9 novembre 2021

Note pour le calcul conduisant à la fixation du prix administré pour les années de livraison 2023 et 2024 du mécanisme de capacité

Synthèse

Les règles du mécanisme de capacité précisent les modalités de calcul d'une valeur plafond du prix administré, qui constitue un plafond pour le prix de règlement des écarts sur le mécanisme. La définition du prix administré pour les années de livraison 2023 et 2024 doit avoir lieu avant l'ouverture des échanges des garanties de capacités afférentes.

Conformément à l'article R. 335-57 du code de l'énergie et aux règles du mécanisme de capacité, la méthodologie de définition du prix administré consiste à calculer le revenu capacitaire annuel minimal qui permet d'assurer la viabilité économique du développement ou du maintien en service des capacités nécessaires au respect en espérance, sur l'horizon moyen-terme étudié par le Bilan prévisionnel, du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics, parmi les technologies autorisées par le cadre règlementaire. Ce revenu capacitaire annuel minimal est estimé à partir des coûts des technologies, de leurs gisements accessibles et des revenus qui peuvent être tirés sur les différents marchés ainsi que d'une estimation des besoins en capacité, publiée dans le Bilan prévisionnel.

En pratique, RTE propose de confronter le besoin de nouvelles capacités identifié par le Bilan prévisionnel 2021 pour les deux années de livraison 2023 et 2024 aux gisements disponibles de nouvelles capacités pour les technologies susceptibles d'émerger sur le système électrique et leurs revenus attendus/nécessaires pour que ces gisements émergent effectivement. Compte-tenu des orientations fixées par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028 visant à ne plus autoriser de nouveau projet de centrale de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile et du plafond de capacité nucléaire installée, ces technologies

incluent les énergies renouvelables, les effacements industriels et résidentiels ainsi que les batteries électrochimiques.

Sur la base des niveaux des valeurs estimées dans les différentes configurations, RTE propose de saisir la Commission de régulation de l'énergie d'une valeur du prix administré de 60 k€/MW pour les années de livraison 2023 et 2024.

Conformément à l'article R. 335-57 du code de l'énergie et aux règles du mécanisme de capacité, la présente note vise ainsi à détailler la méthodologie et les hypothèses retenues par RTE ainsi que la proposition de valeur plafond que RTE propose de soumettre à la Commission de régulation de l'énergie.

I - Cadre réglementaire

Le prix administré, défini à l'article R. 335-57 du code de l'énergie et dont l'application est précisée dans les règles du mécanisme de capacité, « *est utilisé pour le calcul du règlement financier relatif au rééquilibrage en Capacité des Acteurs Obligés et pour le calcul du règlement financier des Responsables de Périmètre de Certification* ». Dans la mesure où il constitue un plafond pour le prix de règlement des écarts sur le mécanisme de capacité, le prix administré joue donc le rôle de **plafond implicite du prix de la capacité.**

L'article 8.2.2 des règles du mécanisme de capacité prévoit que « *Pour chacune des Années de Livraison [postérieures à l'année de livraison 2020], RTE propose à la CRE, après consultation des acteurs et avant la date de début de la période d'échange, une actualisation du plafond pour la valeur du Prix Administré. Cette valeur correspond au revenu capacitaire annuel minimal qui permet d'assurer la viabilité économique du développement ou du maintien en service des capacités nécessaires au respect en espérance, sur l'horizon moyen-terme étudié par le Bilan prévisionnel, du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics (article D. 141-12-6 du code de l'énergie), parmi les technologies autorisées par le cadre règlementaire. Ce revenu capacitaire annuel minimal est estimé à partir des coûts des technologies, de leurs gisements accessibles et des revenus qui peuvent être tirés sur les différents marchés ainsi que d'une estimation des besoins en capacité, publiée dans le Bilan prévisionnel* ».

La présente note vise à préciser la méthodologie que RTE propose d'appliquer pour calculer cette valeur plafond, les hypothèses retenues ainsi que la valeur qui en résulte.

II - Méthodologie de calcul du prix administré

Le niveau du prix administré doit permettre le développement de nouvelles capacités ou le maintien de capacités existantes pour assurer le respect, en espérance, du critère de sécurité d'approvisionnement[1] défini par les pouvoirs publics sur l'horizon de moyen terme. RTE propose de prendre comme référence la période 2021-2030, qui correspond à la période couverte par le Bilan prévisionnel 2021.

Le prix maximal de la capacité doit donc pouvoir assurer aux exploitants des capacités les plus compétitives les revenus capacitaires annuels manquants – une fois perçus leurs revenus tirés des marchés de l'énergie – pour leur permettre d'assurer la rentabilité de leurs investissements nécessaire à l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement.

[1] En application de l'article D.141-12-6 du code de l'énergie, le critère de sécurité d'approvisionnement actuellement en vigueur est de 3 heures de défaillance en espérance annuelle.

L'appréciation de ces revenus capacitaires annuels attendus par les producteurs consiste en pratique à calculer le coût net d'« entrée » d'une nouvelle capacité dans le système électrique (*net Cost of New Entry*, ou CoNE net), c'est-à-dire la valeur minimale de la rémunération capacitaire qui permette de compléter les autres revenus tirés sur les marchés de l'électricité pour couvrir le coût actualisé d'un projet de production ou d'effacement sur l'ensemble de sa durée de vie[2].

Du fait de cette déduction des revenus perçus sur les marchés de l'électricité, le CoNE net se distingue donc du CoNE « brut » tel que défini par la décision n°23/2020 de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) définissant la méthodologie de calcul de la valeur de l'énergie non distribuée, du coût de l'entrée d'une nouvelle capacité et du critère de sécurité d'approvisionnement.

Cette méthodologie préconise de déterminer la valeur du CoNE net à partir (i) du coût d'investissement initial, (ii) du coût du capital pour financer l'investissement (construction), (iii) des coûts fixes annuels de fonctionnement (coût matériel de maintenance, charges de personnel, taxes, etc.), diminués des revenus tirés sur les marchés de l'électricité (marché de l'énergie, mécanisme d'ajustement et services système notamment).

Les règles du mécanisme de capacité prévoient que la valeur du CoNE net considérée pour fixer le prix administré correspond à celle de la technologie marginale la plus compétitive qui permettra de couvrir le besoin de capacité sur l'horizon considéré (cf. figure 1).

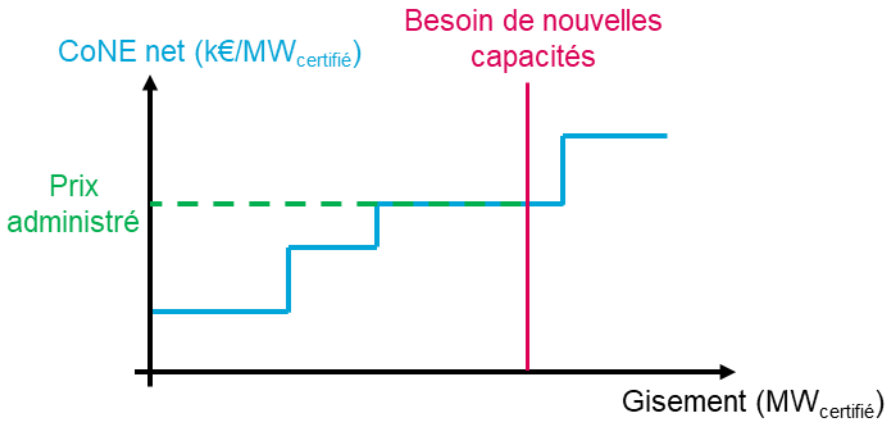


Figure 1 : Méthodologie de calcul du prix administré

[2] Pour des technologies de durée de vie longue, du fait d'incertitudes importantes sur la demande et l'évolution du système électrique en général sur un horizon de long terme, les revenus annuels attendus pour la mise en service d'un nouveau moyen de production ou d'effacement doivent compenser les coûts engagés sur une durée plus courte que leur durée de vie réelle. Les technologies qui interviennent majoritairement dans le calcul du coût de l'entrée d'une nouvelle capacité pour les années 2023 et 2024 sont principalement les effacements industriels (pour lesquels les coûts d'investissements sont limités aux coûts d'exploitation et de maintenance) ainsi que les effacements résidentiels (dont la durée de vie des équipements ne dépasse pas dix années). La valeur du CoNE net est ici calculée en considérant la rentabilité du moyen de production ou d'effacement sur toute sa durée de vie.

III – Sélection des technologies disponibles et définition du besoin de capacité

Les hypothèses de coûts et de gisements des technologies retenues ainsi que le besoin de capacité sur l'horizon de moyen terme 2020-2025 pour le calcul du prix plafond sont détaillées dans la présente partie.

Technologies retenues pour le calcul du prix administré

Conformément à la méthodologie définie par l'ACER dans sa décision n°23/2020 précitée, le calcul du CoNE implique l'identification des technologies candidates à l'entrée dans le système électrique, ces dernières devant, pour être éligibles :

- être une technologie standard, pour laquelle des informations fiables et génériques existent sur les coûts, et pour laquelle aucune contrainte technique importante n'a été identifiée ;
- constituer une technologie existante, en cours de développement ou en projet et sans restriction réglementaire associée.

Compte-tenu de l'interdiction de mise en service de nouveaux moyens de production exclusive d'électricité ayant une source d'énergie fossile prévue par la PPE pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028, et du plafond de capacité nucléaire installée à la capacité actuelle de 63,2 GW instauré par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les technologies thermiques fossiles et nucléaire ne sont pas considérées comme des technologies éligibles pour le calcul du CoNE sur l'horizon considéré. La PPE envisage par ailleurs un développement de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) pour un potentiel de 1,5 GW mais l'horizon envisagé de mise en service de ces installations (entre 2030 et 2035) excède largement celui considéré pour la définition du prix administré des prochaines années de livraison du mécanisme de capacité.

En France, les technologies éligibles sont par conséquent essentiellement les autres technologies de stockage (batteries électrochimiques), les énergies renouvelables (solaire photovoltaïque au sol, éolien terrestre, éolien en mer, biomasse) et les effacements (industriels et résidentiels).

- **Technologies renouvelables**

L'analyse menée par RTE sur la base des résultats des derniers appels d'offres pour chaque technologie et des coûts productions dans les « *Futurs Energétiques 2050* »[3] montrent que les niveaux de rémunération capacitaire des technologies renouvelables (éolien en mer, éolien terrestre et

[3] Bilan prévisionnel 2050, Chapitre 11 - Analyse économique

photovoltaïque au sol) devraient être élevés pour que ces technologies puissent se développer sans dispositifs de soutien.

Compte tenu de l'incertitude sur les revenus énergie sur le marché Spot, des hypothèses de prix haut et bas sont considérés : 39,5 €/MWh (prix moyen sur l'année 2019) et 32,2 €/MWh (prix moyen sur l'année 2020).

Les niveaux de rémunération capacitaire qui seraient nécessaires pour ces technologies renouvelables apparaissent supérieurs aux CoNE et CoNE net des autres moyens éligibles, notamment des batteries et des effacements.

Par ailleurs, les autres technologies renouvelables disponibles n'apparaissent pas non plus compétitives. Le CoNE des centrales hydrauliques au fil de l'eau, estimé à partir des données disponibles dans le rapport *Energy Technology Reference Indicator* du Joint Research Center de la Commission européenne (2014), est supérieur à 1000 k€/MW/an.

- **Effacement industriel**

Les hypothèses de coût et de gisement retenus sont issues du rapport « *L'effacement de la consommation électrique en France* » publié par l'ADEME en 2017 et de la projection à 2030 étudiée dans les « *Futurs Energétiques 2050* »[4]. Le scénario retenu correspond à la vision médiane des coûts et des gisements disponibles.

- **Effacement diffus**

Les hypothèses de coûts et de gisement retenus sont issues des analyses menées dans le cadre du rapport « *Futurs énergétiques 2050*», publié par RTE en octobre 2021, en particulier les hypothèses communiquées dans le cadre de la concertation[4]. Ces analyses sont fondées sur une évaluation du gisement de capacité effaçable pour les usages de chauffage électrique et d'eau chaude sanitaire en tenant compte de contraintes techniques d'installation[5] et d'acceptabilité. Les coûts correspondent à l'équipement des foyers en boitiers de pilotage dynamique de la demande. Les hypothèses retenues sont celles du scénario médian et ont fait l'objet d'une concertation.

[4]: Document de travail « Cadrage des hypothèses sur les gisements de flexibilité de la demande » - GT n°7 « Flexibilité » de la CPSR

[5] Par exemple, les situations où la configuration de l'installation électrique ne permet pas d'installer aisément un dispositif.

Pour les effacements industriels et diffus, les effacements déjà présents et certifiés sur le mécanisme de capacité sont soustraits aux gisements identifiés dans les rapports REI et de l'ADEME[6]. Hors effacements gris, ils représentent de l'ordre de 2800 MW.

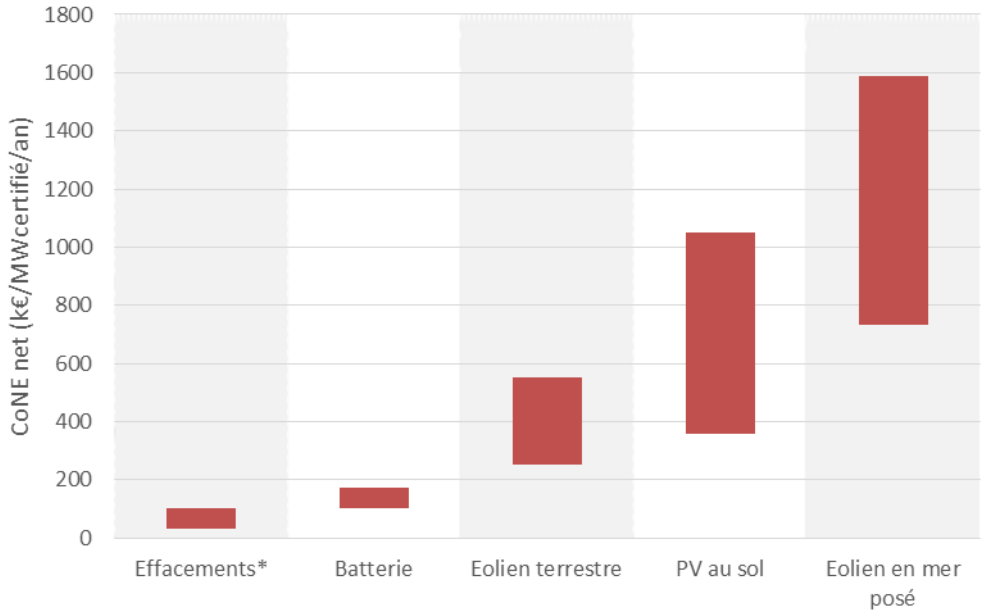
Le gisement de revenu sur les réserves rapides et complémentaires étant limité et déjà capté par les effacements existants (600 MW environ) ou d'autres technologies plus compétitives (stockage par STEP ou batterie), cette rémunération n'est pas considérée pour les effacements susceptibles d'émerger.

- **Batteries électrochimiques**

L'hypothèse de coût considérée est issue du rapport précité « *Futurs Energétiques 2050* » publié par RTE en 2021. L'hypothèse médiane a été retenue. Elle intègre les coûts de développement (batterie, onduleur, foncier, ingénierie, raccordement). Le dimensionnement en capacité considéré (une heure de stock) vise à optimiser les revenus de la batterie sur le mécanisme de capacité. En théorie, les revenus issus des services système ou de la participation des batteries au mécanisme d'ajustement devraient être pris en compte en réduction du coût d'investissement. En pratique, le gisement de valeur associé à ces marchés de court terme étant limité (500 MW pour la réserve primaire, 1500 MW pour la réserve tertiaire), il est considéré comme suffisamment faible pour ne pas être intégré à la rémunération des batteries susceptibles d'émerger.

Sur la base des hypothèses considérées, les technologies plus compétitives parmi celles considérées éligibles pour une contribution capacitaire sont le stockage stationnaire par batteries électrochimiques (technologie à gisement théoriquement illimité dont le CoNE est le plus faible) ainsi que les effacements industriels et résidentiels (dont le CoNE net est inférieur à celui des batteries mais dont les gisements sont limités).

[6] Les gisements identifiés par l'ADEME sont convertis en puissance certifiée dans les analyses suivantes.



*Pour les effacements, les bornes hautes et basses sont fonction de la profondeur de gisement, tandis que pour les autres technologies considérées, il s'agit de différentes hypothèses de coût moyen pondéré du capital et de revenus énergie.

Figure 2 : Comparaison du coût d'un « nouvel entrant » net (CoNE-net) pour différentes technologies éligibles

Besoin de nouvelles capacités

Le besoin de nouvelles capacités pour une année donnée correspond à la capacité de production ou d'effacement manquante sur le système électrique pour atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement après les mises en service de nouveaux moyens ou les fermetures de moyens existants pour lesquelles les décisions ont été prises et ne seront pas remises en cause en fonction du niveau de prix sur le mécanisme de capacité. Il s'agit, en particulier, de l'évolution du parc nucléaire, des énergies renouvelables bénéficiant de soutien public, du déclassement des centrales à charbon.

Le besoin de nouvelles capacités est ainsi estimé à partir des marges du système électrique évaluées par le Bilan prévisionnel 2021. Il est obtenu en retirant à ces marges les nouvelles capacités d'effacements dont le développement est prévu après l'année 2021.

Le diagnostic de sécurité d'approvisionnement posé par le Bilan prévisionnel et reproduit dans le graphique ci-dessous révèle donc que le système électrique traversera deux périodes distinctes : une première jusqu'en 2024 où le système connaîtra des marges négatives, et une seconde à compter de 2025 sur laquelle le système retrouvera des marges positives.

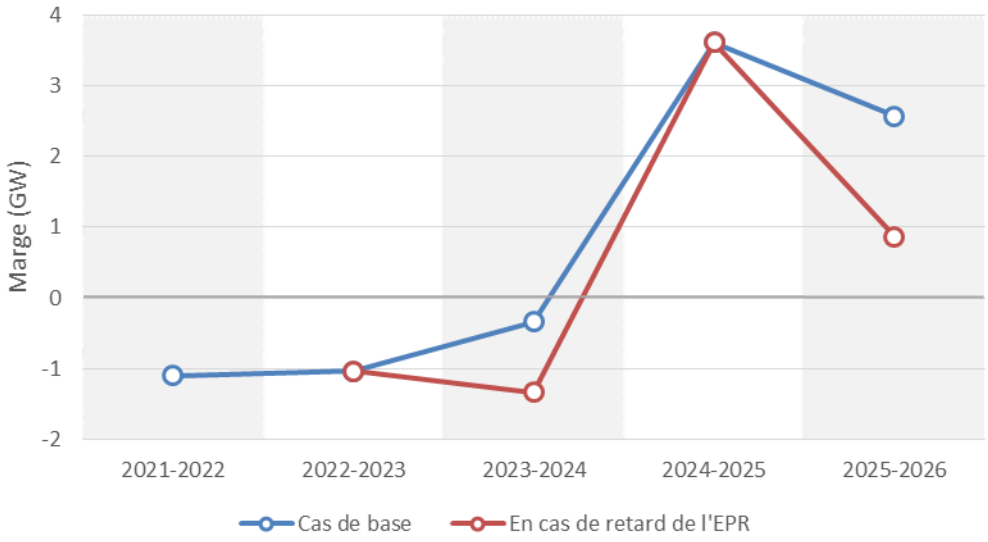


Figure 3 : Evolution des marges (en MW) en l'absence de développement de nouvelles capacités d'effacement et de batteries dans le cas de base et en cas de retard de l'EPR

IV – Calcul du prix plafond

En application des règles du mécanisme de capacité, le prix administré pour les années de livraison 2023 et 2024 doit permettre en espérance le respect du critère de sécurité d'approvisionnement sur l'horizon du Bilan prévisionnel 2021. Comme indiqué précédemment, sur cette période, le système électrique français devrait progressivement résorber ses déficits actuels de capacité. A compter de l'année de livraison 2025, le respect du critère de sécurité dépendra en principe du maintien en fonctionnement des moyens de production existants et n'implique pas l'ajout de capacités supplémentaires pour le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

La figure suivante détaille le CoNE minimal permettant le respect du critère d'ici à cette échéance, pour chacune des années pour les années de livraison 2023 et 2024, sur la base :

- d'une part, du gisement de capacités disponibles ainsi que de leurs coûts précisées précédemment ;
- d'autre part, du besoin de nouvelles capacités permettant le respect strict (ni plus, ni moins) du critère de sécurité d'approvisionnement.

Il apparaît que l'essentiel du besoin de capacités qui apparaît les deux années de livraison considérées conduit à la sollicitation du gisement des effacements dont le CoNE est inférieur ou égal à ~60 k€/MW, en fonction de l'hypothèse faite sur la date de mise en service de l'EPR[7].

[7] Dans la variante « avec retard de la mise en service de l'EPR », il est considéré que la mise en service de l'EPR intervient après 2025.

Compte tenu des marges sur le système électrique apparaissant à date à partir de l'hiver 2024-2025, le risque pour l'équilibre offre-demande de l'année 2024 se situe sur l'hiver 2023-2024 ce qui justifie de définir le prix administré à partir de cet hiver.

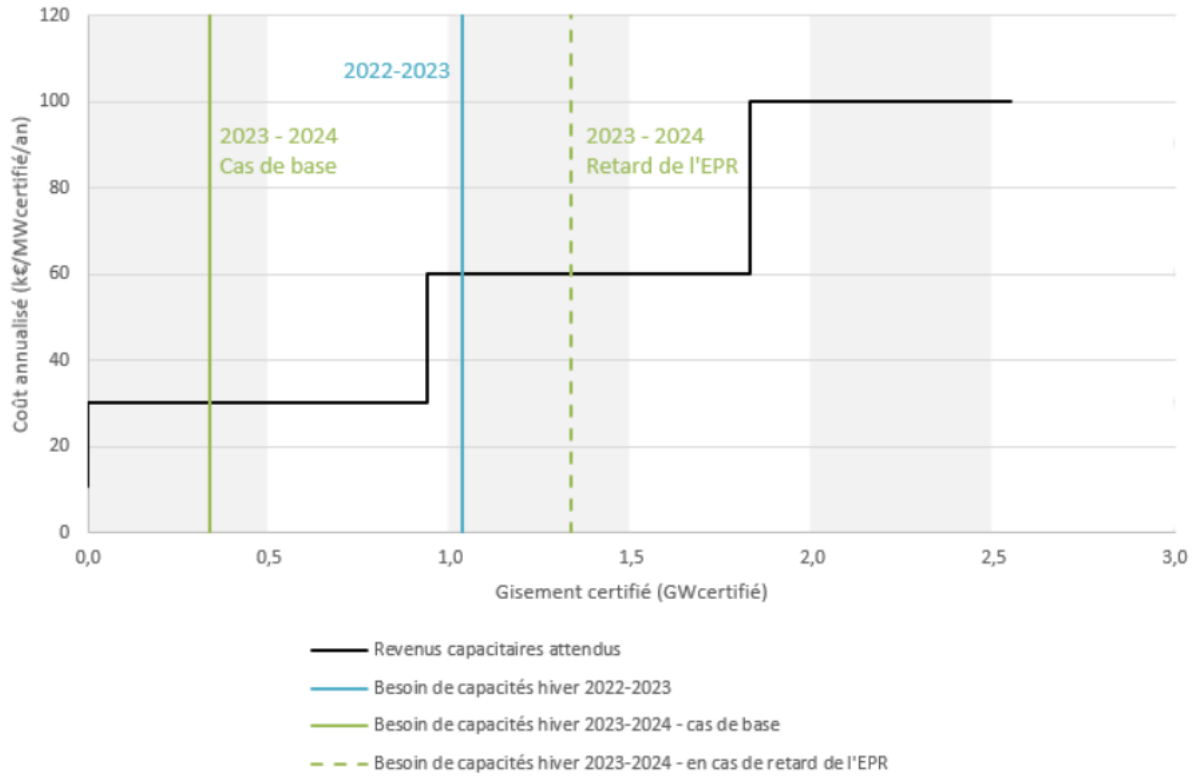


Figure 4 : CoNE en k€/MW certifié/an en fonction des gisements de capacités disponibles (en GW) et des besoins de marges identifiés

Sur la base des valeurs estimées dans les différentes configurations, **RTE propose de saisir la Commission de régulation de l'énergie d'une valeur du prix administré de 60 k€/MW pour les années de livraison 2023 et 2024**.

Question : Avez-vous des remarques sur cette proposition de valeur du prix administré pour les années de livraison 2023 et 2024 ?