Contribution d'EQINOV à la consultation publique organisée par RTE sur le projet de règles Mecapa v4.1

Août 2023

De manière liminaire, Eqinov tient à remercier RTE de donner la parole aux acteurs sur le projet d'évolution des règles applicables au mécanisme de capacité et à saluer la solution retenue tendant au maintien d'une année de livraison « standard » en 2025 suivie d'une AL transitoire raccourcie au T1 2026. Dans le contexte actuel, marqué par les discussions relatives à la révision du *market design*, au futur mécanisme de capacité et aux incertitudes sur le post-ARENH, le rallongement de l'AL2025 aurait été peu compréhensible pour nombre de sites de soutirage. A ce titre, il serait aussi nécessaire d'apporter dans les meilleurs délais de la visibilité quant à l'articulation de l'AOE2026 avec cette AL2026 raccourcie.

Les observations d'Eqinov porteront essentiellement sur deux des enjeux soumis à consultation : les modalités de calcul du prix administré d'une part, l'aménagement proposé des limites d'émissions de CO_2 pour participer au mécanisme de capacité d'autre part.

1) Sur la méthodologie de calcul du prix administré pour les années de livraison 2025 et 2026

Eqinov souhaite exprimer son étonnement à la lecture de la note relative au calcul du prix administré pour les AL2025 et 2026.

RTE indique dans sa méthodologie de calcul du prix administré qu'en raison de l'interdiction fixée par la PPE de mise en service de nouvelles capacités de production exclusive d'électricité ayant une source d'énergie fossile, le calcul du coût net de l'entrée d'une nouvelle capacité dans le système électrique (CoNe net) doit désormais s'établir au regard des coûts du stockage stationnaire par batteries électrochimiques ainsi que par les effacements industriels et résidentiels.

S'agissant des effacements, RTE indique établir ses hypothèses de coûts sur le fondement des rapports commis en 2017 par l'ADEME (*L'effacement de la consommation électrique en France*) et par RTE (*Réseaux électriques intelligents)*, de même que sur l'étude *Futurs énergétiques 2050.* L'étude conduite par l'Ademe évaluait entre 3 et 6 GW les capacités d'effacement accessibles pour des niveaux de rémunération compris entre 60 et 100€/kW/an, pointant notamment le fait que l'immense majorité du gisement technique dans le tertiaire (80%) ne devient accessible qu'au-delà de 100€/kW/an. Il n'est à ce titre pas inutile de rappeler que l'objectif cible de 4,5 GW de capacités d'effacement prévu par la PPE – dans le schéma d'une rémunération plafond n'excédant pas 60k€/MW/an – ne sera pas atteint. Dans son rapport REI de 2017, RTE indiquait que dans la perspective du nouveau mix 2030, « *les bénéfices en coûts fixes de production évités par le déploiement de solutions smart grids correspondent aux coûts fixes de nouvelles centrales TAC gaz (coûts d'investissements et coûts d'opération et maintenance), de l'ordre de 60 k€/MW/an* », précisant qu'« *en pratique, les bénéfices associés au déploiement de solutions smart grids peuvent être supérieurs à cette valeur du fait du taux de disponibilité des TAC* ».

Au regard de l'évolution du système électrique depuis 2017, il est surprenant de conserver un CoNE inchangé à 60 k€/MW. En l'absence de toute réactualisation des études précitées, il conviendrait *a minima* d'y appliquer un facteur d'actualisation reflétant le niveau d'inflation cumulée au cours de la période.

En outre, au-delà des paramètres retenus pour la définition du CoNe, les valeurs de prix proposées pour les AL2025 et AL2026 nous interpellent. Il ne nous apparait en effet pas recevable d'appliquer une valeur unique identique pour une première AL de 12 mois puis pour une seconde réduite à seulement 3 mois. Surtout, le

plafonnement de 11 jours PP1 sur les trois premiers mois de l'année d'une année de livraison devrait aboutir à proratiser en conséquence le prix administré pour 2026, ainsi que le propose la note relative au calcul du prix administré pour les années de livraison 2025 et 2026, ce que n'envisage toutefois pas le document de consultation.

Nous suggérons donc de retenir la formule de calcul aboutissant à un prix administré de 44 000€/MW pour l'AL2026.

De manière subsidiaire, et bien que cela n'aura pas d'impact au regard de l'horizon de temps considéré, il convient de souligner que le plafonnement de la capacité nucléaire à 63,2 GW, issu de la LTECV, a été abrogé par l'article 1er de la loi du 22 juin 2023 relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes.

2) Sur l'aménagement proposé des limites d'émissions de CO_2 pour participer au mécanisme de capacité

L'article 22 pt. 4 du règlement n°2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité fixe les exigences en termes d'émissions de CO_2 que doivent respecter, « *à partir du 1er juillet 2025 au plus tard* », les capacités de production pour participer au mécanisme de capacité. L'avis n°22/2019 du 17 décembre 2019 de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) précise les modalités de calcul des limitations d'émissions CO_2 prévues par ces dispositions.

La France a fait le choix d'anticiper quelque peu l'échéance fixée par le cadre communautaire puisqu'à la faveur de la transposition du règlement n°2019/943, elle a fait le choix d'exclure du mécanisme de capacité, à compter de l'année de livraison 2025, toutes les installations existantes ne respectant pas les plafonds d'émissions. L'ordonnance n°2021-237 du 3 mars 2021 portant transposition de la directive (n°2019/944) et mesures d'adaptation au règlement (n°2019/943) sur le marché intérieur de l'électricité a ainsi introduit au sein du code de l'énergie un article L. 335-3. Il dispose qu'une installation de production ayant débuté sa production commerciale avant le 4 juillet 2019 et qui ne respecte pas les plafonds d'émissions[1] « *ne peut voir sa disponibilité et son caractère effectif certifiés pour des années de livraison postérieures à 2024* ». S'il en était besoin, l'exclusion de ces capacités de production dès l'AL2025 est également confirmée de manière explicite dans le rapport remis au Président de la République[2].

Quant à la dérogation fixée par l'opinion n°22/2019 de l'ACER, elle n'est applicable que jusqu'au 1er juillet 2025, et non pour la totalité de l'AL 2025 ni au-delà. Elle implique également de prendre en compte la moyenne des émissions annuelles de l'unité de production sur les trois dernières années civiles complètes. Dans son document de consultation, RTE mentionne bien la possibilité, telle que prévue par l'ACER, de recourir à un plan de conformité attestant que la capacité de production respectera les plafonds d'émissions au début de la période de livraison au plus tard. Mais le projet de règles v4.1 évoque (art. 4.7.7[3] pour l'AL2025 et 4.8.15 pour

[1] 550 gr de CO2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité et plus de 350 kg de CO2 issu de carburant fossile en moyenne par an et par kWe installé

[2] « *V. - Concernant la sécurité d'approvisionnement, l'ordonnance prévoit la mise en conformité des dispositions législatives du code de l'énergie relatives à la sécurité d'approvisionnement avec celles inscrites dans le règlement (UE) n° 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité en prévoyant notamment […] que sont exclues du mécanisme de capacité :*
- les installations nouvelles (c'est-à-dire dont la production a débuté après le 4 juillet 2019) émettant plus 550 g de CO2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité ;
- à compter de l'année de livraison 2025, les installations de production existantes (c'est-à-dire dont la production a débuté avant le 4 juillet 2019) qui émettent plus de 550 g de CO2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité et plus de 350 kg de CO2 issu de carburant fossile en moyenne par an et par kWe installé. »

[3] Le point 4.7.9 évoqué dans le document de consultation n'apparait pas dans le projet de règles

l'AL2026) un plan de conformité soumis à RTE visant à permettre de justifier « *du respect par ladite capacité du respect des plafonds d'émissions de gaz à effet de serre à l'issue de l'Année de Livraison* ». Cette rédaction n'apparait pas compatible avec l'opinion publiée par l'ACER.

Enfin, il semble que RTE n'ait pas intégré dans son projet de règles de procédure d'évaluation et de suivi de la mise en œuvre du plan de conformité soumis par l'installation requérante, contrairement à ce que prévoit la méthodologie de l'ACER[4].

Eqinov s'interroge donc sur la conformité des aménagements proposés relatifs aux limites d'émissions de CO_2 pour la participation au mécanisme, tant vis-à-vis de la législation française que de la méthodologie proposée par l'ACER.

Il en est de même s'agissant de l'exemption d'un RPC pour lequel l'accès aux données nécessaires dépend d'une tierce personne. La mise en œuvre d'une telle exemption ne figure pas dans le règlement n°2019/943 ni dans la méthodologie de l'ACER. Elle s'inscrit à rebours de cette dernière, laquelle prévoit pourtant un accès des autorités compétentes à l'ensemble des informations nécessaires[5], ce afin de contrôler effectivement le respect des exigences relatives aux plafonds d'émissions de CO_2.

[4] Art.6.a: *[…] « The competent national body should assess compliance action plans and their effective and timely implementation"*

[5] Art. 8§2: "*In order fully to implement Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943, competent national bodies should have access to all necessary data and should be given the competence effectively to monitor the compliance of the requirements introduced in points (a) and (b) of the first subparagraph of Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943*"