COMITÉ DE LIAISON DES ENTREPRISES CONSOMMATRICES D'ENERGIE (CLEEE[1])
10 Rue du Colisée – 75 008 PARIS
www.cleee.fr
Association régie par la loi du 1er juillet 1901 et le décret du 16 août 1901

Réponse à la consultation de la DGEC sur les règles définitives et le rapport d'accompagnement concernant le prochain mécanisme de capacité

Le 12/01/2026

Préambule

Le CLEEE remercie RTE pour le travail de conception important pour préparer le prochain mécanisme de capacité et le processus de concertation mis en place dans lequel s'inscrit cette consultation sur les règles définitives.

Nous souhaitons profiter de cette réponse sur les règles définitives et le rapport d'accompagnement préparé par RTE pour revenir sur certains points de difficultés :

- en lien avec les effacements,
- sur les risques de surcoût du mécanisme,
- sur la temporalité du mécanisme (ancien et nouveau mécanisme, régime transitoire, régime cible).

Le calendrier des semaines à venir est contraint par l'enchère qui doit être organisée, toutefois il nous paraît important de pouvoir **ajuster certains paramètres du calendrier** afin de permettre aux acteurs de s'organiser et de **ne pas compromettre la mise à disposition des capacités des différentes filières, notamment d'effacements,** pour le premier hiver du nouveau mécanisme de capacité (voir propositions ci-après).

Par ailleurs, il nous paraît important :

- de pouvoir continuer à travailler, suite à la publication des règles, sur le régime transitoire et de manière générale sur la temporalité du mécanisme, afin de pouvoir organiser des enchères qui donneraient aux acteurs de la **visibilité sur le prix de la capacité jusqu'à 2030,**
- de prévoir un **retour d'expérience** du nouveau mécanisme dans les premières années de mise en œuvre afin de procéder aux ajustements nécessaires, notamment pour les risques que nous évoquons ci-dessous.

1. Prise en compte des flexibilités décarbonées, dont les effacements, dans le dispositif

1.1. Engagements en PL-4

La dernière version des règles du mécanisme de capacité précise que les flexibilités décarbonées seront attribuées dans un premier temps lors des enchères en PL-4, et seulement si les objectifs nationaux oFlex ne sont pas atteints, alors des volumes seront réservées en PL-1. Cette modification constitue une **difficulté très importante pour les effacements**, dont l'engagement 4 ans en avance est rendu très difficile du fait des incertitudes sur les niveaux de consommation et les niveaux de

flexibilités disponibles. Parmi les flexibilités décarbonées, la filière effacement pourrait donc être lésée du fait d'une temporalité inadaptée entre l'organisation de l'enchère et l'évaluation du gisement disponible, d'autant plus qu'il n'existe aucune garantie qu'un volume soit réservé en PL-1.

Dans ces conditions, et si ces modalités de prise en compte des flexibilités décarbonées devaient être confirmées, alors il nous semblerait **nécessaire de réfléchir à la possibilité de dissocier l'objectif de sécurité d'approvisionnement de l'objectif de soutien aux flexibilités décarbonées**, afin de prendre en compte les gisements disponibles de manière équitable et à moindre coût, tout en évitant les contraintes de temporalité du mécanisme de capacité.

1.2. Calendrier de certification pour l'enchère PL 26/27

Le calendrier en vue de l'enchère PL 26/27 prévoit une période de certification qui s'achèverait à fin février afin d'organiser une enchère fin juin / début juillet.

Il s'agit d'une difficulté majeure pour la filière effacement puis que les opérateurs ne devraient certifier une EDC que pour les sites qui auraient pris des engagements avec eux. Ceci ne sera en pratique pas réalisable compte-tenu :

- des incertitudes restantes sur les règles définitives du mécanisme de capacité : produire une offre et se conformer au planning proposé relèvent actuellement d'un casse-tête pour les opérateurs d'effacement
- du processus d'appels d'offres dans lesquels les consommateurs interrogent et mettent en concurrence les opérateurs d'effacement.

Il nous paraît essentiel de disposer d'un délai d'au moins 10 semaines entre la publication définitive des règles et le début de la période de certification.

1.3. Clarification sur la cumulation entre l'interruptibilité et l'effacement

Il avait été précisé lors du GT du 18/12/2025 que le soutien aux flexibilités décarbonées pouvait désormais se cumuler au dispositif d'interruptibilité, ce dernier n'étant plus considéré comme une aide d'Etat. Toutefois il est précisé en page 44 du rapport d'accompagnement des règles :

« L'ensemble des effacements explicites sont éligibles au volume réservé, à l'exception des sites répondant aux caractéristiques suivantes :
• Le site participe simultanément à un contrat AOE/AOFD
• Le site participe au dispositif Interruptibilité
• […] »

Nous aurions souhaité une clarification sur la possibilité ou non pour un site participant au dispositif Interruptibilité de pouvoir également participer au mécanisme de capacité et de pouvoir également bénéficier des volumes réservés au titre des flexibilités décarbonées.

2. Risques de surcoût du mécanisme pour le consommateur final

2.1. Le risque de hausse des coûts dans les paramètres de prix

Le nouveau mécanisme centralisé introduit des mécanismes de prix qui pourraient renchérir la facture globale :

- le Prix Plafond Global (PPG) : pour attirer de nouveaux investissements, ce plafond vise à couvrir le "missing money" de long terme (coûts de construction compris). Le niveau de ce prix plafond pourrait être particulièrement important, notamment s'il doit être assez incitatif pour déclencher des projets complexes. L'atteinte du PPG serait justifié en situation de tension importante, mais **serait une double peine en cas de situation surcapacitaire** (voir 1.2),
- la règle du "Prix d'Équilibre" (pay-as-clear) : toutes les installations retenues lors d'une enchère (sauf celles plafonnées) sont payées au prix de la capacité la plus chère nécessaire pour équilibrer le réseau. Si une nouvelle centrale très coûteuse est indispensable, elle fixe

un prix élevé pour l'ensemble du parc de production, ce qui est de nature à **renchérir le coût par rapport à une méthode « pay-as-bid » avec contrôle de cohérence sur les offres remises par filière**.

Nous saluons de nouveau l'introduction du Prix Plafond Intermédiaire (PPI) comme garde-fou et qui limite la rémunération des installations existantes déjà amorties pour éviter qu'elles ne touchent des "rentes" excessives. **Nous regrettons cependant que ce PPI n'ait pas été défini par filière.**

2.2. Le risque de surcapacité

Le mécanisme repose sur des paris faits plusieurs années à l'avance, ce qui **expose à des erreurs de dimensionnement** sur plusieurs aspects :

- **l'anticipation à 4 ans (Enchère PL-4)** : la quasi-totalité des besoins est achetée quatre ans avant la livraison réelle. Si la consommation d'électricité s'avère finalement plus faible que prévu (non atteinte des objectifs de décarbonation ou efficacité énergétique accrue), la collectivité aura payé pour des capacités inutiles,
- **volume Cmax** : la courbe de demande définit un volume Cmax, qui correspond à un volume de capacités volontairement "sur-couvert" si les conditions économiques sont jugées favorables. Comment sont jugées ces conditions économiques ? **Même à un coût de souscription faible, ces capacités, avec une utilité très incertaine, génèreraient un surcoût**,
- risque de "Lock-in" (Verrouillage) : le mécanisme permet de signer des contrats de 15 ans avec de nouvelles centrales. Il existe un risque de rester engagé à payer une installation pendant une décennie alors que le système n'en aurait plus besoin. **Il sera donc important de bien définir les "Plafonds de Contractualisation Pluriannuelle" prévus**.

2.3. Répercussion des coûts

Nous l'avions exprimé à plusieurs reprises, mais la liberté de tarification des fournisseurs est un **risque important et non justifié** : RTE calcule une taxe (la quote-part) pour chaque fournisseur, mais ces derniers sont libres de la répercuter comme ils le souhaitent sur leurs clients. Un consommateur pourrait ainsi voir sa facture augmenter **sans que cela reflète exactement sa propre contribution pendant les pointes**.

Il nous paraît essentiel que **la CRE puisse surveiller** de près les méthodologies utilisées par les fournisseurs pour répercuter les coûts et leurs bonnes applications.

3. La temporalité du mécanisme (ancien et nouveau mécanisme, régime transitoire, régime cible)

3.1. Visibilité limitée sur les jours de tension (Jours PP)

Le CLEEE fait partie des acteurs ayant demandé une anticipation maximale sur le tirage des jours de pointe (PP). La version définitive des règles donne possibilité de réaliser un tirage en J-2 avant midi lorsque cela sera possible. C'est positif, toutefois le signal pourrait être donné la plupart du temps en J-1 à 9h30. **Ce délai court est problématique pour permettre de capter un gisement plus important d'effacement** lorsque les processus nécessitent un temps de préparation plus long pour s'arrêter sans dommage.

3.2. Décalage important des flux financiers

La temporalité des règlements financiers prévoit une régularisation lointaine pour les fournisseurs : les contributeurs paient des acomptes basés sur des estimations. **La notification de la quote-part définitive et sa régularisation n'interviennent qu'en fin d'année N+1, soit longtemps après que le fournisseur a facturé ses propres clients**.

3.3. Transition entre ancien et nouveau mécanisme

Le principal problème identifié concerne l'absence d'historique de données pour le nouveau système :

- pour calculer les acomptes (la quote-part estimée) des fournisseurs pour l'hiver 2026-2027, RTE va devoir utiliser les données de l'année 2024,
- les portefeuilles de clients pourraient avoir beaucoup évolué en deux ans, il y a un risque que les montants demandés aux fournisseurs au début ne correspondent pas du tout à leur consommation réelle, entraînant de **régularisations financières potentiellement importantes a posteriori.**

3.4. Régime de transition du nouveau mécanisme

Alors que la cible du mécanisme repose sur deux enchères (PL-4 et PL-1), le régime transitoire est plus rigide et ne reposera que sur une seule enchère par an de 2026 à 2029, tenue seulement quelques mois avant la livraison. Cela se traduit par une absence de visibilité sur le coût de la capacité pour les premières années, ce qui est un inconvénient majeur.

Pour rappel, le souhait du CLEEE serait de :

- pouvoir effectivement organiser une enchère en PL-4 dès que possible pour donner aux consommateurs de la visibilité sur le coût à supporter au titre du mécanisme,
- pouvoir définir PL-4 comme étant PL 29-30 et non PL 30-31, par cohérence avec l'enchère PL-1 qui aura eu lieu à l'été 2026 pour PL 26-27,
- pouvoir organiser, les deux premières années, des enchères spécifiques en PL-3 et PL-2 pour pouvoir donner une continuité du coût du mécanisme pour les consommateurs sur les 4 années à venir.

Technologies de Surface, Union des Transformateurs de Polymères, Basaltes, Fysol, Gerflor, Hacer, Neolithe, Piveteau Bois, Serge Ferrari, Wienerberger), la ***métallurgie*** *(fédération Forge-Fonderie, Aubert & Duval, Winoa), les* ***semi-conducteurs*** *(STMicroelectronics),* ***l'informatique*** *(Data4, Ricoh,…), la* ***chimie*** *(Armor Group),* ***l'électricité*** *(Legrand),* ***l'énergie*** *(Coriance, Electra, H2V Industry, Trapil), les* ***télécommunications*** *(Bouygues Telecom, Iliad, Orange, TDF),* ***l'automobile*** *(Michelin, Valeo, MAN ES, CLAAS), les* ***transports*** *(Keolis),* ***l'hôtellerie*** *et le* ***logement*** *(Accor, Action Logement, Clariane, Elis),* ***l'immobilier*** *(Bouygues Construction, Colas, Icade, Klepierre), le* ***commerce*** *(PERIFEM, Auchan, Carrefour, Casino, Décathlon, H&M, Leclerc, Les Mousquetaires, LIDL, Système U), les services* ***bancaires*** *(BPCE), la* ***communication****, l'événementiel (SEMEC), le monde associatif et les centrales d'achat (Ener-A, le Cèdre)*