thermosensibilité ;
- 3) EDF « fournisseur » doit être mis dans une situation comparable à celle de ses concurrents à savoir passer par le marché pour accéder notamment aux volumes nucléaires.

Le renforcement de la transparence autour de la situation du parc nucléaire permettra une meilleure efficacité du marché.

Enfin le développement de teneurs de marché plus efficaces qu'aujourd'hui se fera selon nous naturellement si le point autour de l'encadrement de la commercialisation d'EDF « production » est réalisé.

#### **4. Estimation production nucléaire**

### Question 4

Estimez-vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

Engie ne voit pas d'objection à la proposition de la CRE.

#### **5. Estimation production nucléaire (suite)**

### Question 5

Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

EDF devrait publier, en même temps que la cible annuelle en énergie, le taux mensuel d'utilisation des centrales disponibles afin de pouvoir interpréter la différence entre la disponibilité REMIT et les cibles annuelles.



## **6. Dispositif de tenue de marché**

### Question 6

Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les contrats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

ENGIE considère que la liquidité d'un marché est générée naturellement lorsque la concurrence y est suffisante. La liquidité provient également des incitants qu'ont les acteurs de marché à se sourcer et à utiliser le marché pour leurs activités de 'hedging'. Dès lors, ENGIE considère qu'il est nécessaire de se concentrer sur les propositions qui visent à forcer les volumes d'EDF production à être mis à disposition sur le marché de gros via des mécanismes d'enchères transparents.

Cependant, en l'absence de tels mécanismes, ENGIE considère qu'à minima, il est nécessaire d'envisager des mécanismes de tenue de marché par EDF, avec des contraintes imposées quant aux échéances (mois, trimestres, années, ...) et type (base, peak) des produits, mais également à l'écart achat-vente de ces produits.

## **7. Capacité d'interconnexion**

### Question 7

Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-elle adéquate ?

Comme déjà exprimé à de nombreuses reprises, ENGIE est favorable à la mise à disposition des capacités d'interconnexion française à des échéances supérieures à un an. Trois ans à l'avance nous semble être une bonne cible qui doit être en ligne avec les ambitions de liquidité. La disponibilité des produits d'interconnexion (LTTR) doit être en ligne avec la liquidité des produits sur les marchés à terme. Engie salue dès lors l'initiative de RTE de vendre des maturités « année +2 » sur certaines frontières.

Engie en profite pour rappeler à la CRE son inquiétude face aux positions prises par l'ACER et la Commission Européenne en la matière : Engie ne partage pas du tout l'avis émis par l'ACER concernant les évolutions du marché à terme, et en particulier, le remplacement des produits « zone to zone » actuels par un mécanisme de « Virtual Trading Hub », inspiré du modèle nordique. En effet, ce système induit un risque important de décorrélation de prix entre le Hub et la zone dans laquelle l'acteur de marché se trouve, extrêmement difficile à couvrir, et induit donc in fine à des primes de risques prises par les acteurs de marché, qui se répercutent au final sur les prix au consommateur. Engie se tient à disposition de la CRE pour d'éventuels échanges plus approfondis à ce sujet.

## **8. Capacité d'interconnexion (suite)**

### Question 8

Estimez-vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

ENGIE pense qu'il est crucial de poursuivre et d'étendre la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme. Nous proposons pour une année de livraison Y donnée de commencer la commercialisation au moins 3 ans avant et d'organiser 2 enchères chaque année avec des volumes différenciés augmentant au fur et à mesure que l'on s'approche de la période de livraison. Cela pourrait de façon indicative donner le programme suivant :

	Q1	Q2	Q3	Q4
Y-3		7.50%		7.50%
Y-2		15.00%		15.00%
Y-1		25.00%		30.00%

La mise à disposition pour le marché des capacités d'interconnexion est nécessaire afin d'assurer l'intégration des marchés à terme. Cela permet aux acheteurs et aux vendeurs de bénéficier à tout moment des ressources les moins chères. Engie considère que les droits de transmission à long terme (« Long Term Transmission Rights – LTTR ») sont l'outil le plus adapté pour couvrir le risque de décorrélations entre zones de prix.

## **9. Condition économiques EDF et concurrence**

### Question 9

Partagez-vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent-ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

Il est absolument essentiel qu'EDF soit placée dans des conditions équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales. Or, la mission de surveillance des marchés de la CRE ou les pouvoirs de sanction de l'autorité de la concurrence en cas d'infraction ne paraissent pas suffisants pour parvenir à cet objectif. Des mesures structurelles sont nécessaires pour assurer une concurrence équitable entre tous les fournisseurs au bénéfice du consommateur :

- En amont, en ce qui concerne l'accès à la ressource nucléaire,
- En aval, en ce qui concerne la commercialisation des offres.

En ce qui concerne les mesures nécessaires à l'amont :

L'avantage inégalable d'EDF, qui détient la totalité du parc nucléaire historique, résulte de la combinaison de deux facteurs :

- La place incomparable de cet actif de production dans le mix électrique français ;
- Le maintien de l'intégration amont/aval de l'opérateur historique, qui permet à sa branche aval de se sourcer directement auprès de sa branche amont sans passer par le marché de gros ;

Le futur dispositif organisant le marché de l'électricité en France doit mettre sur un pied d'égalité tous les fournisseurs (alternatifs et historique) en assurant l'égalité des conditions d'accès à la ressource nucléaire entre les fournisseurs, qu'ils disposent ou pas d'une production nucléaire. Ceci implique notamment que tous les fournisseurs doivent bénéficier du même niveau d'information sur les modalités de commercialisation de l'électricité nucléaire.

Il est donc indispensable qu'EDF « fournisseur » passe par le marché de gros pour son sourcing, sans qu'aucune cession interne ne soit possible ni aucune information privilégiée ne soit échangée. ENGIE estime que la scission des activités liées à l'exploitation du parc nucléaire historique de celles de fourniture d'EDF est une condition nécessaire à l'établissement des conditions d'une concurrence effective sur le marché français. Cela implique notamment une séparation entre les activités d'optimisation de l'amont et de l'aval aujourd'hui exercées de façon intégrée par la Direction Optimisation Amont/Aval & Trading d'EDF (DOAAT). Cette séparation amont/aval doit entraîner une séparation juridique des activités avec des nouvelles règles de fonctionnement visant à garantir l'indépendance. En outre, il conviendra de renforcer le contrôle et la transparence des coûts de l'activité régulée de production nucléaire d'EDF.

#### En ce qui concerne les mesures nécessaires à l'aval :

Les marchés de la fourniture d'électricité sont toujours fortement dominés par EDF, alors que le processus d'ouverture totale à la concurrence a été initié il y a plus de 16 ans. Cette position fortement dominante d'EDF sur les petits sites perdure encore aujourd'hui.

Les fournisseurs alternatifs ne peuvent pas seuls accélérer l'émergence d'une concurrence effective. En effet, en l'absence de mesures correctives contraignantes, la concurrence effective sur les marchés de l'électricité risque de demeurer compromise. La normalisation complète d'EDF parmi les fournisseurs d'électricité n'aura donc pas lieu en l'absence d'intervention sur le marché pour permettre à tous les opérateurs de lutter à armes égales.

Pour cela, il est indispensable que :

- EDF sépare strictement ses activités dédiées au TRV et aux offres en régime concurrentiel au sein d'EDF, impliquant :
  - La séparation comptable stricte entre les activités au TRV électricité et celles en régime concurrentiel ;
  - La séparation commerciale stricte entre les équipes dédiées au TRV et celles dédiées aux activités en régime concurrentiel avec l'interdiction de communication entre elles, allant au-delà de la seule séparation des parcours de souscription par téléphone ;
  - La séparation totale des sites Internet dédiés au TRV et aux offres en régime concurrentiel en retirant du site TRV toute référence aux offres en régime concurrentiel, allant au-delà de la simple séparation des parcours sur le site internet d'EDF. Les offres aux TRV et en régime concurrentiel sont hébergées sur le même site et les liens en bas de page permettent de passer aisément d'un type d'offres à un autre ce qui peut induire une confusion ;
  - L'interdiction de faire usage des supports commerciaux et non commerciaux envoyés à la clientèle au TRV électricité pour l'inciter directement ou indirectement à souscrire des offres en régime concurrentiel ;
  
- EDF utilise une marque distincte pour ses activités relatives au TRV

ENGIE souhaite également insister sur le fait qu'une extension des TRVE à l'ensemble des sites des TPE supérieurs à 36 kVA va à l'encontre de l'arrêt du 18 mai 2018 du Conseil d'Etat dans lequel ce dernier a jugé, en appliquant la grille d'analyse dégagée dans la jurisprudence de la CJUE, que les TRVE n'étaient pas proportionnés pour les sites non résidentiels ayant une puissance souscrite inférieure à 36 kVA lorsqu'ils appartiennent à des grandes entreprises. C'est précisément pour tirer les conséquences de

cet arrêt que le périmètre des TRVE a été réduit par l'article 64 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

Or, depuis cet arrêt, la 4ème directive électricité est venue renforcer les conditions à remplir (objectif d'intérêt général, caractère transitoire de la mesure, répliquabilité, etc...) par une réglementation nationale dérogatoire portant atteinte à la liberté tarifaire en instaurant des TRVE. Le droit européen dérivé va ainsi au-delà des conditions fixées par la jurisprudence de la CJUE et augmente donc l'intensité du contrôle devant être exercé sur une mesure portant atteinte à la liberté tarifaire.

Dans ces conditions il apparaît qu'une extension des TRVE à l'ensemble des sites des TPE supérieurs à 36 kVA est clairement contraire au droit européen.

## **10. Contrats assis sur des installations de production**

### Question 10

Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

Dans sa réponse au questionnaire CRE portant sur les PPA ENR, ENGIE avait plébiscité (i) la mise en place de mécanismes de sécurisation pour mitiger le risque de contrepartie clients et (ii) la possibilité d'introduire des appels d'offre mixtes pour partie sous complément de rémunération, pour partie sous PPA, soit en simultané, soit en successif. Si ces recommandations peuvent mutatis mutandis inspirer une transposition au domaine des PPA nucléaires, il nous semble que le défi principal lié au développement de contrats de long terme assis sur des actifs nucléaires réside dans le contrôle de la position dominante d'EDF sur ce marché.

Comment faire en sorte que la répartition des risques se fasse de façon équitable entre le producteur en position de monopole et de détenteur de la totalité de l'expertise économique et technique et ses co-contractants ?

Comment assurer un accès effectif et efficace à des fournisseurs alternatifs qui se trouvent à la fois en posture de concurrents vis-à-vis d'EDF fournisseur et qui aspirent à devenir fournisseurs de clients qui pour les plus importants d'entre eux seront aussi de possibles signataires des mêmes accords de long terme avec EDF (mais quel EDF, en l'absence de claire distinction producteur/fournisseur ?) ?

## **11. Surveillance marché de gros**

### Question 11

Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

Le contexte est en effet à un accroissement du rôle et du volume d'échange du marché de gros. En conséquence, il apparaît utile que le régulateur et en particulier ses équipes chargées de la surveillance des marchés, pérennisent et renforcent encore leur connaissance du fonctionnement fin du marché et des contraintes que rencontrent ses acteurs. Dans le cadre de sa mission de contrôleur indépendant, la CRE devrait ainsi pouvoir mener des missions d'audits, des consultations publiques, voire des échanges informatifs hors formalisme d'enquête (Cela pourrait éventuellement se faire via le

truchement des associations professionnelles). Ces outils et modalités permettant de capter de l'information semblent davantage appropriés que des enquêtes formelles au regard de cet objectif. Cet effort serait bienvenu et particulièrement attendu par les acteurs de marchés en amont de la publication de décisions du régulateur renforçant certaines des réglementations européennes.

## **12. Surveillance marché de gros (suite)**

### Question 12

Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

Comme exposé à la question 6 c'est avant tout via le contrôle de la mise à disposition des volumes de production sur le marché, plutôt que via de l'information additionnelle que pourra être assuré le bon fonctionnement du marché de gros

# Consultation publique n°2023-09 de la CRE relative à l’approvisionnement du TRVE pour l’année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

Réponse d’Eni Gas & Power France

---

## Introduction

Eni Gas & Power France remercie la CRE pour la visibilité donnée aux acteurs de marché sur les modalités de *sourcing* du TRVE pour 2026 prenant en compte la suppression du dispositif Arenh, malgré l’absence de visibilité sur le dispositif qui lui succédera.

En premier lieu, compte tenu des objectifs annoncés par le Gouvernement de définition d’un dispositif post-Arenh permettant de protéger tous les consommateurs finals de la hausse des prix, grâce à un mécanisme de plafonnement et de redistribution de la rente infra-marginale sur la production nucléaire, et compte tenu de la part de la production nucléaire dans le mix électrique français, nous nous interrogeons sur la nécessité du maintien des TRVE.

Par ailleurs, si nous sommes favorables à la prise en compte d’un approvisionnement 100% marché pour le TRVE 2026, nous réitérons notre demande de réduire la période de lissage du TRVE et/ou d’envisager une évolution plus dynamique du TRVE. En tout état de cause, compte tenu de l’absence de visibilité sur le fonctionnement du dispositif post-Arenh, nous considérons qu’il serait prématuré d’envisager une période de lissage supérieure à 1 an.

Concernant le fonctionnement du marché de gros français, nous souscrivons aux observations et analyses de la CRE quant au manque de liquidité des produits à terme et sur la nécessité de l’améliorer pour accompagner le fonctionnement d’un marché post-ARENH, en lien avec les objectifs poursuivis par la réforme européenne du marché de l’électricité. En ce sens, nous soutenons la mise en place d’un teneur de marché public ayant un rôle de *market making* pour favoriser la liquidité des produits sur le marché de gros.

Néanmoins, pour préserver l’ouverture du marché à la concurrence dans un marché post-ARENH, il faudra limiter le pouvoir de marché de l’acteur dominant :

- à l’amont, en renforçant l’exigence de transparence et de fiabilité des données de production publiées par EDF et en imposant à EDF des engagements clairs et quantitatifs sur la liquidité du marché de gros, dans la mesure où il détient près de 90% des capacités de production dans le cadre d’un monopole (nucléaire, hydroélectricité) ;
- à l’aval en plaçant EDF commerce dans des conditions identiques à celles de ses concurrents, notamment en termes de conditions d’approvisionnement et d’exposition au marché de gros, et en ne faisant pas de la méthodologie de construction du TRVE une barrière à l’entrée du marché de détail ou à l’innovation des offres pour les consommateurs finals.

## STRATEGIE D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET GARANTIES DE CAPACITE DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE D'ELECTRICITE POUR L'ANNEE 2026

### *Question 1 : Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ?*

Nous sommes favorables à la prise en compte d'un approvisionnement 100% marché. En toute logique, les frais d'accès au marché, les spread bid/ask et les primes de risques devront augmenter à due proportion. Le remplacement du bloc ARENH par des produits CAL ne devrait pas, selon nous, impacter le calcul de la Pfc, dans le cas contraire nous souhaitons que la CRE avertisse les acteurs de marché suffisamment en avance.

Le décalage d'un mois entre la période de calcul de la brique approvisionnement et celle d'application du TRVE génère une grande complexité, ainsi que des coûts et des risques importants pour les fournisseurs alternatifs. **Nous demandons à la CRE d'aligner, le plus rapidement possible, la période de calcul de la part énergie avec la période d'application du TRVE, soit du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre.** En absence de guichet ARENH pour 2026, le décalage d'un mois est obsolète et doit disparaître.

Concernant le lissage, bien que nous souscrivions aux objectifs de stabilité des prix pour les consommateurs finals, conserver l'actuel lissage sur 24 mois pose des **problèmes de répliquabilité** importants pour les fournisseurs alternatifs qui ne disposent pas de la même taille, ni de la même stabilité de portefeuille qu'EDF. Nous rappelons :

- qu'il faut pour un fournisseur un volume minimal d'1 MW pour intervenir sur les marchés et donc répliquer la formule ;
- qu'un risque volume important existe pour les fournisseurs alternatifs dont les portefeuilles évoluent d'une année sur l'autre, avec des volatilités qui peuvent être très importantes, à l'exemple des deux crises successives que nous avons connues. Au-delà des effets de la crise :
  - i. les clients sur le marché de masse ne peuvent être engagés contractuellement et peuvent résilier leur contrat à tout moment sans frais,
  - ii. les clients sur le marché d'affaire fonctionnent souvent par appels d'offres ce qui peut entraîner d'importantes variations des portefeuilles des fournisseurs, a fortiori sur les appels d'offres multisites.

Compte tenu de ces deux éléments, la visibilité à deux ans des fournisseurs sur leurs portefeuilles est réduite et il est extrêmement risqué pour eux de prendre des positions sur le marché de gros sur la base de ces prévisions.

Au-delà des problèmes de répliquabilité, la méthode de fixation des TRVE pose un **problème de contestabilité**. En effet, le lissage sur 2 ans ne permet pas une concurrence tarifaire effective, puisque les coûts d'approvisionnement et notamment les risques induits par ce lissage, ne sont pas correctement pris en compte dans la méthode de la CRE.

Au-delà de la jurisprudence du Conseil d'Etat, qui a réaffirmé la nécessité de garantir la contestabilité des TRVE, la CRE doit également pleinement prendre en compte la Directive<sup>1</sup> électricité de 2019 qui prévoit que l'intervention publique sur les prix doit respecter un certain nombre de critères dont celui défini au 7.c) de l'article 5 : « *sont établies à un prix supérieur aux coûts, à un niveau permettant une concurrence tarifaire effective* ».

---

<sup>1</sup> Directive (UE) 2019/944.

**Nous proposons 3 options alternatives sur le lissage, classées par ordre de préférence :**

1. Comme évoqué dans nos réponses précédentes, pour avoir une méthode parfaitement contestable, il **serait préférable d'appliquer une méthode en « 3-1-3 »** sur la base d'une courbe horaire appliquée sur une période trimestrielle, impliquant ainsi une mise à jour trimestrielle du TRVE.  
A titre d'exemple, cela équivaut pour le trimestre « Q1 2024 » à prendre la moyenne de septembre, octobre et novembre 2023 des courbes horaires couvrant la période Q1 2024.  
Cette méthode se rapproche de la pratique de la CRE pour le gaz.
2. **Réduire la période de lissage à 11 mois** (prendre une moyenne des prix allant de janvier à novembre). Cette réduction de la période de lissage permettrait :
  - a. **une meilleure cohérence par rapport aux incertitudes liées à la réforme post-Arenh et aux objectifs d'amélioration de la liquidité du marché,**
  - b. de limiter la hausse du TRVE en 2024,
  - c. et **limiter les difficultés de répliquabilité et de contestabilité de la méthode** mises en évidence depuis plusieurs années.
3. **A minima, mettre à jour en cours d'année le coût des risques liés à l'approvisionnement,** afin de mieux refléter la réalité des risques portés par les fournisseurs (volatilité des prix, liquidité du marché, risque volume, appels de marge). Une mise à jour pourrait être faite au 1<sup>er</sup> août, en même temps que du TURPE.

*Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?*

Si la CRE décide de conserver un lissage sur 2 ans, il est important de **pondérer différemment** :

- **l'approvisionnement des produits entre les 2 années**, par exemple avec la couverture de 25% des volumes sur l'année N-2 et 75% sur l'année N-1 (option 2 présentée ci-après).
- **et les sous-profil.**

**Présentation des deux options de pondération que nous privilégions :**

	Période de lissage des volumes (MWh) remplaçant les blocs ARENH			
	Année n-2		Année n-1	
<b>OPTION 1</b> <i>lissage de l'approvisionnement de l'ex-bloc ARENH alloué et écrêté</i>	<b>0%</b>		<b>100%</b>	
<b>Sous-profil</b>				
<i>Pondération des produits par sous-profil</i>	<i>CAL base (offpeak inclus)</i>	<i>CAL peak (offpeak inclus)</i>	<i>CAL base (offpeak inclus)</i>	<i>CAL peak (offpeak inclus)</i>
<b>RES 1 P1</b>	0%	0%	93%	7%
<b>RES 2 P1</b>	0%	0%	80%	20%
<b>RES 2 P2</b>	0%	0%	140%	-40%*
<b>RES 11</b>	0%	0%	95%	5%



	Période de lissage des volumes (MWh) remplaçant les blocs ARENH			
	Année n-2		Année n-1	
<b>OPTION 2</b> lissage de l'approvisionnement de l'ex-bloc ARENH alloué et écrêté	25%		75%	
<b>Sous-profil</b>				
<i>Pondération des produits par sous-profil</i>	<i>CAL base (offpeak inclus)</i>	<i>CAL peak (offpeak inclus)</i>	<i>CAL base (offpeak inclus)</i>	<i>CAL peak (offpeak inclus)</i>
<b>RES 1 P1</b>	23%	2%	70%	5%
<b>RES 2 P1</b>	20%	5%	59%	16%
<b>RES 2 P2</b>	35%	-10%*	105%	-30%*
<b>RES 11</b>	24%	1%	71%	4%

\*La présence de pondérations négatives est liée au fait que certains profils sont « contre-modulés » : elles correspondent donc à des ventes. D'un point de vue soucing, le fournisseur achète le résultat du netting.

**Question 2 : Etes-vous favorable à cette proposition ?**

Oui.

Toutefois, les difficultés liées à l'évolution du mécanisme seraient aisément levées avec un lissage de la brique approvisionnement du TRVE sur un an, permettant ainsi d'intégrer correctement à la méthode de fixation du TRVE le futur mécanisme de capacité.

## LES ELEMENTS NECESSAIRES A L'AMELIORATION DU FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE GROS

**Question 3 : Partagez-vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez-vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ?**

Nous partageons globalement l'analyse de la CRE et la complétons avec les éléments suivants.

- La **notion de distorsion de concurrence** est absente de l'analyse de la CRE :
  - o le bon fonctionnement du marché sera assuré si EDF commerce est soumis aux mêmes règles d'approvisionnement que les fournisseurs alternatifs ;
  - o la présence d'un acteur verticalement intégré en situation de monopole appelle :
    - à une grande vigilance de la CRE en termes de surveillance des activités commerciales et de trading d'EDF,
    - et une grande exigence de transparence sur les informations publiées ;
- la modération du prix ne dépend pas forcément de la durée des contrats mais du **coût du mix de production** ;
- les **primes de risque** existeront nécessairement sur des contrats de long terme, puisque leur compétitivité prix n'est pas garantie dans le temps et que les fournisseurs portent un risque commercial sur ces produits (taux d'attrition, déformation de la courbe de consommation, etc.) ;
- la **liquidité ne doit pas s'appréhender uniquement sur les produits CAL, mais également sur des produits plus fins** qui sont nécessaires pour couvrir la forme de la courbe de consommation du client (*Quarter, Month peakload, etc.*).

Nous rappelons qu'aujourd'hui **les fournisseurs ne peuvent pas engager leurs clients via des indemnités de résiliation anticipée sur le segment des B2C**. Les fournisseurs ne peuvent donc pas couvrir commercialement leurs risques de contrepartie s'ils s'engagent sur des produits à terme.

*Question 4 : Estimez-vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?*

*Question 5 : Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?*

Oui, les propositions de la CRE vont dans le bon sens. Nous souhaitons :

- qu'EDF publie sur son site, à échéances prévues :
  - o l'estimation de production annuelle, mise à jour trimestriellement et systématiquement en cas d'aléas ;
  - o le calendrier journalier de disponibilité au pas horaire, plutôt que d'indisponibilité, incluant les estimations de disponibilité minimales et maximales utiles pour nos prévisions,
- que la CRE :
  - o incite EDF à réduire les écarts entre ses estimations prévisionnelles et le réalisé ;
  - o contrôle la pertinence des informations publiées, notamment en contrôlant les interactions entre EDF trading et EDF production.

*Question 6 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les contrats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ?*

Oui, il faudra toutefois paramétrer la rémunération de ce ou ces teneurs de marché publics, afin de ne pas générer une inflation artificielle du prix des produits.

Les paramètres du *market making* et les indicateurs de surveillance doivent être bien définis en amont, notamment avec les acteurs de marché et EEX.

*Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ?*

- Echéances des produits : minimum jusqu'à 5 ans et idéalement jusqu'à 20 ans pour orienter le prix des PPA, sur les produits : CAL, Quarter et Month baseoload et peakload.
- Spread bid/ask : il faut règlementer la taille du *spread* autorisé afin que cette activité de tenue de marché ne soit pas génératrice de marges trop importantes, celui-ci doit être différent selon les maturités. Afin de réduire la taille du *spread* sur certaines maturités un volume minimal d'échange doit être défini.

*Le tableau suivant compare les spread bid/ask observés au mois de novembre pour les produits CAL en gaz, sur le TTF via Trayport, et en électricité, sur le marché de gros allemand via EEX.*

TTF		Allemagne marché de gros de l'électricité	
Maturité	Spread	Maturité	Spread
CAL + 5	1 €/MWh (connu)	CAL +5	3 €/MWh (connu)
CAL +10	4,45 €/MWh (connu)	CAL +10	2 €/MWh (connu)
CAL + 11 à 15	6,25€/MWh (déterminé empiriquement)	CAL +20	4 €/MWh (déterminé empiriquement)

CAL+ 16 à 20	7,75€/MWh (déterminé empiriquement)		
--------------	-------------------------------------	--	--

- Indiquer les créneaux d'activité du teneur de marché : [9h-18h].
- Engagement de disponibilité : sur des volumes à l'achat et à la vente sur différents produits. En complément, il serait possible de définir un calendrier d'enchères à dates fixes auxquelles EDF serait tenu de vendre des volumes et des produits de différentes maturités. Cette mesure garantirait la transparence sur la formation des prix et la disponibilité des produits, elle accompagnerait donc le rôle du teneur de marché.
- Publications journalières :
  - o des échanges réalisés : prix, volumes et maturités,
  - o des échanges non réalisés : donner le prix moyen du *spread bid/ask (middle)*.

*Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?*

Compte tenu du monopole d'EDF sur la quasi-totalité de la production française cet acteur devrait être obligé de jouer ce rôle.

En complément, pour animer la concurrence sur le marché de gros, on pourrait envisager qu'EDF soit soumis à **un calendrier d'enchères avec des dates et des volumes définis. En effet, selon un calendrier prédéfini, EDF se doit de vendre des volumes/produits à différentes échéances, en cohérence avec son programme de disponibilité.** De cette manière, il sera possible d'avoir une transparence sur les prix des produits à terme.

Cette possibilité devrait ensuite être ouverte sur la base du volontariat à d'autres entités, comme Engie ou d'autres acteurs de marché. En effet, les *market makers* peuvent améliorer la liquidité du marché seulement si EDF vend des volumes *forward* sur les marchés et non pas en bilatéral.

*Question 7 : Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-elle adéquate ?*

Oui, cette mesure est favorable à l'amélioration de la liquidité des produits à terme sur le marché de gros. Il faut aussi donner la possibilité de réaliser le *trading* financier sur ces volumes si la mise à disposition des produits physiques n'est pas attractive pour les acteurs de marché.

*Question 8 : Estimez-vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?*

Nous y sommes favorables si cela améliore la liquidité et le couplage des marchés au-delà des échéances de court terme.

*Question 9 : Partagez-vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent-ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?*

Etant dans un marché ouvert à la concurrence, EDF commerce doit se trouver dans des conditions économiques identiques à celles de ses concurrents, et non pas « équivalentes ».

La surveillance opérée par ces deux instances n'est pas suffisante puisque EDF commerce continue de bénéficier structurellement d'une position avantageuse par rapport à ses concurrents.

Cette situation perdurera tant qu'EDF sera verticalement intégrée et :

- qu'elle **bénéficiera de façon privilégiée du nucléaire historique** (via l'ARENH aujourd'hui),
- que **son monopole sur la capacité ne sera pas plus surveillé**, point important du futur mécanisme de capacité centralisé autour de RTE : une surveillance accrue des enchères par le régulateur sera nécessaire ;
- que **la méthodologie de construction du TRVE n'est pas contestable**.

Nous rappelons que l'ADLC a ouvert plusieurs enquêtes sur des appels d'offres remportés par EDF en dessous des prix de marché et dont les résultats ne nous ont pas encore été communiqués.

*Question 10 : Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?*

La mise en place d'un teneur de marché est importante pour donner de la visibilité aux producteurs, créer des références de prix et animer le marché de gros.

Par ailleurs, si EDF vend en bilatéral sa production à des consommateurs industriels, alors une partie non négligeable des consommateurs sortira du marché. De plus, étant juge et partie, les conditions de vente qu'il pourrait imposer sur le marché de gros pourraient disqualifier ou discriminer ses concurrents sur la partie fourniture. Si EDF commerce ne s'approvisionne pas dans des conditions identiques à celles des autres fournisseurs, il n'y aura aucune corde de rappel pour éviter les distorsions de concurrence entre fournisseurs.

Nous rappelons que **la compétitivité prix d'un produit long terme n'est pas garantie dans le temps**, en cas de baisse des prix de marché, le prix convenu peut devenir obsolète et c'est le consommateur qui le paiera. A ce titre, l'exemple de S2 2022 est une parfaite illustration. Les pouvoirs publics ont poussé les fournisseurs à signer et couvrir des contrats avec les entreprises pour leur demander quelques semaines plus tard d'autoriser ces mêmes entreprises à résilier leur contrat en raison de la baisse de prix.

Par ailleurs, un **contrat de long terme comporte une prise de risque. A ce titre, nous avons demandé que les fournisseurs soient éligibles au fonds de garantie pour le développement des utility PPA<sup>2</sup>**, qui d'après l'étude d'e-cube commandée par la CRE en mars 2022<sup>3</sup> est le modèle de contractualisation le plus répandu.

*Question 11 : Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ? Question 12 : Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?*

Compte tenu de la position avantageuse d'EDF commerce (cf. réponse à la question 9) et pour accompagner le développement de la liquidité des produits à terme sur le marché :

- nous **demandons à ce que les instances de régulation surveillent plus particulièrement les offres d'EDF commerce**, notamment sur le marché d'affaire et les marchés publics : en comparant les prix pratiqués, sur un volume X de contrats, aux fondamentaux de marché. Le

---

<sup>2</sup>Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, le 10 novembre 2022 [<https://www.economie.gouv.fr/energie-renouvelable-nouveau-fonds-garantie-contrats-approvisionnement>].

<sup>3</sup> CRE, *Développement des contrats PPA*, 29 mars 2022 [<https://www.cre.fr/actualites/developpement-des-contrats-de-type-ppa>].

résultat de ce picking devra être rendu public dans le respect du secret commercial. Il est essentiel que la CRE dispose de l'ensemble des éléments relatifs à ces contrats, y compris les « side letter » qui pourraient être envoyées en complément des contrats signés ;

- nous **suggérons que la CRE mette en place un cadre de contractualisation *ad hoc* pour les produits de long terme, vendus lors d'enchères hors marché, par l'acteur dominant pour éviter toute discrimination;**
- nous **demandons à limiter les volumes vendus en gré-à-gré via des produits long terme, liés au nucléaire historique et non soumis à la régulation,** pour ne pas entraver le développement de concurrence.

*In fine*, nous considérons que la mise aux enchères de la production d'EDF et les enchères de long terme sur les interconnexions amélioreront la transparence des prix de marché. Un marché liquide et fonctionnel aura pour effet de faciliter la signature des PPAs et les investissements dans la production renouvelable.

**Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie n° 2023-09 relative à l'approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros**  
**Contribution de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)**

Dans la perspective de la fin du dispositif de l'ARENH à l'horizon fin 2025 et alors que les arbitrages politiques sont en cours au niveau national concernant le mécanisme qui viendrait se substituer à ce dispositif afin de permettre une régulation des prix de l'électricité en faveur des consommateurs français, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a lancé une consultation qui se rapporte dans sa première partie aux conséquences de ces changements à venir concernant la méthode de calcul des tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRVE)<sup>1</sup>.

En premier lieu, la FNCCR tient à rappeler une nouvelle fois son profond attachement à un système de réglementation publique des prix de l'électricité, et ce malgré le fait que l'existence même des tarifs réglementés est remise en cause par le droit européen qui les considère toujours - également dans le cadre de la réforme envisagée en cours de discussion au niveau des instances de l'Union européenne - comme une entrave au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité<sup>2</sup>. De fait, l'électricité est un produit de première nécessité comprenant une dimension stratégique, qui justifie que la vente de ce produit organisée dans le cadre du service public local de fourniture demeure encadrée par les pouvoirs publics au niveau national (fixation des tarifs) et au niveau local par les collectivités organisatrices de la distribution et de la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente.

Ces caractéristiques spécifiques justifient selon nous que les évolutions structurelles de la méthode de calcul des tarifs ne soient pas uniquement visées d'un point de vue purement technique et opérationnel mais également à l'aune de considérations plus politiques. En effet, nous estimons que les principes qui prévalent quant au mode de fixation de ces tarifs définissent la nature même de ces derniers.

A cet égard, la FNCCR estime que les tarifs de ce service public essentiel devraient refléter la vérité des coûts des opérateurs en charge de cette mission et ainsi garantir une certaine stabilité aux usagers-consommateurs et ne pas être fixés de façon à ne poursuivre qu'un seul et unique objectif, à savoir une sorte de concurrence « artificielle ». Nous nous permettons ainsi de rappeler que nous considérons que cette construction tarifaire ne doit pas se faire au seul profit des fournisseurs d'électricité contre l'intérêt général et, en particulier, au détriment de la protection des intérêts des usagers-consommateurs et autres clients encore éligibles à ces tarifs et que les objectifs assignés à ces tarifs par le législateur en matière de cohésion sociale et de stabilité doivent prévaloir sur toutes autres considérations.

<sup>1</sup> La présente consultation a été lancée le 20 octobre avec une date de clôture fixée au 17 novembre et l'annonce d'un accord entre l'Etat et EDF concernant un mécanisme de régulation des prix qui viendrait se substituer à l'ARENH a été faite le 14 novembre, sans que l'on connaisse à ce stade le dispositif de redistribution aux consommateurs des éventuelles captations opérées par l'Etat sur les revenus d'EDF.

<sup>2</sup> Cf. article 5 de la directive Electricité de 2019.

Au vu de ces principes, la consultation de la CRE nous conduit à émettre plusieurs observations se rapportant, d'une part, au cadre des missions dévolues par le législateur au régulateur et au fait que sans attendre le résultat des arbitrages en cours concernant la régulation à venir des prix de l'électricité, la CRE retienne certaines hypothèses comme acquises, alors même que ces dernières ont été remises en cause sur la scène politique à la faveur de la récente crise énergétique qui a mis en exergue la forte volatilité des prix de l'électricité. Plus précisément, les divers mécanismes mis en place par la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi « NOME ») forment un système, ainsi les interdépendances entre ces mécanismes font que la suppression de l'un peut entraîner des conséquences colossales sur d'autres, ce qui selon nous nécessite des arbitrages plus politiques que purement techniques. Enfin, la FNCCR souhaite rappeler le rôle majeur de l'économie circulaire énergétique locale, qui en dehors du marché permet de contribuer à l'indépendance énergétique nationale.

- **Les règles relatives au calcul des tarifs réglementés et au fonctionnement du marché de gros relèvent du domaine de la loi**

Selon la note technique qu'elle a publiée, la CRE organise la présente consultation en vue de proposer les TRVE pour l'année 2026. Néanmoins, au vu des questions posées, l'objet de cette consultation semble tendre d'avantage vers une réforme des dispositions encadrant le calcul de ces tarifs, voire des règles de fonctionnement du marché de gros. Il ne s'agit pas seulement pour le régulateur d'élaborer une proposition tarifaire sur le fondement de l'article L. 337-4 du Code de l'énergie.

Il existe donc un risque que la délibération que la CRE sera amenée à adopter à la suite de cette consultation définisse un nouveau cadre pour le calcul des tarifs réglementés et, plus largement le fonctionnement du marché, et ne se borne pas à préciser sa méthode de calcul desdits tarifs ainsi que son pouvoir de proposition en la matière l'y habilite.

Plus précisément, la CRE présuppose que la suppression du dispositif de l'ARENH ne remet aucunement en cause un autre mécanisme prévu par la loi NOME, à savoir le principe de contestabilité des tarifs et son corolaire la méthode par empilement des coûts, ces derniers permettant d'intégrer les TRVE dans le cadre d'un marché de l'électricité, suivant les règles fixées par le législateur européen.

Ainsi, en suivant cette logique, la CRE n'envisage d'autre option qu'un approvisionnement sur le marché des volumes d'électricité visés actuellement par le dispositif de l'ARENH, ce qui revient à envisager à l'horizon 2026 un calcul de la brique des coûts liés à l'énergie basé sur un approvisionnement intégral en électricité sur le marché de gros, alors que cette évolution suppose, ainsi que nous l'avons signalé précédemment, une évolution par la voie législative de l'article L.337-6 du Code de l'énergie qui détermine les différentes composantes de coûts à prendre en compte dans le calcul des TRVE. Ce dernier vise en effet encore à ce jour le « prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ».

Cette hypothèse, à savoir un approvisionnement intégral sur le marché, ne fait par ailleurs aucunement l'objet d'un questionnement dans le cadre de la présente consultation, les questions ne portant que sur les modalités de mise œuvre de cette bascule : lissage « sur deux ans de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak du TRVE 2026 » et modalités de pondération de ces produits sur les deux années de lissage. Or, ce postulat nous semble relever d'une décision qui ne relève pas des pouvoirs du régulateur mais bien du législateur.

Et la seule circonstance que, du fait d'un choix opéré par la CRE, le lissage sur deux ans de l'approvisionnement d'une partie des tarifs réglementés, il serait nécessaire, dès 2024, de se prononcer sur l'approvisionnement des volumes desdits tarifs pour l'année 2026 ne justifie pas, selon la FNCCR, d'anticiper ainsi sur des arbitrages politiques à venir au niveau national.

Dès lors, pour la FNCCR, répondre à certaines questions posées par la CRE pourrait revenir à cautionner implicitement certains postulats sous-jacents, qui lui paraissent contestables sur le fond. Outre le fait qu'il est loisible de questionner la pertinence de ces principes de base, non pas du seul point de vue de l'objectif consistant à favoriser la concurrence sur le marché (comme mentionné à la page 8 du texte de la consultation), mais aussi sous l'angle de leur efficacité quant à la protection réelle des consommateurs, les deux n'étant pas nécessairement unis par un lien automatique et indéfectible de cause à effet. La FNCCR tient également à rappeler la nécessité que ces principes structurants soient soumis à un véritable débat démocratique, ce qui suppose notamment que le Parlement ne soit pas invité à se prononcer uniquement sur les modalités techniques ou opérationnelles découlant de ces principes.

- Une méthode de calcul des TRVE basée sur un approvisionnement intégral sur le marché qui interpelle en l'absence d'arbitrage concernant la régulation des prix de l'électricité

Une méthode de calcul des TRVE basée sur un approvisionnement intégral sur le marché transformerait ces tarifs en une simple référence de prix, loin donc de l'objectif de stabilité déterminé par le législateur, auquel ils sont censés contribuer, dans la mesure où les arbitrages se rapportant à une régulation publique des prix de l'énergie n'ont pas encore été définitivement arrêtés. Cette évolution remettrait ainsi en cause le cœur de la mission du service public local de fourniture de l'électricité, organisée sous l'égide des autorités organisatrices de la distribution et de la fourniture d'électricité au TRVE (AODE), par EDF et les entreprises locales de distribution d'électricité (ELD). Elle pose également la question de son impact sur la construction du tarif de cession qui concerne les ELD pour la fourniture de leurs clients aux TRVE et la couverture de leurs pertes réseaux. Cette évolution nous paraît d'autant plus inquiétante qu'elle pourrait constituer un point de non-retour.

La CRE précise par ailleurs qu'avec cette modification de la méthode de calcul de la composante de l'approvisionnement en énergie, le prix à terme de l'électricité exercera à compter de 2026 une influence estimée à trois fois supérieur sur la part



énergie de la facture des consommateurs, ce qui pose de nombreuses interrogations - une fois encore - quant à l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix assigné au TRVE, qui justifie selon le Conseil d'Etat leur maintien, et qui selon la CRE « constitue le principal vecteur de protection des consommateurs face à la volatilité des prix de gros »<sup>3</sup>.

Fort opportunément, et la FNCCR ne peut que s'en féliciter, la CRE retient dans le cadre de la présente consultation une période de lissage de deux ans pour le calcul de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak pour l'intégralité des volumes du TRVE (hors forme de la courbe de charge). Toutefois, une période de deux ans sera-t-elle suffisante pour que les TRVE puissent garantir une stabilité aux consommateurs et autres clients bénéficiant de ces tarifs (et également aux consommateurs disposant d'offre de marché dans la mesure où les tarifs font office de prix directeurs pour ces offres) ? Si le législateur devait se prononcer en faveur de l'hypothèse retenue par la CRE quant à la bascule des volumes d'électricité aujourd'hui concernés par l'ARENH sur le marché, il pourrait être opportun pour la FNCCR d'envisager une période plus longue afin de réduire dans la mesure du possible l'exposition des consommateurs et autres clients encore éligibles à ces tarifs, dont les collectivités locales, aux variations du prix de marché de gros européen (une durée de deux ans devant donc être considérée selon nous comme une durée minimale à prendre en compte dans la méthode de calcul des TRVE).

- **L'importance de l'économie circulaire énergétique locale**

Bien que pour des raisons évoquées précédemment, elle n'entend pas répondre point par point aux questions de la présente consultation, la FNCCR souhaite apporter quelques éléments de réponse à la question 10 relative au développement de contrats de long terme assis sur des installations de production dans la mesure où ces nouvelles formes de commercialisation, d'ores et déjà prévues par la loi, peuvent en effet constituer une véritable réponse aux dysfonctionnements du marché.

De nombreux adhérents de la Fédération souhaitent pouvoir y recourir afin, tout à la fois, de bénéficier de prix stables décorrélés des fluctuations du marché et de développer les énergies renouvelables dans les territoires. Ces montages permettent en outre d'assurer l'indépendance énergétique du territoire, ce qui dans le contexte actuel constitue une véritable priorité.

Or, si la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (dite loi « APER ») du 10 mars 2023 a facilité le recours à ces montages par les acheteurs publics, des freins subsistent encore s'agissant de leur mise en œuvre opérationnelle compte tenu des contraintes de la commande publique (notamment s'agissant du choix des critères de sélection ou des conditions de la mise en

---

<sup>3</sup> Cf. Délibération n° 2023-03 du 12 janvier 2023 portant communication sur la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité.

concurrence des producteurs participant à une opération d'autoconsommation collective).

La CRE relève dans sa note technique que ces « types de contrats, qui existent aujourd'hui entre EDF et certains industriels électro-intensifs, pourraient être amenés à se développer ». Mais c'est bien l'ensemble des consommateurs qui est concerné, notamment les acheteurs publics le plus souvent réunis au sein de groupements de commandes. Il n'est pas acceptable, au regard en particulier du principe de liberté contractuelle, qu'en pratique, seuls les industriels parviennent à conclure de tels montages qui présentent des avantages indéniables en cette période de crise de l'énergie. C'est même une obligation du droit de l'Union que de lever tout frein réglementaire au développement de ces contrats.

**La FNCCR souhaite ainsi attirer l'attention de la CRE sur la nécessité, pour répondre à certains dysfonctionnements du marché, de faciliter le recours par les acheteurs publics aux nouvelles formes de commercialisation de l'électricité que sont l'autoconsommation et les contrats de vente directe (PPA).**

Dans ce cadre, les AODE ont un rôle majeur à jouer et ce à un triple titre : elles organisent l'acheminement de l'électricité sur les réseaux dont elles sont propriétaires, elles développent des projets de production d'énergie renouvelable, notamment au travers de leur société d'économie mixte, et elles s'engagent dans des démarches de maîtrise de la demande d'énergie, en particulier en accompagnant leurs collectivités membres sur leurs opérations de rénovation énergétique. C'est la raison pour laquelle **la FNCCR considère que les AODE sont en charge d'un véritable service public local d'approvisionnement en électricité, dont la mise en œuvre contribue à la réalisation des objectifs de la politique énergétique nationale et à la garantie d'un équilibre entre l'offre et la demande dans les territoires.**



## Contribution de la FNME CGT

### A la consultation publique N°2023-09 du 12/10/2023

**La consultation publique relative à l'approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros se déroule dans une période où le trilogue est en cours sur le marché Européen et des négociations finalisées entre l'Etat et EDF de la nouvelle régulation qui prendra place à la fin du dispositif ARENH.**

Le 17 octobre, les ministres européens de l'Énergie ont fait part de leur accord sur la réforme du marché de l'électricité. Selon eux, il viserait « à rendre moins volatiles les prix et à protéger les ménages, les collectivités et les entreprises... », tout en évitant de remettre en cause les règles du marché européen et sa logique de concurrence !

Si certains saluent le compromis pour maintenir la compétitivité des entreprises, après des mois de débats franco-allemands sur la régulation du nucléaire, la FNME- CGT considère que rien n'est acquis à ce jour ni pour préserver durablement la facture des usagers ni pour financer les investissements de la transition énergétique. Ce sera in fine au Parlement européen de ratifier un accord, dont les termes sont incertains.

Ce texte devait répondre à l'injonction de la présidente de la Commission européenne Ursula von der Leyen de découpler le prix du gaz du prix de l'électricité. Il n'en prend pas le chemin. La crise de l'énergie a mis en exergue les dysfonctionnements structurels du marché libéral de l'électricité.

Cette réforme rajoutera du marché au marché. En effet, en complément des prix spot ou à terme, de nouveaux dispositifs vont venir s'additionner comme des "Power Purchase Agreements" (PPA), des contrats pour différence (CFD), et peut-être un prix plafond pour chapeauter le tout !

L'évolution sur les CFD, qui sont des contrats à long terme établis entre les producteurs d'électricité décarbonée et l'État pour le développement de futurs moyens de production, pourrait s'appliquer sur les investissements relatifs à la prolongation de durée de vie ou aux augmentations de puissance sur des actifs existants, mais intégrerait une limitation du volume de l'électricité de celui-ci. Ces seuils de limitation sont encore à fixer.

Même si la réforme proposée vise à mieux encadrer le dispositif post-ARENH, les dysfonctionnements structurels vont persister. Dans la période, les fournisseurs alternatifs restent très discrets après avoir bénéficié de la rente ARENH pendant plus d'une décennie.

De plus, le mécanisme de contrôle des prix en cas de crise, réaffirme le caractère transitoire, et donc l'application temporaire des tarifs réglementés de vente de l'électricité.

Ce mécanisme offre un peu plus de marge aux États pour déclarer une crise permettant une reprise en main temporaire des prix de vente de l'électricité, il faudra attendre six mois pour actionner ce levier, car il faut que les prix de vente de l'électricité constatés soient 2,5 fois supérieurs aux prix de vente moyens observés sur les 5 dernières années (année 2022 exclue), ce qui est inacceptable pour la FNME-CGT !

Comme le besoin de régulation semble faire consensus, **la FNME-CGT propose donc une solution efficace en renforçant les Tarifs Régulés de Vente de l'Électricité (TRVE) et le retour du tarif réglementé du Gaz (TRVG) en les appliquant à tous les usagers.**

De plus, il y aurait une nouvelle consultation, puisqu'après de longues discussions entre l'État et EDF, ils ont trouvé un accord sur la nouvelle régulation qui prendra place à fin du dispositif de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique.

Pour la FNME CGT, cet accord ne réglera pas le problème du marché de l'énergie et de la fin des tarifs règlementés prévue dans le trilogue en cours sur le marché Européen.

Rappelons que l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique), créé en 2011 pour instaurer une concurrence face à EDF, a obligé cette dernière à vendre 100 térawattheures (soit un tiers à un quart de son électricité nucléaire) à ses concurrents, à un prix fixe de 40 puis de 42 € le mégawattheure (MWh), ce qui est actuellement très bas par rapport à la Cour des comptes qui l'évalue à 59,80€.

Le seul côté positif, c'est que les fournisseurs alternatifs ne pourront plus bénéficier de dispositif qui leur permettront plus de faire de l'argent sur le dos d'EDF et des usagers.

**Pour la FNME-CGT, ce nouveau dispositif ne règle pas l'avenir des tarifs réglementés dans le temps et ne préserve pas les usagers sur les hausses des factures. En effet, l'accord annoncé détermine un prix pour toute la production nucléaire d'EDF, qui sera autour de 70 € du MWh, mais ce prix sera susceptible d'augmenter, en fonction des fluctuations du prix de marché européen.**

De plus cet accord, manque de transparence dans son mécanisme rétroactif et de son système de redistribution pour préserver les usagers lorsque le prix de vente dépassera les 78 à 80 € puis 110€, comment et sur quel critère l'État redistribuera aux particuliers, industriel, artisan, collectivité, bailleurs sociaux... ?

Le deuxième dispositif sont les contrats de gré à gré sur dix ans entre EDF et des grands industriels ou des collectivités locales ; où EDF s'engagera sur ces tarifs dans la durée mais ça reste des négociations donc des prix différents et sur une durée maximum de 10 ans, la FNME-CGT réaffirme que la meilleure solution durable c'est l'extension du tarif réglementé sur l'électricité et la remise d'un tarif réglementé sur le gaz car on va créer des inégalités.

Concernant les petites entreprises (moins de 10 salariés ou de 2 millions de chiffre d'affaires), elles pourront toutes souscrire au TRVE sans limitation de puissance. Même si c'est une avance, la FNME CGT rappelle qu'il est nécessaire que le TRVE soit préservé dans l'accord sur le marché européen pour bénéficier de ces mesures d'une manière pérenne.

En pleine période de trêve hivernale et face aux effets dévastateurs des événements climatiques (Tempêtes Ciaran et Domingos, crues dans le Sud-Est, etc.), la nécessité d'un service public de l'énergie et la maîtrise des prix de l'énergie ne sont plus à démontrer. Comme l'eau, l'électricité et le gaz sont des biens de première nécessité dont les citoyens ne doivent pas être privés.

En France, il est urgent de sécuriser le service public de l'énergie et d'en assurer l'accès à tous les citoyens ! Outre les aspects techniques et surtout la baisse des factures, le service public doit s'organiser dans la proximité avec la réouverture des agences locales.

Le retour à un État stratège est indispensable pour retrouver une indépendance énergétique et pour maîtriser les prix. Les représentants du personnel au CSEC d'EDF SA l'ont compris, c'est pourquoi, ils proposent ce mardi 7 novembre 2023, par voie de presse, un modèle et un tarif de l'électricité autour de 0,2€ TTC/KWh, abonnement compris, pour tous les citoyens.

Sur la base des éléments du CSEC d'EDF SA, la FNME-CGT s'oppose aux mots de la Ministre de la Transition Énergétique qui annonce déjà une augmentation probablement « contenue » de 10% du TRVE début 2024. Personne n'oublie les +25% en 2023 alors que 2022 marquait déjà une hausse de 4% et la suppression du TRV gaz au 1<sup>er</sup> juillet 2023. Charge au gouvernement de venir expliquer aujourd'hui, où passe le delta entre un coût juste à 0,18€ TTC et un prix à 0,25€ TTC dans le meilleur des cas (Particuliers toujours au tarif régulé) : C'est a minima 35Mds€/an payés par les « clients » pour faire uniquement vivre le marché de l'énergie !

**C'est pour toutes ces raisons que la FNME-CGT ne va pas répondre aux questions de la consultation et fait une proposition d'un tarif réglementé pour tous les usagers (particuliers, collectivistes, bailleurs sociaux, associations caritatives, PME, artisans, industriels...) et propose une baisse encore plus forte ! En appliquant une TVA à 5,5% (Bien de première nécessité) cela permettrait d'atteindre 0,18€ TTC/KWh\* abonnement compris, et incluant même 0,01€/KWh de « performance énergétique » de l'habitat (Soit 5Mds €/an). Ceci ramènerait le tarif au 31 juillet 2021 et représenterait, à date, donc une réduction moyenne de plus de 25 % !**

La FNME-CGT réaffirme qu'il est nécessaire d'avoir un tarif réglementé juste et transparent sur l'électricité et le gaz pour tous les usagers pour garantir un tarif maîtrisé et de renforcer le service public de l'énergie.

D'autres solutions sont possibles ! La FNME-CGT les revendique la mise en œuvre de ces propositions tarifaires issues de son Programme Progressiste de l'Énergie, la sortie du marché et le renforcement de la maîtrise publique car elles feraient baisser les prix et permettraient d'atteindre un véritable service public de l'énergie qui répond aux enjeux d'avenir pour le peuple.

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

*Date de la contribution : 24/10/2023*

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

La réponse est confidentielle

### Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

La réponse est confidentielle

### Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

La réponse est confidentielle

### Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

La réponse est confidentielle

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

Il faudrait trouver l'arbitrage optimal qui donne le bon signal au marché entre trop d'informations et pas suffisamment.

### Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

La réponse est confidentielle

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

La réponse est confidentielle

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

La réponse est confidentielle

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

La réponse est confidentielle

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

La réponse est confidentielle

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

La réponse est confidentielle

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

La réponse est confidentielle

# Daniel Schricke

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

*Date de la contribution : 27/10/2023*

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

non

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

### Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

### Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

### Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

### Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

### Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle

# Daniel Schricke

répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?



# François HENIMANN

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

*Date de la contribution : 13/11/2023*

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

La méthode proposée, qui consiste à sourcer 100 % de la fourniture du TRVE sur le marché à terme est inflationniste, car le prix du marché à terme de l'électricité en France restera durablement influencé par le prix marginal de l'électricité produite au gaz, même si la totalité de l'électricité nucléaire produite par EDF est commercialisée sur le marché sous forme de contrat pour différence (CFD).

Par ailleurs, EDF souhaite privilégier des mécanismes hors marché de gros pour commercialiser son électricité nucléaire (PPAs et rubans moyen terme mis aux enchères), et ne faire appel que marginalement aux CFD.

Le risque est de se retrouver durablement avec un TRVE dont le coût de fourniture soit significativement au-dessus du coût moyen de production de l'électricité en France (estimé à environ 90 €/MWh), alors que le coût de fourniture calculé par la CRE dans le TRVE 2023 est de 238 €/MWh, et celui du TRVE réellement appliqué après les augmentations successives de 15 % et 10 % du TRVE TTC est de l'ordre de 110 €/MWh, la différence de 127 €/MWh étant couverte par un bouclier tarifaire insupportable pour les finances publiques (subvention à plus de 50 % !!)

La solution la plus simple serait de corriger la loi NOME avec un prix régulé de l'électricité nucléaire (PREN) de type cost + avec base d'actifs régulée intégrant les investissements de prolongation du parc historique et de construction des EPR2, à l'instar du TURPE pour les réseaux d'électricité. Ce PREN serait réévalué annuellement, avec un niveau de départ en 2026 de l'ordre de 60 €/MWh (selon le rapport que la CRE vient de remettre au gouvernement), et évoluerait en hausse régulière pour prendre en compte les investissements d'EDF dans la base d'actifs (y compris investissements en cours sur les EPR, en raison de la durée de construction, supérieure à 10 ans).

En contrepartie, le volume d'électricité nucléaire mis à la disposition des fournisseurs (y compris EDF si l'on filiale l'activité nucléaire France au sein d'EDF dans une filiale à gestion indépendante) serait déplafonné afin de retrouver une proportion de nucléaire de 60 à 65 % dans le TRVE et le sourcing des fournisseurs (selon coefficient de bouclage résultant de la capacité de production nucléaire), et le contrat d'achat de type "take or pay".

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

### Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

### Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

# François HENIMANN

Les mesures proposées vont dans le bon sens, mais je ne pense pas qu'elles soient suffisantes pour obtenir un marché à terme qui reflète le coût moyen de production de l'électricité en France, car il restera influencé par le prix marginal de l'électricité produite au gaz.

## Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

Oui, bien sûr

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

## Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

Cette disposition empêche EDF de proposer des offres de marché au meilleur prix pour les consommateurs français, car il est tenu de s'aligner sur les conditions économiques de sourcing d'acteurs "pur traders", qui sont très largement au-dessus des coûts de production d'EDF : il faut sortir de ce système, en laissant libre EDF de proposer les meilleures offres possibles à ses clients (y compris à un niveau inférieur au TRVE sur le marché de détail).

En contrepartie, cela nécessite de filialiser l'activité nucléaire au sein d'une filiale régulée, car la laisser dans EDF SA constitue un avantage concurrentiel inacceptable.

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

# François HENIMANN

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

Le développement des PPAs est hautement souhaitable, en particulier pour les parcs éoliens et solaires, dont l'injection prioritaire sur le marché est source de perturbations importantes du prix spot, en raison de leur intermittence.

Le projet d'accord européen sur le marché de l'électricité ouvre la porte dans son article 28 à des dispositions intéressantes pour réduire les risques liés au défaut de l'acheteur dans ses obligations de long terme, et à faciliter l'agrégation de demandes (pool d'acheteurs).

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

Liste des pièces jointes à la contribution :

organisation marché électricité en France octobre 2023 F Henimann.pdf

## Organiser le marché français de l'électricité au bénéfice des consommateurs, dans le cadre de l'Union Européenne

Ce memo montre comment, en s'appuyant sur une solution optimisée du financement des très lourds investissements qu'il faut faire pour maintenir et développer le parc nucléaire centralisé<sup>1</sup>, il est possible d'organiser le marché français de l'électricité dans le cadre européen, avec une concurrence organisée entre producteurs pour les autres moyens de production, et entre fournisseurs sur le marché aval, afin que les consommateurs français, particuliers et entreprises, retrouvent des factures basées pour l'essentiel sur les coûts de production des sources bas-carbone, et non indexées sur le coût marginal de production au gaz.

*Nota : les coûts et les prix sont exprimés en € 2022 pour les évaluations prospectives, et en € courants pour les études antérieures citées en référence.*

### En France, le nucléaire est le socle de la production d'électricité, et a vocation à le rester

Avec une capacité de production annuelle de 380 à 400 TWh (après résolution du défaut générique de corrosion sous contrainte et démarrage de l'EPR de Flamanville), le parc nucléaire d'EDF représente environ 70 % de la production d'électricité française (540 TWh).

Même si cette proportion diminuera progressivement avec la progression des sources d'électricité renouvelables et l'augmentation des besoins en électricité résultant du remplacement de sources d'énergie fossile, la production d'électricité nucléaire du parc centralisé a vocation à rester de façon pérenne au-dessus de 50 %, pour autant que les conditions économiques et industrielles permettant le renouvellement du parc soient mises en place et maintenues dans le temps long.

### Objectif prioritaire : un prix optimisé du MWh nucléaire, socle de la facture des consommateurs

#### **Pourquoi le dispositif existant (ARENH) est-il défaillant, et a mis EDF en grande difficulté ?**

Pour assurer le libre choix du fournisseur, tout en faisant bénéficier l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc nucléaire français, la loi NOME<sup>2</sup> de 2010 a institué un Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire produite par le parc historique d'EDF (ARENH) aux opérateurs fournissant de l'électricité aux consommateurs finaux du territoire métropolitain français, ainsi qu'aux gestionnaires de réseau pour couvrir leurs pertes.

Ce dispositif, institué jusqu'au 31 décembre 2025, devait procurer un accès ARENH à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour EDF de l'utilisation de ses centrales nucléaires.

---

<sup>1</sup> Centrales raccordées au réseau 400 kV de RTE, hors futurs petits réacteurs modulaires (SMR)

<sup>2</sup> Loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

A cet effet, le prix devait être réévalué chaque année sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), et intégrer :

- la rémunération des capitaux, prenant en compte la nature de l'activité
- les coûts d'exploitation
- les coûts d'investissement de maintenance nécessaires à l'extension de la durée d'autorisation d'exploitation.

De plus, le gouvernement devait présenter aux termes de la loi tous les 5 ans un rapport d'évaluation du dispositif, pouvant notamment proposer, sur la base de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), de « prendre progressivement en compte dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals les coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et de mettre en place un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire ».

**Force est de constater que la loi NOME n'a pas été appliquée correctement par aucun des gouvernements qui se sont succédés depuis 2012** : le prix de l'ARENH a été fixé à 42 €/MWh en 2012, et n'a jamais fait l'objet d'une réévaluation, malgré le plan d'investissement (« grand carénage ») qui a été engagé pour la sécurisation post Fukushima et la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans. Ce plan représente de manière pérenne un investissement de 5 Md€ par an, comme l'a indiqué Luc Rémont, PDG d'EDF, lors de son audition au Sénat le 8 novembre dernier<sup>3</sup>.

Le gouvernement français n'a jamais présenté devant le Parlement les évaluations du dispositif prévues par la loi, et il a fallu attendre que la Commission d'enquête parlementaire sur la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France<sup>4</sup> en mars 2023 se saisisse du sujet pour mettre en lumière ces errements.

EDF commercialise annuellement de l'ordre de 270 TWh d'électricité nucléaire sur la base du prix de l'ARENH : 130 TWh directement à ses concurrents et aux gestionnaires de réseau, et 140 TWh via le Tarif Régulé de Vente d'Electricité (TRVE) et les offres de marché<sup>5</sup>. Le prix de l'ARENH avait été évalué par la CRE en 2020 à environ 50 €/MWh, et en juillet 2023 dans un rapport demandé par le gouvernement<sup>6</sup>, le coût du MWh nucléaire pour la période 2026-2030 est évalué à 60,7 € 2022, dont 2,5 € dû à l'intégration de l'EPR de Flamanville dans le parc : on peut donc estimer le vrai prix de l'ARENH actuel aux environs de 58 €/MWh. S'il est difficile de reconstituer la perte de cash flow globale d'EDF depuis 2012, on notera qu'une sous évaluation de 10 €/MWh induit une perte annuelle de l'ordre de 2,7 Md€.

Dans son audition, Luc Rémont avait donc raison de déclarer « qu'un système dans lequel EDF doit vendre 2/3 de sa production en-dessous du coût n'a pas d'avenir ».

De plus l'ARENH c'est pour EDF, vis-à-vis des concurrents, un dispositif asymétrique : quand les prix du marché sont bas, les concurrents s'approvisionnent sur le marché et laissent EDF commercialiser son électricité nucléaire, mais quand les prix se redressent, comme depuis 2018, ils profitent à plein

---

<sup>3</sup> [Évolution de la production et de la régulation électriques : audition du PDG d'EDF \(senat.fr\)](#)

<sup>4</sup> [Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France - Assemblée nationale \(assemblee-nationale.fr\)](#)

<sup>5</sup> [Présentation PowerPoint \(edf.fr\)](#)

<sup>6</sup> [La CRE a rendu ses conclusions sur le coût du nucléaire existant dans un rapport remis au Gouvernement. - CRE](#)

du dispositif, les demandes ayant atteint 133 TWh en 2019 et 147 TWh en 2020 ... avant la pandémie Covid 19 qui a écroulé la demande en 2020, et conduit les fournisseurs (notamment Total) à dénoncer leur engagement d'enlèvement !

En conclusion, **le dispositif de l'ARENH, tel qu'il est appliqué actuellement, est la source principale de l'affaiblissement continu de la capacité d'investissement d'EDF depuis 2012**, se traduisant par un endettement en augmentation année après année, malgré plusieurs recapitalisations.

**Du point de vue de la facture des consommateurs**, le plafond d'enlèvement de 100 TWh est devenu insuffisant par rapport au volume d'électricité commercialisé par les concurrents d'EDF, ce qui a conduit la CRE à écrêter les demandes des fournisseurs : la proportion d'électricité nucléaire dans le sourcing des fournisseurs sur le marché et dans le TRVE, qui devrait être de 67 % en 2023, est ainsi seulement de 45 %.

Cela signifie que, dans le TRVE et dans les prix repère de l'électricité sur le marché B to B publiés par la CRE, 55 % du prix de fourniture dépend du prix de marché de gros, ce qui contribue à aggraver la flambée des prix de l'électricité et le coût budgétaire du bouclier tarifaire, l'« amortisseur nucléaire » n'étant utilisé qu'aux 2/3 de son potentiel. Avec, il est vrai un prix bradé, mais le bilan resterait positif pour les consommateurs et les finances publiques avec un prix de l'ARENH réévalué assorti d'un déplafonnement.

### **Un dispositif de prix régulé garanti à long terme par l'Etat est la solution optimale de financement des investissements de maintien et de renouvellement du parc nucléaire**

L'industrie nucléaire, pour les réacteurs centralisés de type EPR, est une industrie très capitalistique et de très long terme : **le coût de l'électricité produite par un EPR**, à calendrier et coûts de construction respectés, **dépend principalement du coût moyen pondéré du capital** investi (CMPC), en raison des délais de construction avant début de production, et de la durée de vie de l'équipement (60 ans à 80 ans) : le rapport du gouvernement sur le nouveau nucléaire publié début 2022<sup>7</sup> évalue ainsi le coût de production pour les EPR2 à **60 €/MWh avec un coût du capital de 4 %, et à 100 €/MWh avec un coût du capital de 7 %**.

Cette évaluation du gouvernement est confirmée par l'expérience britannique du financement des EPR construits par EDF Energy : la première paire est financée par un Contrat pour Différence (CFD) d'une durée de 35 ans, avec un prix du MWh garanti par l'Etat UK de 96£ (environ 115 €), qui reflète un CMPC de l'ordre de 10 %.

Cette valeur du CMPC s'explique par le fait que, si le risque de marché est couvert, le risque projet (dérive des coûts et délais de construction, investissements lourds de maintenance en cours d'exploitation, comme pour réparer le défaut générique de corrosion sous contrainte apparu fin 2021), n'est pas couvert. Dans ce schéma, aucun risque n'est pris en charge par le contribuable ou le consommateur, mais la contrepartie est un prix de l'électricité élevé.

C'est pourquoi pour la deuxième paire d'EPR, le gouvernement britannique négocie un schéma de financement<sup>8</sup> de « Base d'Actifs Régulée » (BAR) qui permet de réduire le coût du capital, donc le coût de l'électricité qui sera produite. Dans ce schéma, le prix de l'électricité défini par le régulateur

---

<sup>7</sup> [2022.02.18 Rapport\\_nucleaire.pdf \(ecologie.gouv.fr\)](#)

<sup>8</sup> [Royaume-Uni : le gouvernement accélère sur le nucléaire - Sfen](#)

couvre les charges opérationnelles, ainsi qu'une rémunération de la base d'actifs dès la phase de construction, l'Etat apporte sa garantie sur la pérennité du dispositif, et les surcoûts par rapport à un coût cible sont reportés sur les consommateurs, jusqu'à un plafond.

Le site Econpapers<sup>9</sup> indiquait en 2019 que ce schéma permet d'obtenir des financements attractifs de la part d'investisseurs institutionnels (fonds de pension,...), avec un CMPC de 3,5 % conduisant à un prix de l'électricité pendant la phase de production du MWh de 53 £ (64 €), avec un risque de dérapage relativement maîtrisé : 64 £ (77 €) avec un surcoût de 48 %.

Un dispositif de prix régulé, réactualisé chaque année, permet donc d'obtenir un financement et un coût de production optimisé, le risque projet étant transféré sur la communauté des consommateurs.

**En résumé**, on peut retenir qu'un financement du parc nucléaire centralisé par un dispositif de prix régulé permettant de couvrir les coûts opérationnels et les coûts d'investissement, aussi bien pour la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs existants (5 Md€/an), que pour la construction du programme EPR2 (6 à 10 Md€/an selon l'ambition retenue dans la future stratégie énergétique française), permettrait d'obtenir un financement avec un CMPC de 4 à 5 %, et un Prix Régulé de l'Electricité Nucléaire (PREN) de l'ordre de **60 €/MWh** à la mise en place en 2026.

Ce prix augmenterait ensuite progressivement, au fur et à mesure des investissements de construction des EPR2, pour atteindre à très long terme (extinction du parc nucléaire historique) le prix objectif du nouveau nucléaire (**70 à 90 €/MWh** selon les aléas de construction et de maintenance).

C'est un mode de financement comparable à celui des réseaux d'électricité (TURPE), qui permet depuis plus de 15 ans de financer de façon optimisée et sans endettement, les investissements d'ENEDIS, qui vont atteindre 5 Md€ par an en raison de l'accélération des raccordements de production éolien et solaire selon les indications du PDG d'EDF.

La vision d'EDF pour la politique commerciale et le financement du nucléaire est tout-à-fait différente. Elle consiste à s'appuyer au maximum sur des instruments de marché de moyen ou long terme : contrats achats directs de long terme avec des industriels, ou des groupements d'industriels tel d'Excelsium, et ruban d'achat à 5 ans mis aux enchères sur le marché moyen terme pour industriels et fournisseurs concurrents. Et le moins possible sur la garantie de l'Etat via des Contrats pour Différence (Cfd), garantissant un prix à long terme, car cela nécessite la négociation d'une aide d'Etat avec la commission UE, avec des contreparties à négocier (notamment sur la position commerciale d'EDF, acteur dominant sur le marché français).

**Cette vision principalement "marché" d'EDF conduit à des prix plus élevés du nucléaire pour couvrir les risques** : par exemple prix 70 €/MWh pour le nucléaire historique dès 2026, et probablement au-delà de 100 €/MWh à terme pour couvrir le coût de financement des EPR2.

## Comment commercialiser l'électricité nucléaire produite ?

### Solution 1 : utilisation des outils de long terme prévus dans le projet d'accord européen

Dans cette solution, la production nucléaire reste localisée dans l'entité de la tête du groupe « Activités Production et Commercialisation France », et EDF cherche en priorité à commercialiser

<sup>9</sup> [EconPapers: Financing low-carbon generation in the UK: The hybrid RAB model \(repec.org\)](https://econpapers.org/)

l'électricité, d'origine nucléaire ou non nucléaire, sur le marché « B to B », au moyen de contrats d'achat de long terme (10 à 20 ans), ou de rubans d'électricité de moyen terme attribués sur la base d'enchères, à des industriels, ou à des fournisseurs concurrents souhaitent se sourcer en partie par ce moyen.

Seul le solde de l'électricité nucléaire produite restant disponible serait commercialisé sur le marché de gros dans le cadre d'un contrat CFD, à un prix cible garanti par l'Etat, qui correspondrait au prix régulé PREN calculé chaque année par la CRE en fonction de l'évolution des coûts et du montant des investissements : il s'agit donc d'un prix évolutif dans le temps, dont il faudrait faire accepter le principe et le mode de calcul par la Commission Européenne (pour prouver l'adéquation aux coûts et l'inexistence d'une aide d'Etat aux entreprises françaises).

Cette solution présente l'avantage de la manoeuvrabilité pour EDF pour optimiser ses marges, mais présente plusieurs inconvénients :

- ✓ la visibilité du prix du nucléaire à long terme n'est que partielle, donc le coût du financement et le coût de production ne seront pas optimum.
- ✓ Les fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF ne pourront avoir accès à l'électricité nucléaire qu'indirectement sur le marché de gros à un prix qui restera influencé par le prix marginal de production au gaz, soit directement auprès d'EDF par des contrats hors marché.
- ✓ S'agissant du TRVE, le coût de fourniture devrait dépendre à 100 % d'une acquisition d'électricité sur le marché de gros (voir consultation de la CRE sur le TRVE 2026 en cours<sup>10</sup>)
- ✓ De façon pérenne, l'Etat devra gérer un système de redistribution des sommes remboursées par EDF au titre du contrat CFD (on peut penser que le prix de marché spot sera en moyenne bien supérieur au PREN) vers les clients, probablement de manière indirecte via les fournisseurs sur le modèle du bouclier tarifaire et du dispositif amortisseur de crise.

De plus, dans cette organisation, EDF est à la fois un acteur dominant par sa taille sur le marché aval, détenu à 100 % par l'Etat et le seul pouvant disposer à sa guise de l'électricité nucléaire du parc centralisé, avec un prix partiellement garanti par l'Etat : cela posera un problème vis-à-vis de l'Autorité de la Concurrence, et de la Commission Européenne, qui pose la question de la faisabilité de cette solution.

C'est pourtant la solution qui fait l'objet d'une négociation entre EDF et l'Etat.

---

<sup>10</sup> [Consultation publique n°2023-09 du 12 octobre 2023 relative à l'approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros - CRE](#)



## **Solution 2 : Attribution directe de volumes d'électricité nucléaire régulée et adaptation de l'organisation du Groupe EDF**

Cette solution consiste à considérer la production d'électricité nucléaire centralisée comme une commodité publique essentielle pour l'économie française, et à sortir du marché les volumes d'électricité de base nucléaire nécessaires pour satisfaire les besoins en électricité des consommateurs, au prorata du volume de production disponible, par rapport à la consommation totale.

Elle a le mérite de la simplicité pour injecter directement dans la facture des clients environ 65 % (un peu moins à terme) d'électricité nucléaire à un prix PREN optimisé dans le très long terme, avec une grande visibilité, tout en sécurisant le financement des investissements très lourds et indispensables, en priorité par l'auto-financement de l'opérateur.

C'est une solution analogue à celle proposée par la Commission Champsaur en 2009, à la source de la loi NOME en vigueur, mais avec des aménagements significatifs issus du retour d'expérience douloureux décrit plus haut :

- ✓ L'Etat s'engage auprès de l'opérateur sur un prix régulé (PREN) garantissant année après année son équilibre économique, comme c'est le cas pour les réseaux d'électricité (TURPE)
- ✓ Les volumes d'électricité sont sollicités annuellement auprès de la CRE par les fournisseurs sur la base de leur portefeuille clientèle, comme actuellement, mais avec un engagement ferme d'achat (contrat « take or pay »), l'électricité nucléaire acquise ne pouvant être par ailleurs commercialisée sur le marché de gros.
- ✓ En cas de manipulation par un fournisseur, s'il apparaît qu'au cours de l'année « n » il a disposé d'un volume trop important d'électricité nucléaire par rapport aux quantités vendues, les volumes attribués l'année « n+1 » seront revus en baisse en conséquence (% d'attribution plus faible que le % théorique).

Ne seront commercialisés sur le marché de gros que les quantités d'électricité nucléaire produite en excédent et non distribuées dans le cadre de la régulation.

Afin de rendre cette solution acceptable dans le cadre des traités européens, et des règles de concurrence, il apparaît nécessaire d'identifier clairement, et de façon opposable aux tiers, l'activité de production nucléaire centralisée en France (parc historique et renouvellement), par rapport aux autres activités de production et de commercialisation d'électricité du Groupe EDF : cela conduit à proposer de filialiser cette activité d'opérateur au sein d'une filiale régulée à gestion indépendante, sur le modèle d'ENEDIS pour les réseaux de distribution.

EDF fournisseur sollicitera donc auprès de la CRE, au même titre que ses concurrents, un volume d'électricité nucléaire de base pour se sourcer.

Pour pouvoir appliquer cette solution, il faudra que l'Etat français négocie pour l'inclure comme possibilité dans l'accord européen sur les marchés de l'électricité, au titre de sa souveraineté. La priorité de la fourniture nucléaire sur le marché français se justifie par le fait que ce sont les consommateurs français qui prennent en charge le risque industriel.

Cette solution présente un avantage, car elle libère complètement la liberté d'action d'EDF sur le marché pour la valorisation de ses autres moyens de production, dans un cadre concurrentiel : thermique, éolien, solaire, hydraulique, et dans le futur les petits réacteurs nucléaires modulaires

(SMR). Dans ce cadre, les outils de long terme prévus dans le projet d'accord européen seront bien entendu utilisables pour les productions décarbonées.

EDF conservera bien entendu ses obligations de service public spécifiques : fournisseur de dernier recours, obligation d'achat ENR, fourniture au TRVE sur le marché de détail (tant qu'il est jugé pertinent de la maintenir).

### La structuration du marché français de l'électricité dans la solution proposée

Elle peut se schématiser de la façon suivante :

%	Sources production	Coût production (€2022/MWh)	Mode de commercialisation (a)
10 %	Gaz - fioul - charbon	> 90 (b)	Marché de gros spot (c)
25 %	Sources Renouvelables ou bas carbone :		
	Eolien terrestre	60 – 95	Obligation Achat (OA) (d) Contrat Achat Long Terme (PPA) CFD
	Eolien offshore	45 – 150 (e)	CFD
	Solaire toiture bâtiments (P < 500 kWc)	70 – 160	Autoconsommation et injection surplus en OA
	Solaire grands parcs au sol	50 – 80	PPA et CFD
	Hydraulique au fil de l'eau	40	Marché de gros (éligible CFD)
	Hydraulique de barrage et Stations de Pompage (STEP)	80	Marché de gros spot (c)
	Bioénergies	110	OA ou CFD
	SMR (dans le futur)	?	PPA CFD
65 %	Nucléaire parc centralisé : parc historique, EPR, futurs réacteurs 4 <sup>ème</sup> génération neutrons rapides.	60, en progression dans le temps vers 70-90	Prix Régulé (PREN) en attribution directe et complément CFD sur marché de gros

- (a) Le fournisseur qui est aussi producteur peut utiliser sa production pour sourcer ses offres sur le marché B to B ou B to C
- (b) Avec un prix du gaz de 30 €/MWh et un prix de carbone de 50 €/tonne eq CO2
- (c) Ce sont les sources marginales pilotables appelées pour assurer la sécurité d'alimentation en temps réel
- (d) En extinction (contrats antérieurs à 2016)
- (e) Hors raccordement (20 €/MWh pris en charge dans le cadre du TURPE). Les 6 premiers parcs (3 GW) sont à un prix d'environ 150 €/MWh

La concurrence s'exerce librement sur le volume de 35 % hors production nucléaire, les fournisseurs utilisant pour se sourcer le parc de production dans lequel ils ont investi, et en complément l'acquisition sur les marchés de gros à terme et/ou spot, ou des contrats PPA conclus avec des producteurs : c'est une incitation à investir dans des moyens de production, les fournisseurs purs traders auront des difficultés pour rester compétitifs.

### **Faut-il conserver le Tarif Régulé de Vente d'Electricité pour les particuliers et les TPE ?**

Ce tarif est toléré à titre transitoire dans le projet d'accord européen (article 53), bien que dans son principe, il s'agit d'une distorsion des règles de marché.

En période de crise, quand les prix de l'électricité augmentent significativement (marché de gros et de détail) avec un large impact négatif sur l'économie, la Commission peut ouvrir la possibilité d'étendre le prix régulé temporairement aux PME : les prix peuvent être fixés temporairement en-dessous des coûts, à condition de ne pas créer de distorsion de concurrence et que le niveau de prix n'incite pas à accroître la consommation. Les fournisseurs sont indemnisés (bouclier tarifaire.)

Même avec 65 % de prix régulé nucléaire, le calcul du TRVE restera inflationniste, car le volume de 35 % évalué au prix de marché selon le mode de calcul de la CRE (principe de « contestabilité » permettant à un fournisseur « pur trader » de faire une offre compétitive par rapport au TRVE) le sera à un prix qui sera probablement durablement supérieur au coût moyen des sources de production en France.

La question du maintien du TRVE se pose, mais elle est politiquement sensible : il pourrait donc être maintenu, et utilisé comme tarif de dernier recours par EDF en cas de défaillance d'un fournisseur.

Mais la compétition sur le marché de détail devrait a priori se faire à des niveaux sensiblement inférieurs au tarif (le niveau actuel du TRVE intègre un coût de fourniture moyen de 110 €/MWh, après l'augmentation de 10 % au 1<sup>er</sup> août 2023, voir le premier article publié).

# Contribution d'un particulier

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

*Date de la contribution : 20/10/2023*

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

Une concurrence conçue pour augmenter les prix, pour préserver la concurrence, c'est ubuesque de bêtise.

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

Non,  
Totalement opposé.  
Je suis pour une fixation du TRVE en suivant le cout moyen de production d'EDF, plus les taxes et couts de distribution...

### Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

Non,  
totalement insuffisant.

### Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

Non, malheureusement les avis de la CRE sont totalement biaisés.  
Il faudrait un organisme chargé de contrôler les couts et prix du monopole + qui oblige tous les fournisseurs à offrir les garanties physiques qu'EDF.  
ça n'est pas le cas de la CRE qui ferme les yeux et autorise des fournisseurs qui ne produisent rien.

### Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

L'information est défailante sur les parcs éoliens bien plus que sur le parc nucléaire.  
faudrait un peu vous bougez pour obliger tous les fournisseurs à la transparence.  
RTE et EDF communiquent largement assez.

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

Demander aux parcs éoliens et PV de fournir des objectifs par parc + agrégé ainsi que le détail de la production

# Contribution d'un particulier

réelle pour avoir ainsi le vrai FC (et pas des infos bidons)

## Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

Non, on a assez donné avec vos solutions de marché inflationniste.

Je veux un tarif adossé aux couts moyens d'EDF.

Vous n'êtes certainement pas un organisme auquel je fais confiance pour organiser le marché de l'élec. Je préfère un controle plus sérieux d'EDF et en finir avec la CRE et son marché de bonimenteurs qui vous vendent du rêve et font augmenter les prix sans augmenter les moyens de production.

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

Non, le marché européen est aujourd'hui inflationniste.  
sur le LT, il aura tjs tendance à augmenter nos couts.

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

Non

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

Certainement pas !

Bien au contraire !

Il faut qu'EDF fixe son prix en fonction de ses couts, pas des couts d'apro de la concurrence !

Haro sur cette logique délétère.

Je me moque qu'EDF soit en situation de monopole, pourvu qu'un nouvel organisme de controle compétent et fiable scrute comme il faut son fonctionnement et ses couts. Donc pas la CRE. Un nouvel organisme avec de nouvelles missions.

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des

# Contribution d'un particulier

## installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

NON !

Je suis pas contre les coopératives de production électrique. Bien au contraire.

Mais les produits financiers à la noix "assis sur des installations de production", c'est non, non et non !

Le système électrique est suffisamment compliqué physiquement, sans lui rajouter une surcouche financière dont personne ne veut, sauf les charlatans et les parasites.

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

Renforcer le contrôle des acteurs de marché : interdire aux acteurs qui ne produisent rien de vendre des électrons qu'ils ne possèdent pas (empêcher de prendre des positions sans être couvert physiquement), contrôler sérieusement les distributeurs/fournisseurs alternatifs, vérifier leur garantie physique, pas juste financière.

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

Exiger la même transparence des données pour les fournisseurs alternatifs que pour EDF.

## Consultation publique n°2023-09 du 12 octobre 2023 relative à l’approvisionnement du tarif réglementé de vente d’électricité pour l’année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

### Réponse du SIPPEREC

#### Préambule

Le dispositif d’accès régulé au nucléaire historique (ARENH), instauré par la loi du 7 décembre 2010 est opérationnel pour une durée limitée à 15 ans. Il prend donc fin au 31 décembre 2025.

Or, l’article L. 337-6 du code de l’énergie précise que les tarifs réglementés de vente (TRV) sont construits par empilement des termes suivants :

- du prix de l’accès régulé à l’électricité nucléaire historique (ARENH),
- du coût du complément à la fourniture d’électricité qui inclut la garantie de capacité,
- des charges d’acheminement,
- des coûts de commercialisation,
- ainsi que d’une rémunération normale.

Si des discussions au niveau européen ont abouti à un accord sur une évolution du marché de l’électricité, rien, à ce jour, soit deux années avant l’extinction du dispositif de l’ARENH, ne permet de préciser ce qui pourrait remplacer le terme relatif à l’ARENH pour établir les TRV.

***Le SIPPEREC déplore ce constat créant une forte incertitude sur le niveau des tarifs réglementés qui aura des conséquences pour les usagers du service public de la vente au tarifs réglementés ainsi que pour l’ensemble des consommateurs français.***

Enfin, concernant plus précisément la consultation, objet de la présente contribution, le SIPPEREC émet un regret sur la forme de cette consultation de la CRE. Les différentes propositions de la CRE ne présentent pas d’estimations chiffrées sur le barème du tarif (même avec des fourchettes très estimatives) qui auraient permis d’apprécier les conséquences des choix proposés sur la facture des usagers. Cela est tout à fait dommageable dans la période actuelle où la préoccupation première est précisément le prix de l’électricité, en particulier pour les ménages et ne permet pas de répondre à la consultation en disposant de l’information nécessaire à l’élaboration d’un avis motivé.

***Question 1 - Approvisionnement en énergie du TRVE 2026 : Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l’approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?***

La CRE, dans un souci de contestabilité des tarifs réglementés, construit la brique relative au coût du complément de fourniture sur le principe d'un approvisionnement lissé sur deux années.

La CRE se propose donc d'engager en 2024 les travaux afin de déterminer le niveau des TRV pour 2026. En l'absence de définition du terme de l'ARENH, ce dispositif n'étant plus opérationnel en 2026, la CRE se propose donc d'inclure dans le terme « *complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité* » visé à l'article L. 337-6 du code de l'énergie la totalité de l'approvisionnement nécessaire pour les TRV.

Le SIPPEREC comprend que cette solution apparait dans la continuité de la méthode actuelle, en l'absence de l'ARENH et de toute révision du cadre légal de construction des TRV.

La révision du cadre légal de construction des TRV reste cependant indispensable et sera seule susceptible d'apporter de la lisibilité sur le marché de détail tant aux fournisseurs qu'aux consommateurs français dont les usagers des TRV.

Le SIPPEREC souhaite néanmoins formuler les remarques et observations suivantes.

- ⇒ La cotation sur le marché appliquée à la totalité de l'approvisionnement retenue dans les TRV est susceptible de porter atteinte aux objectifs tels que définis dans l'article L121-1 du code de l'énergie et notamment le 3<sup>e</sup> paragraphe. Ce dernier soutient en effet que le service public de l'électricité concourt à la cohésion sociale et à la lutte contre les exclusions notamment. ***Avec l'extinction du dispositif de l'ARENH et le recours massif au marché, les TRV se trouvent exposés aux aléas du marché de l'électricité. La stabilité des prix des tarifs réglementés de vente de l'électricité pourrait en être fortement gênée. Or la stabilité de ce produit de première nécessité est de nature à justifier la pérennisation des TRV (décision n°413688, 414656 du CE du 18 mai 2018).***
- ⇒ S'il advenait que la mécanique objet de la présente consultation doive être prolongée au-delà de 2026, le SIPPEREC émet le vœu que période de lissage, retenue sur deux années jusqu'ici par la CRE, puisse être allongée afin de constituer un « amortisseur » face aux aléas de marché et tenter de rechercher une plus grande stabilité des tarifs.

Outre le fait que cet allongement n'est pas envisageable pour les TRV en 2026, eu égard à la date à laquelle la CRE consulte sur le sujet, il reste à s'assurer que le marché est en capacité de répondre avec des produits à horizon 3 ans ou 5 ans.

***Le SIPPEREC considère qu'un lissage sur 3 et même 5 ans, au lieu de 2 ans, même s'il n'est plus applicable pour 2026, mérite d'être étudié pour les années postérieures.***

**Question 2 - Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026 : Etes-vous favorable à cette proposition ?**

Comme pour la fourniture d'électricité, l'approvisionnement en garantie de capacité est fortement impacté par l'extinction du dispositif de l'ARENH et l'absence de tout dispositif s'y substituant.

La CRE fonde son analyse sur la mise en place potentielle d'un futur mécanisme réduisant la période de validité des garanties de capacité à la période hivernale, à cheval sur deux années civiles (novembre N à mars N+1). Ce futur mécanisme fait l'objet de discussions au niveau européen mais aucune décision n'est prise à ce jour.



Pour autant, la CRE retient ce dispositif et se propose de dissocier l'approvisionnement en énergie de celui en garantie de capacité pour 2026, en ne procédant à l'approvisionnement en garantie de capacité que pour la période de la fin de l'hiver 25 – 26 (janvier à mars 2026).

Le SIPPEREC est étonné que la CRE, qui se montre prudente sur les options possibles pour les futurs dispositifs susceptibles de remplacer l'ARENH, apparaisse convaincue que la Commission Européenne va entériner un mécanisme de capacité calé sur la période de l'hiver et que celui-ci sera mis en œuvre sur le marché français.

Cette position de la CRE conduit à s'interroger :

- dissocier achat des garanties de capacité et approvisionnement en énergie ne va-t-il pas complexifier les achats ?
- quelle est la maturité du marché des garanties de capacité pour absorber cette modification ?

***Question 3 - Fonctionnement du marché de gros : Partagez-vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ?***

*Si oui, partagez-vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ?*

Le SIPPEREC partage le constat que la liquidité est problématique sur le marché long terme (3 ans), ce qui impacte le prix.

Constatant que les fournisseurs prennent des marges importantes lors des prises de position, le SIPPEREC, pour les achats d'énergie auxquels il procède en tant que coordonnateur de groupement de commande, ne s'est jusqu'ici jamais positionné sur des achats à aussi longue échéance.

Le SIPPEREC partage également le souhait d'un allongement de la maturité des produits.

Si le SIPPEREC partage bon nombre des éléments de diagnostic indiqués par la CRE, il reste néanmoins dubitatif sur les moyens que la CRE propose pour y remédier :

- *Renforcer la transparence notamment sur la production nucléaire*

L'enquête menée par UFC Que Choisir, il y a 5 ans, et l'étude plus récente menée par la CLCV ont ouvert un vaste champ de questions dont personne, et notamment la CRE, ne s'est emparé.

Le SIPPEREC considère comme fort regrettable que la question de la gestion du parc nucléaire ne fasse pas l'objet d'un débat ouvert et transparent, d'autant qu'il en va potentiellement de la sécurité de ces installations.

- *Développer la liquidité*

Si l'accord européen devrait accroître la part transitant par le marché, il reste à apprécier les diverses transpositions opérées par les Etats, à commencer par la France.

- *Développer la concurrence en amont et en aval*

Il s'agit ici de l'un des principaux objectifs du dispositif de l'ARENH : à l'évidence, cet objectif n'a pas été atteint.

Dans un contexte de relance du nucléaire, confiée à EDF, la concurrence en amont semble un objectif qui s'éloigne encore.

La France est dotée d'un acteur ultra dominant sur le marché de la production d'électricité comme sur le marché de détail. La concurrence est, le plus souvent, réduite à la part de marché que cet acteur accepte ou est contraint de perdre ou encore ne souhaite pas conserver.

**Question 4 – Disponibilité du parc nucléaire** : Estimez-vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

**Question 5 – Disponibilité du parc nucléaire** : Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

Il serait difficile de répondre par la négative à la proposition d'une publication trimestrielle des objectifs de production annuels du parc nucléaire. Cette proposition ne peut être qu'approuvée et complétée par la publication trimestrielle des objectifs de production pour les 5 années suivantes du parc nucléaire, en cohérence avec la volonté de tendre vers une maturité plus longue des produits,

Par ailleurs, le SIPPAREC note la formulation de la CRE qui évoque « l'optimisation technico-économique de la gestion du parc (besoin d'économie de combustible, etc...) », ce que l'on nomme également la « modulation du parc nucléaire ».

Cette notion a fait l'objet de l'étude de la CLCV publiée en avril dernier montrant qu'il n'y a pas de jour de l'année (ou presque) où une centrale à gaz ne fonctionne pas en France. Ce qui a pour conséquence de caler le prix du marché sur le prix marginal du gaz....

Cette étude interpelle la CRE sur son rôle de gendarme de la concurrence mais aussi l'engage à poursuivre l'analyse de cette question. Le SIPPAREC est vivement intéressé par les suites données à cette étude.

En effet, les publications sur la disponibilité du parc nucléaire prendront tout leur sens lorsque le cadre fixé à l'opérateur dominant de la production en France sera défini.

En outre, il semble que cette question de « gestion du parc » n'est pas dénuée de conséquence sur la sécurité des installations.

**Question 6 - mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans** : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les contrats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ?

Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ?

Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

Le SIPPAREC n'approuve pas la mise en place d'un « teneur de marché » dans un marché avec un acteur largement dominant. Le SIPPAREC désapprouve plus nettement encore l'idée de confier à cet acteur dominant le rôle de « teneur de marché ».

Cette disposition ne semble pas de nature à rendre le marché plus fluide et la concurrence plus présente.

**Question 7 - capacités d'interconnexion** : *Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-elle adéquate ?*

**Question 8 - capacités d'interconnexion** : *Estimez-vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?*

Le SIPPEREC est favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion vendues avec des produits annuels.

Le SIPPEREC s'interroge cependant sur la cohérence entre des capacités d'interconnexion vendues avec des produits annuels et un mécanisme de capacité calé sur des « hivers électriques ».

**Question 9 – l'offre d'EDF** : *Partagez-vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent-ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?*

Le SIPPEREC est vivement intéressé par un bilan de l'action menée par la CRE en matière de surveillance d'EDF présentant les constats opérés et les éventuelles sanctions prises.

En outre, si la « collaboration » entre l'Autorité de la Concurrence et la CRE pourrait être précisée, le SIPPEREC est favorable à ce que le marché de l'énergie, comme tout autre marché, n'échappe pas à l'Autorité de la Concurrence.

La surveillance de ce marché complexe ne pourra que s'enrichir d'une collaboration efficace entre cette autorité et la CRE.

**Question 10 – contrats de long terme avec producteur** : *Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?*

**Question 11 - surveillance des marchés de gros par la CRE** : *Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?*

**Question 12 - surveillance des marchés de gros par la CRE** : *Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?*

La publication régulière des historiques des données de marchés (prix + volumes) serait, selon le SIPPEREC, une information susceptible d'améliorer le fonctionnement du marché de gros.

Le SIPPAREC déplore qu'actuellement les données de marché ne soient disponibles que sur EEX et EPEX SPOT et uniquement sur les dernières semaines. La CRE pourrait publier trimestriellement, les prix *settlement* et les volumes échangés quotidiennement des différents produits cotés quotidiennement sur le trimestre passé.

En effet, la quasi-totalité des contrats étant maintenant indexés sur les marchés, le SIPPAREC considère qu'il revient à la Commission de Régulation de l'Énergie de mettre à disposition des acheteurs les données nécessaires au suivi et au contrôle des contrats signés avec les fournisseurs.

# Syndicat des Entreprises Locales d'Energies

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

Date de la contribution : 16/11/2023

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

Ce document a été rédigé par ELE, syndicat professionnel représentant des Entreprises Locales d'Energies, en collaboration avec ses adhérents. ELE regroupe des ELD (GRD et Fournisseurs) et des producteurs d'énergie, représente ses membres au niveau national, organise et anime les échanges d'expertises et d'expériences sur les sujets métiers et dans le domaine social, et accompagne ses adhérents dans la compréhension et la mise en œuvre de la réglementation.

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

ELE est favorable à cette proposition. En revanche, il serait effectivement pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak. A ce titre ELE suggère une répartition 30/70, pour assurer une meilleure visibilité aux fournisseurs sur les volumes de clients dans leurs portefeuilles au plus proche de l'année de livraison : 30% à AL-2 et 70% à AL-1 pour les deux produits calendaires.

### Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

ELE ne se prononce pas sur cette proposition.

### Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

ELE partage le diagnostic établi par la CRE.

Concernant les moyens envisagés par la CRE pour renforcer l'efficacité du marché de gros à terme :

- ELE partage la nécessité de renforcer la transparence du marché et en particulier de la situation du parc nucléaire ;
- ELE partage la nécessité de développer une meilleure liquidité sur le marché moyen et long terme. Cela nécessitera en parallèle de faire évoluer les règles sur les appels de marge pour éviter que les acteurs de marché, en particulier les plus petits, ne se retrouvent en situation de défaut de paiement ;
- ELE partage la nécessité de développer la concurrence à l'amont et à l'aval.

### Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

ELE est favorable à une fréquence de publication plus réduite, trimestrielle voire mensuelle, des objectifs de production d'EDF. ELE suggère

# Syndicat des Entreprises Locales d'Energies

aussi que cette publication vise non seulement les objectifs de production annuels mais aussi les objectifs de production trimestriels, voire mensuels d'EDF.

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

ELE suggère également la mise en œuvre de la publication des objectifs de production de l'intégralité du parc de production d'électricité français (tous moyens confondus), par le régulateur.

## Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

A titre liminaire, ELE souhaite relever qu'il est très difficile pour ses membres de se positionner sur cette consultation sans plus de précisions :

- sur les modalités du post ARENH (les informations parues dans la presse les 14 et 15 novembre dernier n'étant pas suffisantes et une consultation dédiée étant annoncée) ;
- sur le rôle d'EDF dans la fonction de teneur de marché.

La position dominante dont disposerait EDF, de la production nucléaire à la commercialisation, ainsi que dans son rôle potentiel de teneur de marché, interroge très fortement la sincérité du marché de gros, d'une part, et la possibilité d'une concurrence effective sur le marché de détail, d'autre part.

Si un tel dispositif venait à être mis en œuvre en France, ELE rappelle que :

- Ce dispositif devrait être considéré comme une mesure complémentaire pour favoriser la liquidité du marché à terme, mais ne devrait pas se substituer au marché en lui-même.
- La création de « teneurs de marché » devrait rester volontaire et procéder d'un appel d'offres. Ce rôle devrait par ailleurs être pensé de manière à éviter toute distorsion de concurrence

Nonobstant ces remarques préliminaires, ELE soulève les observations suivantes :

- Les produits CAL+1 et CAL+2 sont déjà liquides globalement. En revanche, l'existence d'un ou plusieurs teneurs de marché semble indispensable à partir du produit CAL +3 ;
- L'augmentation des volumes sur le marché pour CAL +3 et suivants sera synonyme d'une augmentation du collatéral (appels de marge) et donc d'une difficulté supplémentaire pour les petits acteurs.

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Êtes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-elle adéquate ?

ELE ne se prononce pas sur ces questions.

**Question 9 :** Estimez-vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

# Syndicat des Entreprises Locales d'Energies

ELE ne se prononce pas sur ces questions.

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

Dans un contexte d'incertitude concernant le futur dispositif du nucléaire, il est impératif qu'il y ait une imperméabilité totale entre EDF et sa filiale de commercialisation.

La position dominante dont disposerait EDF, de la production nucléaire à la commercialisation, ainsi que dans son rôle potentiel de teneur de marché, interroge très fortement la sincérité du marché de gros, d'une part, et la possibilité d'une concurrence effective sur le marché de détail, d'autre part.

Il conviendrait que la CRE formule des recommandations sur les dispositions structurelles, organisationnelles et éthiques devant s'imposer à EDF afin que cet acteur se place, dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales.

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

ELE n'est pas défavorable au développement de contrats assis sur des installations de production nucléaire. Il est nécessaire en revanche d'assurer la répliquabilité des prix issus de ces contrats ou de mettre en place des mécanismes (type groupement d'achat) accessibles au reste des acteurs.

ELE est très favorable au développement de contrats long terme assis sur des installations de production renouvelables (ex : PPA).

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

ELE renvoie à la réponse de l'Union Française de l'Electricité.

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

ELE renvoie à la réponse de l'Union Française de l'Electricité.

# Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

*Date de la contribution : 14/11/2023*

| 0



# The Mobility House

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

*Date de la contribution : 17/11/2023*

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

The Mobility House remercie la CRE pour l'organisation de la consultation publique n°2023-09, relative à l'approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros.

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

Dans l'hypothèse où EDF mettrait à l'avenir à la vente sur le marché de gros long-terme les volumes aujourd'hui dédié à l'ARENH, il apparaît effectivement sensé d'adapter la méthode de calcul du TRVE 2026 en remplaçant le bandeau ARENH par l'approvisionnement d'un produit calendaire Base lissé dans le temps.

Cependant, The Mobility House considère que la période de deux ans actuellement proposée pour le lissage de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak du TRVE 2026 est trop longue, et ce pour les raisons suivantes:

- Cette période de deux ans est susceptible de créer des barrières à l'entrée significatives pour les nouveaux fournisseurs, puisque ceux-ci ne commencent jamais leur approvisionnement deux années avant le lancement de leur offre. Ainsi, pour un nouvel entrant, il n'est en pratique jamais possible de reproduire le TRVE pour son offre de lancement. Cela serait moins impactant avec une période de lissage plus courte.
- De plus, les fournisseurs ont une grande incertitude en ce qui concerne la taille de leur portefeuille de clients consommateurs deux années à l'avance. De ce fait, un approvisionnement débutant deux années à l'avance introduit un risque de volume pour les fournisseurs, qui serait moins prépondérant avec une période de lissage plus courte.

Pour ces raisons, The Mobility House recommande pour le TRVE 2026 et pour les TRVE des années suivantes, la réduction de la période de lissage de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak de deux ans à un an, avec un approvisionnement pour le TRVE 2026 qui débiterait à partir du 1er janvier 2025. En effet, cela:

- n'affecterait pas fortement l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix.
- améliorerait la problématique des risques de prévision/volumes des fournisseurs.
- permettrait une compétition plus saine sur le marché de détail, en facilitant l'implantation de nouveaux entrants et des innovations qu'ils sont susceptibles d'apporter.
- permettrait à la CRE, dans le contexte actuel de flou persistant autour de l'avenir de l'ARENH, de réaliser des adaptations au cours de l'année 2024 sur la base des dispositions finales adoptées pour le mécanisme qui fera suite à l'ARENH, sans avoir déclenché l'approvisionnement des fournisseurs pour le TRVE 2026.

### Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

The Mobility House est favorable à la proposition faite de n'inclure à ce stade que l'obligation portant sur la période janvier-mars 2026, dans l'attente de la clarification des règles finales du nouveau mécanisme de capacité.

Cependant, et de la même manière que pour l'approvisionnement en énergie (bien que les sommes engagées

# The Mobility House

soient moindres), il serait plus souhaitable d'adopter un lissage de l'approvisionnement en garanties de capacité sur 1 an au lieu de 2 ans.

## Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

## Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

## Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

# The Mobility House

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

**Consultation CRE**  
**Approvisionnement du TRVE pour l'AL 2026 et le bon fonctionnement du marché de gros**  
**Réponse TotalEnergies**

**Partie I : Stratégie d'approvisionnement en énergie et garanties de capacité du TRVE pour l'année 2026**

**1.1 Introduction**

**Rappel CRE :**

Approvisionnement à l'ARENH  
51 % du volume au prix régulé de 42 €/MWh

Approvisionnement  
au marché des volumes  
non attribués à l'ARENH  
8 % sur oct. à déc. 2023

Complément d'approvisionnement  
au marché lissé jusqu'à 2 ans avant  
la livraison  
41%

**Figure 1: Décomposition de l'approvisionnement des TRVE 2024 (hypothèse de demande d'ARENH pour 2024 de 115,8 TWh)**

Suivre la méthode actuelle pour construire les TRVE de l'année 2026 implique de débiter l'approvisionnement des compléments d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité dès le 1er janvier 2024.

Malgré ces incertitudes, il est nécessaire de proposer, dès à présent, des ajustements de la méthode de construction des TRVE permettant de garantir leur contestabilité et leur répliquabilité en 2026 tout en assurant la compatibilité de leur approvisionnement avec les éventuels scénarios de régulation. A ce titre, la CRE a l'intention de prendre une délibération avant la fin de l'année 2023 sur la méthode d'approvisionnement qu'elle retiendra à partir du 1er janvier 2024 pour les TRVE de l'année 2026.

La présente consultation porte uniquement sur la stratégie d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité du TRVE pour l'année 2026.

**1.2 Approvisionnement en énergie du TRVE 2026**

**Proposition CRE :** Dans la continuité de la méthode actuelle, la CRE propose de lisser sur deux ans l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak pour l'intégralité des volumes du TRVE 2026 (hors forme). En pratique, 50 % des volumes de produits calendaires Base et Peak seront approvisionnés sur chacune des deux années de lissage.

**Question 1 :** *Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?*

→ **Réponse TotalEnergies :**

TotalEnergies considère que le cadre de régulation post-ARENH, mentionné par la CRE dans cette consultation et en cours de définition par le Gouvernement, devra **favoriser l'augmentation de la liquidité des marchés à moyen et long terme et assurer qu'EDF propose à la vente des autres fournisseurs, chaque année, les volumes nécessaires à assurer la liquidité globale du marché et à ne pas limiter leur croissance.** L'horizon de temps de ces obligations de ventes doit permettre aux fournisseurs de disposer d'une visibilité supérieure à une ou deux années et donc comprendre des blocs de durée au moins égale à 5 voire 10 ans (ou plus).

Dès lors, en cohérence avec ces différentes positions, **TotalEnergies est favorable à la proposition de la CRE de lissage sur 2 ans.** La durée de cette période de lissage doit permettre de favoriser le développement et le recours des fournisseurs à des achats à plus long terme.

En outre, un tel lissage devrait être accompagné, d'une part, d'obligations pour l'opérateur historique d'assurer la liquidité du marché sur des échéances de moyen et de long terme et d'autre part, d'obligations de couverture

à moyen terme par les fournisseurs d'une part significative de leur approvisionnement. Cette obligation est nécessaire pour éviter les effets d'aubaine associés à des comportements opportunistes de fournisseurs en période de baisse des prix.

#### **TotalEnergies appelle en outre la CRE :**

- A prendre en compte les coûts significatifs de l'engagement de collateral associé à un lissage 2 ans sur l'intégralité des volumes (en particulier les initial margin), d'autant plus amplifiés avec les niveaux des taux actuels (de l'ordre de 5%).
- A prendre en compte les coûts associés aux spreads bid/ask ;
- Le cas échéant (selon périodicité de révision des TRVE ou régularisation d'une période à l'autre) à évaluer la forme infra-annuelle sur la base des derniers prix de marché connus (à l'instar des surcoûts d'écart)
- A préciser le caractère physique ou financier des couvertures à mettre en œuvre et à en tirer les conséquences en termes de prix (couvertures physiques plus chères) ou bien en termes de conséquences d'un curtailment day-ahead
- A augmenter la composante de coût relative aux frais d'accès au marché (*trading et clearing fees + delivery fees*).
- A faire en sorte que les TRVE prennent effet au 1<sup>er</sup> janvier au lieu du 1<sup>er</sup> février, décalage qui est actuellement problématique pour les acteurs. Cela pourrait être mis en œuvre par exemple grâce à une période de lissage qui s'arrêterait au 30 novembre de l'AL-1.

### **1.3 Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026**

Proposition CRE : La fin du dispositif ARENH tel qu'il existe aujourd'hui impose, pour le TRVE 2026, d'approvisionner sur le marché les garanties de capacité qui étaient jusqu'alors apportées par l'ARENH ou l'écrêtement de l'ARENH.

La CRE propose dans un premier temps de **n'approvisionner, pour le TRVE 2026, que les garanties de capacité du mécanisme actuel portant sur la période janvier-mars 2026**. La méthode retenue pour prendre en compte le mécanisme de capacité refondu sur la période novembre-décembre 2026 fera l'objet de réflexions ultérieures, une fois le nouveau mécanisme de capacité défini. Compte tenu de ces différents éléments, la CRE **propose de lisser sur deux ans, c'est-à-dire sur l'ensemble des enchères de 2024 et 2025, l'intégralité de l'approvisionnement en garanties de capacité pour couvrir l'obligation portant sur la période janvier-mars 2026 du TRVE 2026**.

Question 2 : *Etes-vous favorable à cette proposition ?*

→ Réponse TotalEnergies :

En cohérence avec la position tenue à la question 1, TotalEnergies est favorable à cette proposition.

### **Partie II : Les éléments nécessaires à l'amélioration du fonctionnement du marché de gros**

Proposition CRE : Pour renforcer l'efficacité du marché de gros à terme de l'électricité français, la CRE propose de :

- **le renforcement de la transparence sur ce marché**, en particulier sur la situation du parc nucléaire. C'est indispensable pour renforcer la confiance dans le marché de gros français de l'électricité et contribuer à la diminution des primes de risque élevées observées ;
- **le développement d'une bonne liquidité** sur des échéances à terme plus longues, allant jusqu'à 3 ans dans un premier temps puis 5 ans, voire au-delà. C'est un moyen essentiel pour développer les contrats de moyen et long terme sur le marché aval permettant une meilleure sécurisation des prix de détail, enjeu majeur de la réforme du marché de l'électricité ;
- **le développement de la concurrence à l'amont et à l'aval**. Compte tenu de l'importance accrue du marché de gros à terme après la fin de l'ARENH, il est essentiel d'assurer les meilleures conditions de transparence, de liquidité et de concurrence. A cet effet, la CRE propose des mesures structurantes.

Question 3 : *Partagez-vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de*

***l'électricité ? Si oui, partagez-vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ?***

→ Réponse TotalEnergies :

TotalEnergies partage le constat fait par la CRE sur le fonctionnement du marché de gros, ainsi que sur les catégories de mesures à prendre.

TotalEnergies tient à rappeler que le fonctionnement actuel du marché de gros de l'électricité est un succès européen, qui a permis le développement de moyens de production bas carbone compétitifs et a assuré la sécurité d'approvisionnement en Europe cet hiver tout en minimisant les coûts pour la collectivité. TotalEnergies insiste donc sur l'importance :

- De préserver le fonctionnement d'un marché de gros qui a fait ses preuves – notamment grâce à la fixation du prix au coût marginal et à l'optimisation des échanges entre les marchés interconnectés
- De renforcer l'intégration des marchés européens, en développant les réseaux de transport, en augmentant les capacités de transit entre Etats et en développant les droits de long-terme (jusqu'à 10 ans) sur les interconnexions transfrontalières afin d'augmenter les échanges et donc réduire les coûts pour les consommateurs.

Comme précisé ci-dessus, TotalEnergies considère que le cadre de régulation post-ARENH retenu devra favoriser l'augmentation de la liquidité des marchés à moyen et long terme et assurer qu'EDF propose à la vente, chaque année, les volumes nécessaires à assurer la liquidité globale du marché et à ne pas limiter leur croissance. L'horizon de temps de ces obligations de ventes doit permettre aux acteurs de marché de disposer d'une visibilité supérieure à une ou deux années et donc comprendre des blocs sur les plateformes d'échanges d'une durée au moins égale à 5.

## **2.2 Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire**

**Proposition CRE :** Afin de renforcer la transparence quant à la disponibilité effective du parc nucléaire dans le futur, il apparaît nécessaire la **publication chaque trimestre par EDF d'une confirmation de ses estimations de production nucléaire annuelle pour l'année en cours et chacune des deux années suivantes**, même lorsqu'aucun événement ne les remet en cause. EDF resterait tenue de mettre à jour ses objectifs de production au plus vite lorsqu'un événement les affectant est survenu.

**Question 4 :** *Estimez-vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?*

**Question 5 :** *Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?*

→ Réponse TotalEnergies :

TotalEnergies est favorable à cette publication sous format trimestriel, et insiste sur l'importance d'avoir de la visibilité sur les 3 prochaines années. Toutes les informations en temps réel sur la disponibilité du parc nucléaire sont utiles aux acteurs du marché.

Les publications trimestrielles d'EDF sur ses objectifs de production annuels doivent être gage de fiabilité, de qualité et de cohérence avec les publications REMIT effectuées à postériori. A ce titre, l'effort doit avant tout se porter sur l'amélioration des informations dont la crédibilité est aujourd'hui réfutable et pénalisante pour l'ensemble des acteurs.

## **2.3 Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans**

**Rappel CRE :** EDF détient une position dominante dans la production d'électricité pilotable en France. En tant que teneur de marché, il pourrait contribuer efficacement au bon fonctionnement du marché de gros français et créer les conditions propices au développement des contrats de moyen ou long terme, qui est le principal objectif de la réforme du marché européen

**Proposition CRE :** confier dans un cadre législatif, à un ou plusieurs acteurs, un mandat de tenue de marché sur les contrats à terme, sous le contrôle de la CRE. Dans ce cadre, le teneur de marché devra proposer d'acheter et de vendre avec une fourchette de prix resserrée, sur l'ensemble des échéances jusqu'à 3 ans,

voire 5 ans. Le mandat de tenue de marché garantira aux acteurs qui le souhaitent un accès aux produits de couverture dans de bonnes conditions de liquidité. Il limitera par ailleurs la capacité à exercer un pouvoir de marché.

**Question 6 :**

**-Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les contrats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ?**

**-Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ?**

**-Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?**

→ Réponse TotalEnergies:

TotalEnergies est favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché.

Comme précisé ci-dessus, TotalEnergies considère ainsi que le cadre de régulation post-ARENH retenu devra favoriser l'augmentation de la liquidité des marchés à moyen et long terme et assurer qu'EDF propose à la vente des autres fournisseurs, chaque année, les volumes nécessaires à assurer la liquidité globale du marché et à ne pas limiter leur croissance.

EDF semble le mieux placé pour exercer ce rôle de teneur de marché, sous réserve que la structuration d'un tel service soit pensée de manière à éviter toute distorsion à la concurrence, notamment par rapport à d'autres acteurs qui, à leur tour, prennent des risques propres aux volumes et périodes à terme transactées (e.g. de crédit et d'appels de marge) et en répercutent les coûts sur le marché.

Aussi, ce dispositif doit être considéré **comme une mesure complémentaire (et cumulative) nécessaire à favoriser la liquidité du marché à terme**, et il ne doit pas se substituer au marché en lui-même. TotalEnergies insiste notamment sur l'importance de préserver les intérêts de l'ensemble des acheteurs/vendeurs et de supprimer les barrières à l'entrée des nouveaux acteurs (et donc augmenter les transactions).

#### 2.4 Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 7 : Êtes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-elle adéquate ?**

**Question 8 : Estimez-vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?**

→ Réponse TotalEnergies :

TotalEnergies est favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises sur des échéances au moins égales à trois ans. C'est une mesure nécessaire pour favoriser la flexibilité et la visibilité nécessaires à tous nouveaux investissements.

La mise à disposition de capacités sur une échéance au moins égale à 3 ans peut être également bénéfique aux GRTs pour leur permettre de piloter l'extension des réseaux au plus près des futurs besoins des acteurs de marché. Ces mécanismes ont déjà fait leurs preuves sur d'autres marchés grâce au concours d'une mise en place parallèle et concomitante i) d'un marché secondaire sécurisé, transparent et garantissant un accès non-discriminant et ii) d'une proposition de capacité flexible et garantie sur une échéance plus court terme.

#### 2.5 S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

Proposition CRE : Malgré la fin du dispositif ARENH, EDF restera soumis aux règles générales du droit de la concurrence qui porteront, dans le cas d'une exposition intégrale aux prix de marché de gros des consommateurs, sur l'ensemble des volumes de l'offre. Notamment, EDF devra se placer, du point de vue de l'accès au marché amont sur lequel il occupe une position dominante, dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales.



La CRE continuera d'exercer sa mission de surveillance du marché de détail et informera les autorités de concurrence de toute pratique de l'ensemble des acteurs, y compris EDF, pouvant constituer une infraction à ces règles.

**Question 9 : Partagez-vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent-ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?**

→ Réponse TotalEnergies :

TotalEnergies partage l'analyse de la CRE.

Cependant, les textes législatifs et réglementaires en vigueur donnent déjà à la CRE et à l'Autorité de la Concurrence tous les pouvoirs d'investigation et de sanction nécessaires à l'exercice de leurs missions : il n'apparaît donc pas nécessaire de prévoir des dispositions complémentaires.

## 2.6 Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Rappel CRE :** L'équilibre économique de certains contrats de fourniture peut dépendre d'autres caractéristiques que les seuls prix de marché de gros. Par exemple, des clauses de partage de risques, industriels ou non, avec un producteur ou encore des engagements dans la durée peuvent conduire, en contrepartie, à réduire les prix des offres. Ces types de contrats, qui existent déjà aujourd'hui entre EDF et certains industriels électro-intensifs, pourraient être amenés à se développer.

**Question 10 : Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?**

→ Réponse TotalEnergies :

TotalEnergies partage le constat de la CRE sur le rôle des clauses de partage de risques. En effet, aujourd'hui, quand un contrat de fourniture avec intégration de PPA est passé, un partage des risques entre producteurs, fournisseurs et agrégateurs doit être prévu, afin que chaque acteur comprenne clairement les risques portés. Mais il peut être compliqué d'établir un cadre standard, il est donc préférable que cela reste au niveau des négociations commerciales et des parties prenantes.

De manière plus macroéconomique, **TotalEnergies alerte sur les possibles risques de fermeture du marché sur les contrats long terme proposés par EDF** : comme indiqué dans nos réponses précédentes, il est essentiel qu'EDF propose à la vente, chaque année, les volumes nécessaires à assurer la liquidité globale du marché pour ne pas limiter sa croissance, utilisant par exemple la plateforme d'échanges garante de transparence et fournissant un accès égal à l'ensemble des acteurs. EDF devra donc passer par les marchés et signer des contrats de vente d'électricité avec des fournisseurs sur le moyen et long terme et ne pas profiter pas de sa position dominante de producteur pour signer en direct et sur le moyen et long terme avec les consommateurs finaux, grandes entreprises comme électro-intensifs, ce qui pourrait in fine aboutir à une disparition de toute concurrence sur ces secteurs.

## 2.7 Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 11 : Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?**

**Question 12 : Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?**

→ Réponse TotalEnergies :

TotalEnergies considère que cette surveillance, assurée par le règlement REMIT, est nécessaire au bon fonctionnement des marchés de gros.

TotalEnergies rappelle cependant que les règles du règlement REMIT sont très difficiles à interpréter pour les



acteurs de marché, surtout au niveau amont (gestion des actifs de production). Il serait donc utile que la CRE donne des critères quantifiables de ce qu'est une information privilégiée, ou objectifs de ce qu'est un abus de marché ou une manipulation.

Ces règles, de même que les informations publiées dans le cadre du règlement, doivent être fixées de manière homogènes et coordonnées au niveau de l'ensemble des régulateurs européens et de l'ACER.

Toute déclaration additionnelle au niveau national devra démontrer sa réelle valeur ajoutée sur le bon fonctionnement des marchés, au regard de la charge administrative que cela pourrait représenter pour ses acteurs.



# Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

*Date de la contribution : 15/11/2023*

Dans son souci de défense des consommateurs l'UFC – Que Choisir défend des positions selon lesquelles tout marché doit rester le plus possible corrélé aux processus qui l'alimentent. L'expérience a montré des difficultés que seule l'autorité de l'Etat a pu aplanir. Il en résulte que des questions de fond seraient à débattre avant de s'atteler à tel ou tel point particulier. Dans ce contexte, nous nous limiterons à commenter 4 thèmes correspondant à des regroupements de questions.

## 1. Lissage et moyenne

Le lissage, ou le filtrage des données d'entrée d'un système (prix de marché par exemple) est fondamental pour en stabiliser les données de sortie (TRV par exemple). Toute la question est dans le choix des caractéristiques du filtre, constante de temps et autres.

Il est proposé deux ans, que ce soit pour l'approvisionnement des produits ou que ce soit pour les garanties de capacité. Des durées plus longues pourraient être proposées : trois ou quatre ans ou bien une moyenne de la demi-durée de vie pondérée des moyens de production ou encore une pondération intégrant aussi la durée des contrats à long terme d'approvisionnement des sources primaires. Ne manipulant ici que des temps longs, on se rend compte qu'un lissage sur moins de deux ans serait illusoire et qu'au contraire il y aurait tout intérêt à l'allonger.

On sait par ailleurs que des temps de lissage longs peuvent filtrer des événements qui n'auraient pas dû l'être, créant ainsi des désordres préjudiciables à certains opérateurs et aussi aux consommateurs. Il convient de savoir identifier ces perturbations afin de pouvoir les compenser. Les mécanismes de compensation peuvent être mûrement pensés pour amortir des phénomènes déjà rencontrés (par exemples au Royaume Uni avec le "Market stabilisation charge", ou amorce de perturbations de nature oscillatoire). Mais il peut s'agir aussi de perturbations non encore identifiées qui nécessitent alors des mesures d'urgence. Il est essentiel de pouvoir identifier et de savoir faire preuve de réactivité.

## 2. Marché de gros à terme, et autres

Le seul élément qui semble préserver le marché de l'électricité des risques de spéculation est l'obligation d'équilibre instantané. Cette obligation (assortie de sanction réelle en cas de manquement) est aussi applicable au long terme, avec un pas d'échantillonnage adapté. Le choix de ce pas, nécessairement court devant le temps du long terme, est alors l'élément critique.

Ce levier de contrôle n'est pas cité, sauf à ce qu'il s'agisse du processus de tenue de marché (à préciser). Il nous semble qu'associé à un devoir de répondre à la demande globale, vérifiable par ailleurs, la responsabilité d'équilibre devrait pouvoir être efficace. La question de sobriété dans la demande à terme est un autre aspect à traiter, et traité, séparément.

A terme ou immédiat, un autre risque spéculatif existe dès lors que la technologie ouvre des possibilités, il s'agit du stockage (voir Hornsdale). Il conviendrait de penser à s'en prémunir. Ici encore l'équilibre production/vente



devrait être un levier de contrôle efficace.

### 3. Echanges aux frontières

Marché ou stabilité dynamique du réseau européen ?

Cette question fondamentale devrait passer par celle de l'attribution des pertes de transport. Si le TURPE, ou son équivalent dans les autres Etats Membre paraît bien adapté à la maille nationale (libre accès au réseau et charges réparties équitablement entre tous les utilisateurs), il n'est pas sûr que ce soit le cas au niveau de la maille européenne. S'il s'agit de transférer des productions sur de longues distances afin d'optimiser des profits, alors les coûts de transports (infrastructures et pertes) doivent être à la charge de ceux qui demandent ces transferts.

Il semble qu'il convienne d'abord de se concentrer sur le rôle technique des échanges aux frontières. Leur raison essentielle doit rester d'assurer la robustesse du réseau européen avec en particulier un lissage éventuel des consommations et productions en raison de diverses variables (cycle des activités humaines, conditions climatiques, mutualisation des sources en période de tension technique ...), voire de contribuer à sa stabilité dynamique.

### 4. Prévision des puissances maximales disponibles et productions

Le système électrique ne pourrait pas fonctionner sans prévisions et heureusement les prévisions à quelques jours et à J-1 fonctionnent plutôt bien, mais dans les dernières minutes la technique doit s'imposer et le marché laisser la main. Plus les prévisions concernent un horizon éloigné, plus il y a de chances de maîtriser les perturbations et d'augmenter ainsi la robustesse du système. Donc demander à EDF de fiabiliser ses prévisions va dans le bon sens.

En revanche, pourquoi limiter à EDF alors que tous les producteurs sont concernés. Puissance maximale disponible (base et crête) et production prévue sur une période donnée sont effectivement de bons indicateurs. Reste à définir les échelles de temps, par exemple publication trimestrielle pour l'année qui suit (en mode glissant), publication annuelle pour les cinq années qui suivent (toujours en mode glissant). Tout moyen qui a des chances de corréliser les processus de marché et les processus de production-livraison sont vraisemblablement bons à prendre.

# CONSULTATION PUBLIQUE DE LA CRE RELATIVE A L'APPROVISIONNEMENT DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE D'ELECTRICITE POUR L'ANNEE 2026 ET AU BON FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE GROS

## Réponse de l'UFE

Le premier volet de la consultation porte uniquement sur la stratégie d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité du TRVE pour l'année 2026. La stratégie d'approvisionnement qui sera retenue pour 2026 à l'issue de cette consultation publique sera appliquée aux TRVE proposés en métropole continentale et en ZNI, ainsi qu'au tarif de cession.

Le deuxième volet de la consultation porte sur les éléments nécessaires à l'amélioration du fonctionnement des marchés de gros à terme.

## 1. STRATEGIE D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET GARANTIES DE CAPACITE DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE D'ELECTRICITE POUR L'ANNEE 2026

### 1.2. Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**La CRE propose de lisser sur deux ans l'intégralité de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak du TRVE 2026. En pratique, 50% des volumes de produits calendaires Base et Peak seront approvisionnés sur chacune des deux années de lissage.**

**Question 1 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

### 1.3. Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

La CRE propose dans un premier temps de **n'approvisionner, pour le TRVE 2026, que les garanties de capacité du mécanisme actuel portant sur la période janvier-mars 2026**. La méthode retenue pour prendre en compte le mécanisme de capacité refondu sur la période novembre-décembre 2026 fera l'objet de réflexions ultérieures, une fois le nouveau mécanisme de capacité défini. Compte tenu de ces différents éléments, la CRE **propose de lisser sur deux ans, c'est-à-dire sur l'ensemble des enchères de 2024 et 2025, l'intégralité de l'approvisionnement en garanties de capacité pour couvrir l'obligation portant sur la période janvier-mars 2026 du TRVE 2026**.

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition ?

## 2. LES ELEMENTS NECESSAIRES A L'AMELIORATION DU FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE GROS

### 2.1 INTRODUCTION

Proposition CRE :

Il est possible de renforcer l'efficacité du marché de gros à terme de l'électricité français par :

- le **renforcement de la transparence sur ce marché**, en particulier sur la situation du parc nucléaire. C'est indispensable pour renforcer la confiance dans le marché de gros français de l'électricité et contribuer à la diminution des primes de risque élevées observées ;
- le **développement d'une bonne liquidité** sur des échéances à terme plus longues, allant jusqu'à 3 ans dans un premier temps puis 5 ans, voire au-delà. C'est un moyen essentiel pour développer les contrats de moyen et long terme sur le marché aval permettant une meilleure sécurisation des prix de détail, enjeu majeur de la réforme du marché de l'électricité ;
- le **développement de la concurrence à l'amont et à l'aval**. Compte tenu de l'importance accrue du marché de gros à terme après la fin de l'ARENH, il est essentiel d'assurer les meilleures conditions de transparence, de liquidité et de concurrence. A cet effet, la CRE propose des mesures structurantes.

**Question 3 :**

Partagez-vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ?

Si oui, partagez-vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ?

L'UFE rappelle d'abord que l'une des raisons de l'échec des marchés à susciter l'investissement est l'absence de liquidité des marchés de gros à un terme suffisant pour offrir de la sécurité aux plans d'affaires. L'UFE souligne par ailleurs que le développement du marché à horizon moyen terme est lié à l'intérêt des acteurs à développer leurs couvertures à moyen terme. L'UFE rappelle enfin que le fait de proposer un cadre de couverture à long terme aux consommateurs est lié à la mise en œuvre en France de la possibilité donnée par la Directive européenne 2019 dans son article 12 de mettre en place des IRA pour les contrats à prix fixes et à durée déterminée, lorsque le client résilie son contrat de plein gré.

Des produits moyen-long terme contribueraient à la liquidité des marchés et faciliteraient la conclusion de contrats de long terme en leur fournissant des sous-jacents. L'amélioration de la liquidité des marchés à terme actuels contribuerait par ailleurs à améliorer la couverture des consommateurs qui le souhaitent contre les fluctuations de prix. L'UFE souligne ainsi l'intérêt d'**augmenter les possibilités de couverture à moyen-terme, utiles pour les producteurs comme pour les consommateurs finals.**

**L'UFE appelle ainsi à améliorer le fonctionnement des marchés à terme actuels** en chargeant, conformément à la proposition du Parlement européen et du conseil européen, les GRT d'émettre des droits d'interconnexion de long terme (au-delà de l'horizon d'un an actuellement en vigueur) et en faisant évoluer les règles sur les appels de marge pour éviter que les acteurs de marché ne se retrouvent en situation de défaut de paiement.

L'UFE souhaite par ailleurs rappeler les éléments suivants :

- La modération du prix dépend du **coût du mix énergétique.**
- Les **primes de risque** existeront sur des contrats de long terme, les fournisseurs portant un risque commercial sur ces produits (taux d'attrition, déformation de la courbe de consommation, etc.). Néanmoins, le fait que la visibilité des fournisseurs sur leur portefeuille diminue sur des horizons plus lointains peut se trouver plus que compensé par les projections sur l'état de tension des marchés (backwardation)

**La liquidité ne doit pas s'appréhender uniquement sur les produits CAL, mais également sur des produits plus fins** qui permettent de réduire le coût de la modulation (Quarter et Month peakload, etc.).

## 2.2 Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 4 :** Estimez-vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

**Question 5 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

L'UFE souligne l'importance que tous les acteurs soient traités de manière équitable pour permettre l'existence d'un marché équilibré.

## 2.3 Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 6 :**

Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les contrats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ?

Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ?

Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

Préalablement à la création d'un dispositif de tenue de marché pour les contrats à terme d'électricité, **l'UFE invite la CRE à réaliser une étude d'impact détaillée d'une part sur la situation de liquidité des marchés à terme et les causes de celle-ci, d'autre part sur les retours d'expérience des dispositifs similaires mis en œuvre dans d'autres pays afin d'en tirer tous les enseignements.**

Si un tel dispositif était envisagé en France, ses modalités devraient assurer de **procurer une liquidité réelle, éviter toute distorsion de concurrence, rémunérer l'activité du ou des teneur(s) de marché en garantissant que cette rémunération ne génère pas une inflation artificielle du prix des produits et laisser au(x) teneur(s) de marché la flexibilité nécessaire** pour pouvoir s'adapter à l'évolution des conditions de marché.

En tout état de cause, l'UFE considère qu'un tel dispositif ne peut être considéré qu'après **une consultation publique dédiée et approfondie des acteurs de marché**, en particulier sur l'analyse coûts/bénéfices du dispositif et sur ses modalités de mise en œuvre. A minima, les modalités suivantes nécessiteraient d'y être discutées :

- **Echéances et diversité des produits**

- Taille des spreads
- Créneaux d'activité du/des teneur(s) de marché
- Calendrier des enchères
- Contenu des publications journalières

## 2.4 Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 7 :** Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-elle adéquate ?

**Question 8 :** Estimez-vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

L'UFE souligne l'intérêt de maximiser les opportunités de couverture pour les acteurs de marché, afin d'apporter de la visibilité à moyen terme aussi bien aux producteurs qu'aux consommateurs.

La participation d'autres acteurs de marché, notamment étrangers, permettrait une plus grande animation de ces marchés. Cette participation étant pour une part conditionnée au fait de pouvoir sécuriser la valeur de la capacité d'interconnexion avec la France, **l'UFE soutient l'allongement de la maturité des droits de transmission long-terme (Long Term Transmission Rights) proposé par le Parlement européen et le Conseil européen** dans le cadre de la réforme de l'organisation du marché de l'électricité.

**L'échéance de 3 ans proposée par la CRE constituerait une première étape utile** pour favoriser la flexibilité et la visibilité nécessaires aux nouveaux investissements et contribuer à améliorer la couverture des consommateurs contre les fluctuations de prix. L'UFE considère toutefois qu'il serait **souhaitable d'aller plus loin et de faire correspondre les maturités des LTTR aux maturités les plus longues échangées sur les marchés forward (Y+1 à Y+5) sur l'ensemble des frontières françaises.**

Dans le cas où une approche par étape était choisie, un tel allongement pourrait être appliqué prioritairement aux frontières avec des zones de prix disposant de marché forward développés comme l'Allemagne.



L'UFE souligne également que, outre l'allongement des maturités, d'autres mesures pourraient être mises en œuvre, notamment sur les modalités de cession pour améliorer le cadre de cession des LTTR : actuellement, les droits de long terme sont cédés progressivement par les GRT en appliquant des règles de répartition approuvées par les régulateurs entre l'échéance CAL et l'échéance MONTH (RTE ayant récemment expérimenté une cession en deux tranches pour l'année de livraison 2024 sur certaines frontières). **L'UFE considère que la répartition des volumes calculés entre les différentes enchères devrait être réétudiée en fonction de nouvelles maturités.** La mise en place d'un marché secondaire ainsi que le recalcul régulier des capacités d'interconnexion par les GRT permettraient d'assurer un accès régulier aux LTTR y compris si la totalité des droits cédés à une échéance précédente a trouvé preneur.

## 2.5 S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 9 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent-ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

L'UFE souligne l'importance que tous les acteurs soient traités de manière équitable pour permettre l'existence d'un marché équilibré.

## 2.6 Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 10 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

L'UFE souligne que **le développement de contrats de long terme assis sur des installations de production de type PPA (Power Purchase Agreement) devrait être facilité pour tous les actifs bas carbone** nécessaires pour atteindre les objectifs de l'UE en matière de souveraineté énergétique, de sécurité d'approvisionnement, de décarbonation et d'accessibilité financière, dans le cadre du droit de la concurrence.

Pour soutenir le développement des PPA, l'UFE préconise **d'étendre la mise en place des fonds de garanties publiques** pour couvrir les cas de défaillance d'une contrepartie au contrat. Un tel fonds existe en France pour des producteurs d'électricité renouvelable co-contractant des PPA avec des consommateurs industriels. Ce fonds est autofinancé par les primes versées par les producteurs couverts

et la récupération d'une partie de leurs excédents de revenus en cas de prix de marché élevés. L'UFE considère que **sa base d'éligibilité devrait être élargie** aux contreparties fournisseurs car ce risque n'est pas spécifique aux contreparties industrielles.

Ce risque de contrepartie concerne également les fournisseurs d'énergie qui jouent un rôle clé dans l'élaboration des PPAs pour les consommateurs individuels. **Un cadre permettant de développer des mécanismes d'atténuation du risque de contrepartie (garantie publique) ouverts aux fournisseurs est également nécessaire.**

L'UFE recommande par ailleurs de **faciliter la signature de PPA transfrontaliers** et de **promouvoir la combinaison de régimes de soutien public avec des PPA.**

## 2.7 Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 11 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

**Question 12 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

### Question 11 :

Si le règlement REMIT permet d'assurer la surveillance des marchés de gros, certaines règles sont cependant très difficiles à interpréter pour les acteurs de marché. Dans le cadre de la révision de REMIT, il serait donc nécessaire de clarifier certaines règles peu claires pour renforcer la confiance des acteurs dans le fonctionnement des marchés de gros.

L'UFE souligne par ailleurs la nécessité de :

- Consulter les parties prenantes en amont de l'élaboration de ces règles : il ne peut y avoir de surveillance efficace que si les règles sont claires et tiennent compte de la réalité industrielle propre au secteur de l'électricité, et si la mise en œuvre est faisable
- Engager de nouvelles actions d'information et de pédagogie auprès des acteurs du secteur tant sur le cadre réglementaire que sur l'activité de surveillance des marchés de gros de la CRE et de l'ACER car ce sujet reste très complexe.

- Rappeler aux médias leurs responsabilités et obligations au titre de REMIT eu égard aux comportements de certains de ces médias

**Question 12 :**

L'UFE fait le constat d'une multiplication des rapports et d'analyses sur le fonctionnement des marchés de gros européens dont les conclusions ne sont pas toujours alignées ce qui peut être déstabilisant pour la bonne compréhension du fonctionnement des marchés par les acteurs.

En tout état de cause, l'UFE souligne que la publication d'analyses ou d'indicateurs supplémentaires ne devrait pas conduire à divulguer des informations commercialement sensibles relatives aux contrats et transactions ainsi qu'aux stratégies commerciales des acteurs.

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

*Date de la contribution : 13/11/2023*

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

### Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

### Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

Très peu d'opérateurs interviennent sur le marché "de gros", en particulier sur les échéances lointaines. Leur moralité est indubitable. Néanmoins, dès lors qu'éviter le risque de manipulation des prix sur le marché à terme « de gros » repose sur la moralité des intervenants, un aléa existe. Toute réduction de cet aléa sera la bienvenue et permettra, en particulier, d'avoir une plus grande confiance dans la pertinence des prix issus de ce marché. Pour ce qui est des mesures à prendre, la concurrence est en théorie un outil pour aboutir aux meilleurs prix, ce n'est pas un but en soi et, sur un marché structurellement oligopolistique ce n'est pas nécessairement l'outil le plus puissant. Pour que la décarbonation de l'industrie puisse se faire et pour que la désindustrialisation se ralentisse voire s'inverse, l'industrie a besoin de prix de l'électricité qui reflètent les coûts – faibles en France par suite de la part du nucléaire et de l'hydraulique dans le mix total – elle n'a pas de souhaits en soi sur la possibilité pour les concurrents d'EDF de répliquer ses prix.

### Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

### Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

Pour les industriels, et sans doute pour l'ensemble des clients, des prix stables et compétitifs de l'électricité

résulteraient d'un alignement des prix sur les coûts.

Le marché, et en particulier le marché à terme est un instrument pour les échanges d'électricité entre producteurs. Il n'est pas la préoccupation essentielle des industriels. Il n'est pas évident que déployer des efforts sur ces marchés à terme soit prioritaire.

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

**Question 8 :** Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

Sur le principe, l'objectif du droit de la concurrence devrait être de permettre au consommateur de bénéficier des offres les moins chères possible. Vérifier qu'un acteur dominant n'abuse pas de son pouvoir pour pratiquer des prix excessifs – l'appréciation du « prix excessif » se faisant notamment en comparant le prix à la structure de coût de l'acteur dominant - est une prérogative naturelle des Autorités chargées de la concurrence, et contribue à cet objectif.

Il n'est par contre pas évident qu'imposer à EdF de « *se placer, du point de vue de l'accès au marché amont sur lequel il occupe une position dominante, dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales* » contribue à l'objectif consistant à faire bénéficier le client de prix compétitifs. Il serait utile de faire le bilan des dispositions qui ont imposé, pendant la décennie écoulée, à EDF de répliquer « *dans ses offres commerciales de fourniture les conditions d'approvisionnement d'un fournisseur alternatif* » afin de déterminer si ces dispositions ont conduit à des prix de l'électricité plus compétitifs ou, au contraire, renchéri le prix de l'électricité et contribué à son instabilité.

Ce bilan permettrait de s'assurer que l'objectif des règles de la concurrence – qui est d'éviter les prix excessifs – et les moyens utilisés au service de cet objectif sont alignés.

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

Les contrats comportant un investissement initial et un engagement d'achat ferme sur un bandeau ne sont accessibles qu'à un nombre très réduit d'industriels.

Si une variante de ces contrats proposait un partage de risque se limitant, par exemple, à la question des aléas de production, cette variante serait sans doute accessible à plus d'industriels.

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

## Approvisionnement du tarif réglementé de vente d'électricité pour l'année 2026 et au bon fonctionnement du marché de gros

Date de la contribution : 15/11/2023

### Introduction

**Question 1 :** Souhaitez-vous faire précéder votre contribution d'un propos d'introduction ? (facultatif)

*A titre liminaire, l'UPRIGAZ rappelle que si les prix de marché de l'électricité se sont envolés au cours de l'année 2022 et semblent se stabiliser en 2023, on ne peut écarter de nouvelles tensions sur l'offre en cas de plus faible disponibilité du parc nucléaire ou en cas de tensions géopolitiques avec des incidences sur l'approvisionnement gazier de l'Europe.*

*Dans un climat de fortes incertitudes, la politique tarifaire doit permettre aux fournisseurs alternatifs de proposer aux consommateurs des offres tarifaires répliquables par rapport aux TRVE.*

*Par ailleurs, les offres tarifaires de tous les fournisseurs doivent inciter les consommateurs à la plus grande sobriété énergétique.*

### Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

**Question 2 :** Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

La CRE propose de lisser sur une période de deux ans l'intégralité de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak du TRVE 2026. Cela reviendrait en pratique à ce que 50% des volumes de produits calendaires Base et Peaks soient approvisionnés sur chacune des deux années de lissage.

Un lissage sur deux ans comme le propose la CRE pourrait conduire à :

- **Une augmentation considérable des appels de marge** (et notamment les *Initial margin*) nécessaires pour les fournisseurs afin de prendre des positions sur les marchés ;
- Un impact financier amplifié par le niveau actuel des **taux d'intérêt** ;
- Un risque accru sur la **répliquabilité des indices**. En effet, la liquidité insuffisante de certains produits (tels que le peak+2) risque de réduire la possibilité de répliquabilité.

Dans ces conditions, l'UPRIGAZ suggère de limiter la période de lissage à une année, d'autant que l'incertitude sur le portefeuille à couvrir de chaque fournisseur augmente avec l'horizon de temps.

Il est difficile de se prononcer a priori sur la proportion de produits calendaires Base et Peaks dans la mesure où la pondération de chacun de ces produits (Peaks and base) varie pour chaque fournisseur.

### Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

**Question 3 :** Etes-vous favorable à cette proposition ? (voir note technique)

L'UPRIGAZ est favorable à la proposition de la CRE qui consiste à n'approvisionner, pour le TRVE 2026, que les garanties de capacité du mécanisme actuel portant sur la période janvier-mars 2026, et de lisser sur deux ans, c'est-à-dire sur l'ensemble des enchères de 2024 et 2025, l'intégralité de l'approvisionnement en garanties de capacité pour couvrir l'obligation portant sur la période janvier-mars 2026 du TRVE 2026.

### Fonctionnement du marché de gros

**Question 4 :** Partagez vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ? Si oui, partagez vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ? (voir note technique)

L'UPRIGAZ est par principe **favorable à toute mesure qui permet de renforcer le rôle du marché de gros et améliorer son fonctionnement**. Dans cet esprit, l'UPRIGAZ ne peut que souscrire aux propositions de la CRE sur le renforcement de la transparence du marché avec une meilleure connaissance de la situation des moyens de production, et tout particulièrement de la situation du parc nucléaire eu égard à son importance dans le mix électrique.

Le développement de la liquidité est également un objectif prioritaire. Selon nous, la poursuite de cet objectif doit s'inscrire dans une démarche européenne sachant que le marché de l'électricité, du fait des interconnexions, dépasse le cadre strictement national. L'UPRIGAZ encourage la CRE à jouer un rôle de promotion des interconnexions sous deux formes : augmentation des capacités d'interconnexion transfrontalières et commercialisation de produits pluriannuels aux interconnexions (3 ans et plus)

## Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

**Question 5 :** Estimez vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

L'UPRIGAZ est favorable à toute publication qui permet au marché de disposer d'une meilleure visibilité. L'UPRIGAZ rappelle toutefois que le règlement REMIT prévoit déjà cette obligation de transparence.

**Question 6 :** Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

L'UPRIGAZ souhaiterait que la CRE publie, dans le cadre de l'application de REMIT, des lignes directrices permettant aux acteurs de marché de disposer d'une interprétation sur des obligations prévues dans le règlement européen qui sont souvent un peu floue et peuvent faire l'objet d'interprétations différentes.

## Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les con-trats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ? Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ? Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

L'UPRIGAZ est par principe favorable à tout mécanisme qui contribue à offrir des produits de marché sur des durées moyen, et long terme pour autant que ces marchés offrent une liquidité suffisante.

L'UPRIGAZ reconnaît qu'en France, seul EDF, qui bénéficie d'une situation dominante dans la production d'électricité, pourrait contribuer à faciliter la mise en place de ces produits de moyen et long terme. Cela ne signifie pas que ces produits soient proposés en OTC, mais au contraire qu'ils soient commercialisés au travers de plateformes de marchés indépendantes garantissant la non-discrimination des parties prenantes. Il convient également que le financement de ce service soit soigneusement structuré, de manière à éviter toute distorsion de concurrence, notamment par rapport à d'autres acteurs qui, à leur tour, prennent des risques sur les marchés à terme (liés au crédit et aux appels de marge) et en répercutent les coûts.

Les PPA conclus avec des acteurs de marché pourraient contribuer à alimenter la liquidité des marchés de moyen et long terme.

## Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines



**Question 8 :** Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-il adéquate ?

Comme indiqué en réponse à la question 3, l'UPRIGAZ est favorable à la mise à la disposition de capacités d'interconnexion à des échéances supérieures à un an. Dans la mesure où l'on cherche à développer des PPA transfrontaliers, il serait logique, voire indispensable, que la durée des produits de capacité aux interconnexions puisse correspondre à la durée des PPA. Bien évidemment l'augmentation de la durée des produits aux interconnexions doit s'accompagner, d'une part, du développement d'un marché secondaire des capacités, et d'autre part, de la commercialisation d'une partie des capacités en produits de court terme. Ces mesures seraient bénéfiques aux acteurs de marché comme aux gestionnaires d'infrastructures.

**Question 9 :** Estimez vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

Oui, et le plus rapidement possible. Cf nos réponses aux questions 3, 6 et 7.

## S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

**Question 10 :** Partagez vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

L'UPRIGAZ partage l'analyse de la CRE.

Les textes législatifs et réglementaires en vigueur donnent déjà la CRE et l'Autorité de la Concurrence tous les pouvoirs d'investigation et de sanction nécessaires à l'exercice de leurs missions sans qu'il nous apparaisse nécessaire de prévoir des dispositions complémentaires.

## Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

**Question 11 :** Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

N'importe quel producteur, et pas exclusivement EDF, doit pouvoir conclure des PPA tant avec des clients finals qu'avec des fournisseurs d'électricité. Le développement des PPA repose pour une large part sur la liberté contractuelle des parties à définir leurs droits et obligations sans intervention de la puissance publique. En revanche, comme indiqué précédemment, les PPA se développeront de plus en plus sur une base transnationale. Il est nécessaire que les capacités de transport correspondant puissent être réservées sur une durée identique à celle du PPA à l'image des contrats *ship-or-pay* qui accompagnaient la conclusion de contrats *take-or-pay* dans le gaz.

## Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

**Question 12 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?

La révision du règlement REMIT répond à cette question.

**Question 13 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier

# UPRIGAZ

afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?

L'UPRIGAZ souligne que le règlement REMIT assure une transparence des marchés de plus en plus poussée, et insiste pour que des règles nationales ne viennent pas se superposer aux règles européennes.