

Nouveau mécanisme de capacité : RTE devient l'acheteur unique et le coût de la pointe devient une ligne visible de votre facture

Audience : directions financières et directions énergie — Périmètre : France métropolitaine, période de livraison 2026-2027 et suivantes

L'essentiel en cinq messages

- **La France remplace au 1er novembre 2026 son mécanisme de capacité décentralisé par un dispositif centralisé autour de RTE, acheteur unique.** La réforme, prévue par la loi de finances pour 2025, a été autorisée par la Commission européenne le 22 décembre 2025 et précisée par le décret n° 2025-1441 du 31 décembre 2025, complété par un décret du 11 mars 2026 et quatre arrêtés du 18 mars 2026.
- **Les fournisseurs cessent d'être « acteurs obligés » : la demande nationale est agrégée en une courbe unique et RTE contractualise l'ensemble du besoin par enchères.** Objectif affiché : corriger les rentes inframarginales des capacités déjà amorties et sécuriser l'approvisionnement à moindre coût (avis favorable CRE du 27 janvier 2026). L'Autorité de la concurrence ne conteste pas cette logique mais appelle à une surveillance renforcée de RTE, filiale d'EDF, et chiffre le mécanisme à au moins 2 Md€ par an (avis 25-A-14 du 12 décembre 2025).
- **La première enchère du nouveau régime se tient cette semaine (première semaine de juillet 2026) pour l'hiver 2026-2027.** Elle remplace les cinq enchères annuelles de l'ancien système. Référence de sortie de l'ancien mécanisme : 2 620 €/MW lors de la dernière enchère du 23 octobre 2025 (-6,2 % vs livraison 2025).
- **Le financement bascule vers une « taxe de répartition » payée par les fournisseurs, les grands consommateurs actifs sur les marchés et les gestionnaires de réseaux,** répercutée sur les contrats en ligne dédiée et allouée selon la consommation pendant les heures de tension du système.
- **Conséquence pour les entreprises : le profil de consommation devient un levier de coût aussi stratégique que le prix de l'énergie.** Les sites concentrés sur les pointes verront leur contribution augmenter ; les sites capables d'effacer ou de déplacer leur consommation la réduiront — et pourront valoriser cette flexibilité dans les enchères.

Chiffres clés

1er nov. 2026 Entrée en vigueur du mécanisme centralisé (décret n° 2025-1441)	2 620 €/MW Dernier prix de l'ancien mécanisme — enchère du 23 octobre 2025, livraison 2026	72 000 €/MW Plafond de prix spécifique aux flexibilités décarbonées (batteries, effacement)
Juillet 2026 Première enchère PL-1 du nouveau régime, pour l'hiver 2026-2027	PL-4 + PL-1 Régime cible à deux enchères annuelles à partir de la livraison 2030	≥ 2 Md€/an Coût annuel estimé du mécanisme — seul chiffrage disponible (ADLC, avis 25-A-14)

1. La centralisation autour de RTE met fin à dix ans de marché décentralisé des garanties de capacité

Depuis 2017, chaque fournisseur d'électricité devait acheter lui-même les garanties de capacité couvrant la consommation de ses clients en pointe — un marché fragmenté, avec cinq enchères par an et des stratégies d'achat hétérogènes. Ce modèle a montré deux faiblesses structurelles. D'abord, des **rentes inframarginales** : les capacités déjà amorties percevaient la même rémunération que les nouvelles installations, gonflant le coût supporté par le consommateur final. Ensuite, un déficit de transparence : le coût de la capacité restait dilué dans les prix de fourniture, sans lisibilité pour les clients.

Le nouveau dispositif inverse la logique. **RTE agrège l'intégralité du besoin national en une courbe de demande unique et devient le seul acheteur de capacité**, qu'il s'agisse de production, de stockage ou d'effacement. Les exploitants retenus s'engagent sur leur disponibilité pendant les périodes de tension du système, contre rémunération, avec contrôle de disponibilité effective et pénalités en cas de manquement. La gouvernance est resserrée : RTE calcule le besoin, la CRE choisit la courbe de demande parmi au moins trois scénarios — avec un objectif explicite de limitation du coût pour les consommateurs — et le ministre de l'Énergie valide le cadre.

So what : pour les fournisseurs, la fin du statut d'acteur obligé supprime un risque d'approvisionnement en garanties, mais transfère le coût vers une taxe qu'ils devront répercuter de façon auditable — la CRE pourra exiger la communication des méthodologies de répercussion. Pour les clients, le prix de la capacité devient un paramètre public et comparable entre offres.

2. Une enchère unique en juillet 2026 ouvre une transition de quatre ans vers le régime cible à deux enchères

Le régime cible, atteint à partir de la livraison 2030, repose sur deux enchères annuelles : une enchère **PL-4**, quatre ans avant livraison, qui contractualise l'essentiel du volume et donne un signal d'investissement long, et une enchère **PL-1**, un an avant livraison, qui ajuste les volumes. Faute de délai pour organiser des PL-4, les livraisons 2027 à 2029 ne connaîtront qu'une enchère PL-1 annuelle — la CRE qualifie explicitement cette phase de période d'apprentissage, dont les paramètres pourront évoluer.

La première enchère, organisée la première semaine de juillet 2026 pour l'hiver 2026-2027, combine l'achat global de capacités et un **volume réservé aux flexibilités décarbonées** (batteries, effacement), doté d'un plafond spécifique de 72 000 €/MW. Deux garde-fous encadrent les prix : un **plafond global** (prix maximal payé par RTE) et un **plafond intermédiaire** limitant la rémunération des capacités existantes déjà amorties — la réponse directe aux rentes inframarginales. Les interconnexions européennes sont intégrées au calcul du besoin, réduisant le volume à contractualiser en national.

Deux points de vigilance. La CRE a émis une **réserve sur le volume réservé aux flexibilités décarbonées**, estimant que mélanger soutien à une filière et sécurité d'approvisionnement peut fausser les prix et renchérir le dispositif. Et le contexte de cette première enchère — post-ARENH, calendrier d'instruction contraint — a conduit la CRE à retenir un **paramétrage prudent en matière de coûts** (délibérations du 10 février 2026). Notre lecture : la combinaison paramétrage prudent, plafond intermédiaire et marges de capacité restaurées du système français oriente le premier prix vers le bas plutôt que vers le haut du spectre, dans la continuité de la baisse observée fin 2025

(2 620 €/MW, -6,2 %). Ce pronostic reste à confirmer par le résultat de l'enchère, attendu dans les prochains jours.

3. L'Autorité de la concurrence souscrit à la centralisation mais place RTE, filiale d'EDF, sous surveillance

Saisie le 26 septembre 2025 du projet de décret, l'Autorité de la concurrence a rendu son avis n° 25-A-14 le 12 décembre 2025 (publié le 9 février 2026). Elle ne remet pas en cause le principe de la centralisation, mais souligne d'emblée deux limites de l'exercice : un délai d'instruction « extrêmement réduit » qui ne lui a pas permis d'apprécier tous les enjeux, et l'absence d'évaluation étayée du surcoût pour le consommateur final — le seul chiffre disponible estimant le coût du nouveau mécanisme à **au moins 2 milliards d'euros par an**, hors effet des nouvelles règles de TVA.

Sur le fond, l'Autorité attire l'attention du Gouvernement sur quatre points. **Un : la surveillance de RTE.** Filiale d'EDF, RTE cumule désormais le dimensionnement de la demande nationale et l'achat des garanties ; la mission de contrôle de la CRE devient, selon l'Autorité, « essentielle ». **Deux : l'équilibre entre transparence et risques concurrentiels**, compte tenu de la présence d'un opérateur en position significative sur la production — l'Autorité se dit attentive à tout risque de non-respect du droit de la concurrence. **Trois : les prix plafonds**, dont l'instauration doit être justifiée et le fonctionnement surveillé par la CRE ; l'Autorité pointe les risques associés au plafond intermédiaire, tout en reconnaissant son effet modérateur sur le coût. **Quatre : les contrats pluriannuels**, dont l'élargissement du champ a des conséquences difficiles à anticiper sur la structure du marché.

L'Autorité formule enfin trois regrets qui concernent directement les consommateurs professionnels. Elle déplore l'absence d'analyse des conséquences de la **fin de l'ARENH** sur le mécanisme, alors que les deux réformes entrent en vigueur la même année. Elle relève que rien ne garantit que les consommateurs seront **incités à réduire leur pointe**, les fournisseurs restant libres de leurs modalités de répercussion de la taxe. Elle s'interroge, pour les **flexibilités décarbonées** (effacement, stockage), sur l'équivalence entre ancien et nouveau mécanisme en volumes accessibles et revenus. **So what :** ces réserves convergent avec celles de la CRE et annoncent un encadrement évolutif — méthodologies de répercussion auditables, surveillance des enchères, bilan à venir. Les clauses capacité des contrats 2027 devront être négociées en anticipant ces ajustements.

4. Pour les entreprises, le coût de la capacité devient une taxe visible, indexée sur la consommation en pointe

Le mécanisme est financé par une **taxe de répartition des coûts** qui rémunère les exploitants contractualisés et couvre le fonctionnement du dispositif. Elle est acquittée par trois catégories de contributeurs : les fournisseurs pour la consommation de leurs clients finaux, les grands consommateurs s'approvisionnant directement sur les marchés, et les gestionnaires de réseaux au titre de leurs pertes techniques. Les fournisseurs la répercuteront sur les contrats, le plus souvent en **ligne tarifaire dédiée** — une logique comparable à celle des certificats d'économies d'énergie.

Le principe d'allocation est le point décisif : la contribution de chaque site est calibrée sur sa **consommation réelle pendant les heures de tension** du système. Concrètement, la répercussion pourra prendre la forme d'une majoration en €/MWh ciblée sur les heures de pointe, indexée sur le profil de consommation. Un site tertiaire ou industriel dont la charge se concentre sur les pointes hivernales paiera structurellement plus qu'un site capable de moduler.

So what : l'exposition au coût capacité ne se négocie plus seulement dans le contrat de fourniture ; elle se pilote dans l'exploitation. Effacement, décalage d'usages, pilotage de la puissance appelée en pointe deviennent des leviers directs de réduction de la facture — et, pour les sites flexibles, une source de revenus via la participation aux enchères, désormais facilitée pour l'effacement et le stockage.

Ce que cela signifie pour vous : quatre actions d'ici l'hiver 2026-2027

- **Auditez vos contrats de fourniture avant l'hiver.** Vérifiez comment votre fournisseur traduit la taxe de répartition (ligne dédiée, majoration horaire, prix intégré) et exigez la transparence sur la méthodologie — la CRE pourra la demander.
- **Cartographiez votre exposition aux heures de tension.** Quantifiez la part de votre consommation en pointe hivernale par site (données de courbe de charge PRM) ; c'est elle qui déterminera votre contribution.
- **Activez vos gisements de flexibilité.** Chiffrez le potentiel d'effacement ou de décalage d'usages : il réduit la contribution et peut être valorisé dans les enchères, directement ou via un agrégateur.
- **Suivez le résultat de l'enchère de juillet 2026.** Ce premier prix calera les clauses capacité des offres 2027 et donnera la tendance de la phase transitoire 2027-2029 ; intégrez-le à vos budgets énergie 2027 dès sa publication par RTE.

Praestria — cabinet de conseil énergie et climat. Cette note d'information ne constitue pas un conseil juridique ou financier.