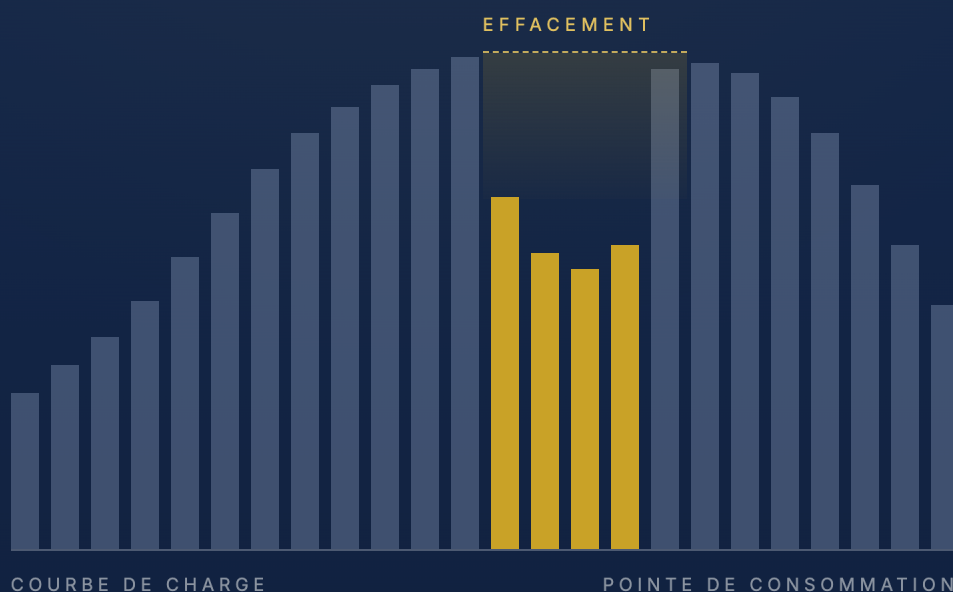


# Les effacements de consommation d'électricité

*Un outil pertinent, un soutien public inapproprié*

Restitution intégrale des observations définitives de la Cour, assortie des analyses et des recommandations Praestria — R1 à R18, signalées et distinguées du texte de la Cour.

**7**

RECOMMANDATIONS DE LA COUR

**18**

RECOMMANDATIONS PRAESTRIA

**91**

PAGES RESTITUÉES

# Les effacements de consommation d'électricité

*Rapport de la Cour des comptes S2026-0557, restitué et commenté.*

## CONVENTION DE LECTURE

Le texte courant restitue le rapport de la Cour sans appréciation : tout énoncé y est attribué à sa source. Les encadrés bleu nuit portent les analyses et recommandations de Praestria — elles n'engagent que Praestria et ne sauraient être présentées comme des conclusions de la Cour. Les recommandations sont numérotées R1 à R18 et reprises en registre complet à la fin du document. Les extrapolations et conversions Praestria sont signalées à l'endroit où elles apparaissent.

---

28 août 2026

## 1. Identification et procédure

- **Référence.** Cour des comptes, deuxième chambre, troisième section, observations définitives S2026-0557, « Les effacements de consommation d'électricité : un outil pertinent, un soutien public inapproprié ». 91 pages, deux parties, sept annexes, sept recommandations.
- **Base juridique.** Enquête conduite sur le fondement des articles L.111-4, L.133-1 et L.133-5 du code des juridictions financières ; observations définitives établies au titre de l'article R.143-11 ; publication au titre de l'article L.143-6.
- **Instruction.** Menée principalement auprès de la direction générale de l'énergie et du climat, de RTE et de la Commission de régulation de l'énergie ; entretiens avec des opérateurs-agrégateurs et des clients.
- **Délibéré.** 22 avril 2026, sous la présidence de Mme Inès-Claire Mercereau. Rapporteur : M. Vincent Richard. Contre-rapporteur : M. Antoine Guérault. Procédure contradictoire préalable avec les destinataires.

## 2. Objet et définitions retenues

L'effacement est défini à l'article L.271-1 du code de l'énergie comme l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle, le niveau de soutirage effectif d'un ou plusieurs consommateurs finals par rapport à un programme prévisionnel ou à une consommation estimée. Une capacité se caractérise par une puissance maximale effaçable, un délai d'activation, une durée continue maximale et un délai minimum entre deux activations.

Le rapport distingue deux familles. Les effacements indissociables de la fourniture, dits tarifaires ou implicites, résultent de la réaction du consommateur à un signal de prix envoyé par son fournisseur. Les effacements explicites sont déclenchés par un opérateur agissant indépendamment du fournisseur, en vertu d'un contrat distinct, et valorisés sur les marchés de gros. Trois segments sont examinés : industriel, tertiaire et diffus, ce dernier regroupant les sites de moins de 1 MW. L'effacement est distingué de l'interruptibilité, régie par le plan de défense du réseau de transport, qui concerne des sites de plus de 10 MW interruptibles en moins de cinq secondes et n'intervient qu'après épuisement des mécanismes de marché.

Le versement fournisseur, prévu à l'article L.271-3, est dû par l'opérateur d'effacement au fournisseur dont le client s'efface. Le Conseil d'État, dans sa décision n° 387506 du 13 mai 2016, l'a qualifié de rémunération d'un bien dont la propriété est transférée. Trois modalités coexistent : versement régulé sur barème, versement direct du consommateur, versement négocié. Le barème régulé s'établissait entre 50 et 99 €/MWh en 2025.

### ANALYSE PRAESTRIA

**Le versement fournisseur commande l'activation davantage que la prime capacitaire.** Pour l'effacement diffus, dont le coût variable est nul, l'opérateur ne gagne à s'effacer que si le prix de marché dépasse ce versement. Le paramètre est administré et fixé avec un an de retard, ce qui produit des décalages majeurs : en 2023, le barème des heures hautes hivernales a été fixé à 376 €/MWh sur la base des prix à terme de 2022, alors que le spot horaire n'a jamais atteint 300 €/MWh de toute l'année — l'activation était mathématiquement impossible, quel que soit le niveau de la prime. En novembre-décembre 2021, la configuration inverse a ouvert une fenêtre de gain exceptionnel.

Conséquence : un instrument de compensation entre acteurs privés fonctionne comme le prix d'exercice d'une option sur le marché spot. Toute analyse des taux d'activation qui ne contrôle pas cette variable est incomplète.

## 3. Les objectifs publics de développement (partie 1 du rapport)

### 3.1 Intérêt économique

La Cour retient que les effacements présentent un intérêt économique lorsqu'ils évitent la mobilisation de moyens plus coûteux ou plus émetteurs. Ils concourent à la sécurité d'approvisionnement — appréciée au regard d'un critère de défaillance fixé à trois heures au plus par an — à l'optimisation du fonctionnement courant du système et à la réduction des émissions. Le rapport souligne que l'inélasticité de la demande au prix de court terme constitue une perte économique pour l'ensemble des acteurs.

Le cadre juridique national procède de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013, restée stable depuis. Le cadre européen, plus structurant qu'il n'y paraît, fait l'objet de la section suivante.

### 3.2 Le cadre européen

Le droit européen intervient sur l'effacement par trois strates distinctes, qu'il est utile de séparer : l'accès aux marchés, les règles d'exploitation et d'équilibrage, et — depuis 2024 seulement — l'objectif de flexibilité et le régime des aides.

#### L'accès aux marchés : la directive de 2019

La directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 traite la question sous le terme de « participation active de la demande ». Son article 17 invite les États membres à permettre aux effacements de participer, aux côtés des producteurs, à tous les marchés de l'électricité ainsi qu'aux services auxiliaires demandés par les gestionnaires de réseaux.

*« participer d'une manière non discriminatoire, aux côtés des producteurs d'électricité, à tous les marchés de l'électricité »*

— Directive (UE) 2019/944, article 17, citée par la Cour, p. 17

Deux exigences en découlent, que la Cour rappelle comme étant déjà satisfaites en France. Les cadres réglementaires nationaux doivent permettre aux agrégateurs d'opérer sur les marchés sans le consentement des autres acteurs — c'est le fondement de l'effacement explicite indépendant du fournisseur. Et ils doivent prévoir une compensation financière pour les conséquences causées aux fournisseurs : c'est exactement l'objet du versement fournisseur français, dont l'article L.271-3 constitue la traduction. La même directive impose par ailleurs aux fournisseurs de plus de 200 000 clients de proposer des offres à tarification dynamique, obligation à laquelle les contrats à pointe mobile ont été assimilés.

#### Les règles d'exploitation et d'équilibrage

- **Le règlement (UE) 2017/1485** établissant les lignes directrices sur la gestion des réseaux de transport impose à RTE de disposer de réserves pour la gestion des aléas de court terme — une réserve rapide de 1 000 MW activable en moins de treize minutes pendant deux heures, une réserve complémentaire de 500 MW activable en moins de trente minutes pendant une heure et demie. Ce sont ces réserves tertiaires qui accueillent aujourd'hui la plus forte participation des effacements, entre 23 et 36 % des volumes.
- **La réserve primaire est mutualisée au niveau européen**, par appel d'offres journalier portant sur des prix au pas demi-horaire. La France en assure jusqu'à environ 670 MW. Les effacements y représentent environ 10 à 11 % des volumes contractualisés par RTE.
- **Le règlement (UE) 2017/2196** du 24 novembre 2017, établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique, encadre désormais l'interruptibilité — devenue en France le plan de défense du réseau public de transport. C'est le droit européen qui a fait sortir l'interruptibilité du champ des mécanismes de marché pour la placer dans celui de la sauvegarde.
- **La surveillance des comportements d'offre** relève du règlement (UE) n° 1227/2011, dit REMIT. Le guide d'application publié par l'ACER — édition 6.1 du 18 décembre 2024 — considère la rétention de capacité, qui inclut le fait d'offrir sa production à un prix plus élevé que son coût marginal, comme une manipulation de marché sous certaines conditions. C'est sur ce fondement que la Cour qualifie les prix d'engagement déclarés au plafond du marché spot.

#### La réforme de 2024 : de l'effacement à la flexibilité non fossile

La réforme du marché de l'électricité engagée en 2023 s'est traduite par la directive (UE) 2024/1711 et le règlement (UE) 2024/1747 du 13 juin 2024, modifiant respectivement les directives 2018/2001 et 2019/944 et les règlements 2019/942 et 2019/943. Trois apports concernent directement l'effacement.

- **Un objectif national de flexibilité.** Les États membres doivent formuler périodiquement un objectif national de flexibilité, au sein duquel figure la participation active de la demande, et l'intégrer aux plans nationaux en matière d'énergie et de climat. C'est cette obligation qui conduit la France à abandonner toute cible propre aux effacements au profit d'un objectif de flexibilités décarbonées, et à confier à RTE l'étude qui le fondera.
- **La flexibilité dans les mécanismes de capacité.** Le règlement invite les États ayant mis en place un mécanisme de capacité à promouvoir la participation de la flexibilité d'origine non fossile en procédant aux adaptations nécessaires de sa conception. C'est le fondement européen de la refonte française et des volumes réservés.
- **Un régime d'aide possible, mais encadré.** Le règlement permet aux États d'introduire des régimes d'aide sous forme de paiements pour la disponibilité de capacités de flexibilité non fossile. Ces dispositions ont été complétées par la communication de la Commission sur l'encadrement des aides d'État visant à soutenir le pacte pour une industrie propre, du 25 juin 2025, en son point 4.3 « Aides à la flexibilité non fossile ». C'est la porte que la Cour recommande de ne franchir qu'après démonstration.

Le contrôle des aides d'État a d'ailleurs structuré tout le dispositif français : décision SA.48490 du 7 février 2018 pour la période 2018-2023, décision SA.62006 du 29 octobre 2021 approuvant les modifications — et rendant publics les plafonds de prix jusque-là confidentiels — puis approbation au titre des mesures de soutien aux flexibilités décarbonées pour l'appel d'offres 2024. Les enveloppes autorisées s'élevaient à 480 M€ pour 2018-2023 et 1,319 Md€ pour 2024-2034. Le mécanisme de capacité réformé a lui-même été validé par la Commission au regard du droit des aides d'État, comme l'indique la DGEC dans sa réponse.

### Le positionnement comparé de la France

Selon la cartographie smartEn de 2024 citée par la Cour, la France présente avec la Grande-Bretagne le plus haut niveau d'ouverture des marchés de gros à la participation des flexibilités de consommation, notamment par des agrégateurs pouvant agir indépendamment des fournisseurs — la plupart des États membres n'ayant pas encore défini de cadre pour cette activité. Le rapport de l'ACER de fin 2023 sur les barrières à la participation active de la demande situe également la France parmi les pays les plus avancés. Le constat s'inverse sur la participation implicite : elle est moins développée en France qu'en Espagne, en Italie ou en Norvège, où plus de la moitié des contrats résidentiels sont à tarification dynamique.

#### ANALYSE PRAESTRIA

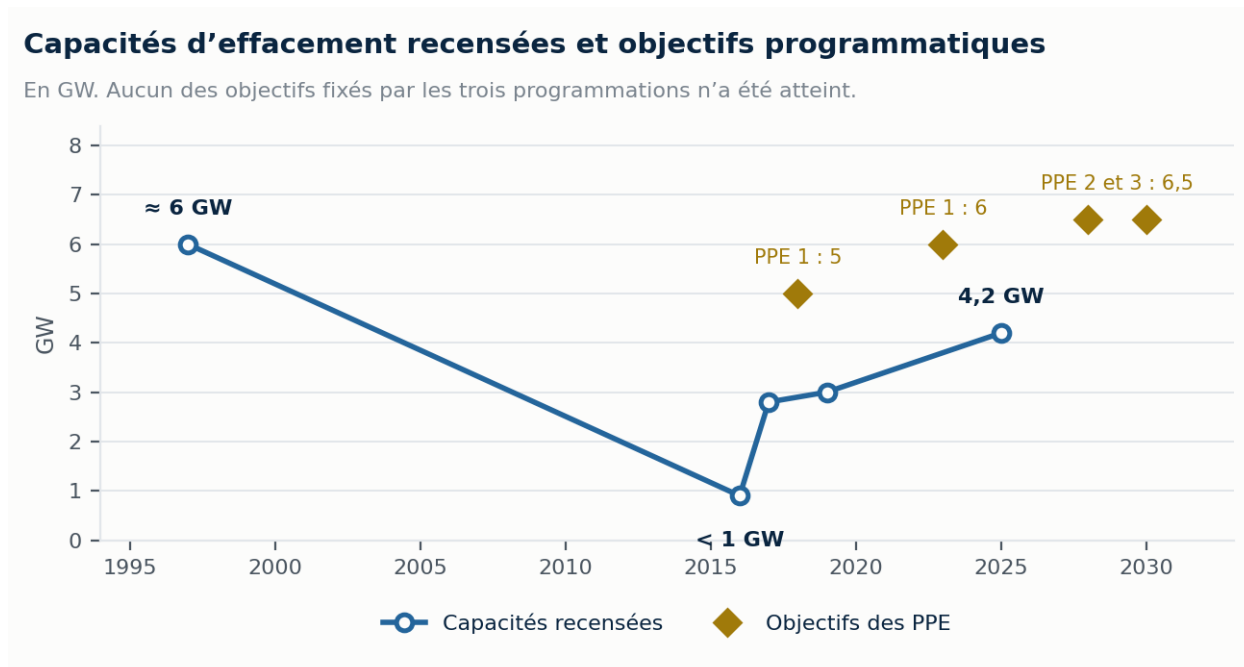
**Le droit européen a imposé l'accès, jamais le soutien.** La directive de 2019 exige la non-discrimination, l'agrégation indépendante et la compensation du fournisseur. Elle n'a jamais demandé de subventionner les effacements. La France a satisfait ces obligations — et l'a fait mieux que la plupart — puis a ajouté un troisième étage que le droit européen n'exigeait pas, et que la Commission n'a autorisé que comme régime d'aide plafonné en prix, en volume, en durée et en enveloppe.

**Le renversement de 2024 est venu de Bruxelles, pas de Paris.** La disparition de la cible française propre aux effacements n'est pas un arbitrage national : elle découle mécaniquement de l'obligation de fixer un objectif de flexibilité technologiquement neutre. La mise en concurrence de l'effacement et du stockage, que la partie 4 décrit comme le fait marquant de la refonte, est une conséquence du règlement 2024/1747.

**Le chaînon manquant est en cours d'écriture.** Un code de réseau européen consacré à la participation active de la demande, soumis par ENTSO-E et l'entité des gestionnaires de distribution en mai 2024 et amendé par une recommandation de l'ACER en 2025, doit traiter précisément ce que le rapport identifie comme défaillant en France : méthodes de courbe de référence, préqualification, vérification des activations, partage des données et accès des agrégateurs indépendants. Son adoption relève de la comitologie prévue à l'article 59 du règlement 2019/943 ; elle n'était pas intervenue à la date du délibéré et nous n'avons pas pu en confirmer la publication au Journal officiel.

de l'Union européenne. Si ce texte entre en vigueur, il fixera un standard européen de mesure et de preuve là où la France n'a aujourd'hui que des règles nationales — et il rendra la recommandation n° 3 de la Cour à la fois plus facile à mettre en œuvre et plus contraignante.

### 3.3 Évolution des capacités et travaux de référence



Sources : Cour des comptes S2026-0557 ; programmations pluriannuelles de l'énergie. La capacité de 1997 était exclusivement tarifaire, portée par les options EJP et Tempo des tarifs réglementés.

Le socle analytique repose sur l'étude de l'ADEME de 2017, actualisée en 2019, et sur l'étude de RTE de 2017 relative aux réseaux électriques intelligents. La Cour en restitue les résultats et en relève les limites.

- **Gisements ADEME.** Gisement techniquement accessible moyen de 5,7 GW pour l'industriel et 2,5 GW pour le tertiaire, pour des effacements d'au plus 30 minutes ; respectivement 4,5 et 0,7 GW pour 8 heures. En technico-économique : 2,6 GW industriels accessibles à 30 000 €/MW au plus, 1 GW supplémentaire entre 30 et 60 000, 1 GW entre 60 et 100 000 ; côté tertiaire, aucun gisement sous 30 000 €/MW et 300 MW au plus à 60 000.
- **Limites relevées.** Pour l'industriel, les conditions économiques ont été appréhendées non par une estimation des coûts de développement mais à partir des attentes de rémunération exprimées par les professionnels ; les coûts variables n'ont pas été pris en compte. RTE a par ailleurs retenu un coût variable moyen unique de 300 €/MWh alors que les études citées font état d'une dispersion de 50 à 1 500 €/MWh.
- **Niveaux optimaux (RTE, 2017).** 3 GW à court terme et 5 GW à 2030 pour l'industriel et le tertiaire ; moins de 1,5 GW pour le résidentiel ; 9 GW de flexibilité tous moyens confondus, pour un gain socio-économique net de 400 M€ à 2030, dont 176 M€ imputables aux effacements industriels et tertiaires.
- **Coûts résidentiels.** 15 €/foyer/an pour le pilotage statique du chauffage via compteur communicant, 75 €/foyer/an pour le pilotage dynamique par boîtier d'opérateur. RTE souligne le caractère non consensuel de ces hypothèses. À titre de sensibilité, un coût de 15 € au lieu de 75 porterait la capacité résidentielle optimale de 1 GW environ à 2,5 GW, au détriment des batteries.

#### ANALYSE PRAESTRIA — R1

**Le socle chiffré de la politique publique est circulaire.** Les gisements industriels sont construits à partir des attentes de rémunération déclarées par ceux-là mêmes qui en bénéficieront. Un dispositif calibré sur ces gisements calibre

donc sa générosité sur les demandes de ses futurs lauréats. Cette circularité affecte, par transitivité, l'estimation par la Cour des excès de rémunération, qui s'appuie sur la même courbe.

**La sensibilité est plus instructive que le résultat.** Le passage de 75 à 15 € par foyer et par an fait plus que doubler la capacité résidentielle optimale et décline les batteries. Autrement dit, le classement des technologies est entièrement gouverné par une hypothèse de coût jamais réactualisée depuis 2017.

**R1.** Actualiser la modélisation en y intégrant la comparaison entre **familles de signaux** — prix, contrat, obligation — et pas seulement entre technologies. Aucun arbitrage documenté entre ces trois familles n'a été produit à ce jour. Porteur : RTE, DGEC, CRE. Niveau : structurel.

### 3.4 Objectifs programmatiques

| Programmation           | Objectif fixé                                                        | Fondement indiqué                                                                              |
|-------------------------|----------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| PPE 1 (2016-2023)       | 5 GW en 2018, 6 GW en 2023                                           | Rétablissement du niveau tarifaire des années 1990 ; pas d'étude technico-économique préalable |
| PPE 2 (2019-2028)       | 6,5 GW en 2028, dont 5 GW industriel-tertiaire et 1,5 GW résidentiel | Travaux ADEME et RTE ; capacités estimées à 3 GW en 2019                                       |
| PPE 3 (12 février 2026) | 6,5 GW à 2030, « indicatif provisoire »                              | Reprise de l'objectif précédent, dans l'attente des travaux de RTE                             |

*« donn[er] la priorité aux effacements électriques par rapport à la construction de nouveaux moyens de production de pointe »*

— Première programmation pluriannuelle de l'énergie (2016-2023), citée par la Cour, p. 26

La Cour relève que ces travaux n'ont été ni reconduits ni actualisés. Une réactualisation de l'étude sur les gisements a été confiée au CEREN par RTE, Enedis, EDF et l'ADEME — résultats attendus à l'été 2026 selon le rapport, à l'automne 2026 selon la réponse de la DGEC (cf. section 7) ; une étude sur les besoins de flexibilité, confiée à RTE en articulation avec Enedis et soumise à la CRE, est attendue à la même échéance.

#### ANALYSE PRAESTRIA

**L'objectif de 6,5 GW n'a jamais été autre chose que le niveau tarifaire des années 1990.** La Cour l'écrit pour la PPE 1 ; la PPE 2 l'a reconduit en l'adossant a posteriori aux travaux de 2017, et la PPE 3 le reprend sans réexamen, dix ans après. Toute la politique de développement des effacements menée depuis 2013 a donc visé à reconstituer, par des opérateurs tiers et sur fonds publics, une capacité que la France possédait déjà en tarifaire et qu'elle a démantelée entre 1998 et 2016 — non par arbitrage économique, mais parce que ces options tarifaires étaient jugées non répliquables par les fournisseurs alternatifs.

### 3.5 Bilans prévisionnels de RTE

- **Besoins d'adéquation.** Le bilan 2023-2035 évalue à 10 GW les capacités à développer d'ici 2030 dans son scénario de référence. Dans les scénarios de moindre progression de la demande, aucune capacité supplémentaire n'est nécessaire ; il en va de même dans le scénario de décarbonation lente du bilan 2025.
- **Bouquet de référence.** Porter l'effacement de 4 à 6,5 GW, piloter 70 % des recharges de véhicules électriques, rendre effaçable 70 % de la capacité d'électrolyse, installer 6 GW de batteries et maintenir 3 GW de thermique, soit environ 14 GW supplémentaires en pointe.
- **Besoins de lissage.** À 2035, lisser la consommation résiduelle suppose de déplacer 110 GWh chaque jour, 530 GWh chaque semaine et 48 TWh chaque année.
- **Gains estimés.** Les flexibilités de la demande réduiraient les coûts du système d'environ 400 M€ par rapport au thermique et jusqu'à 3,5 Md€ par rapport aux batteries. Un bouquet renforcé en flexibilité de la demande réduirait le coût annualisé de production d'environ 250 M€ par an.

- **Périmètre.** La Cour relève que le champ des services pris en compte est plus restreint que dans l'étude de 2017 : il n'intègre ni le mécanisme d'ajustement, ni les services système, ni le traitement des congestions sur les réseaux.

*« il s'agi[ssait] par ailleurs d'aller au-delà du seul objectif de capacité d'effacement lors des jours de pointe, qui oriente aujourd'hui uniquement vers le développement de flexibilité de type assurantielle et ne permet pas de piloter le développement de la flexibilité structurelle et régulière, dont l'importance va être croissante pour le système électrique. »*

— RTE, bilan prévisionnel 2023-2035, cité par la Cour, p. 29

#### ANALYSE PRAESTRIA

**RTE décrit un bouquet qui n'est pas de l'effacement.** Les flexibilités mobilisées en 2030 dans son scénario relèvent essentiellement de l'asservissement statique de l'eau chaude sanitaire et de la recharge des véhicules électriques — RTE précise qu'il ne s'agit pas « d'effacements d'usages existants à proprement parler, tels que les développent aujourd'hui les opérateurs d'effacement ». Le gisement que le gestionnaire de réseau juge le plus utile n'est pas celui que la puissance publique a financé.

**L'exclusion des congestions n'est pas neutre.** Ne pas valoriser l'ajustement, les services système ni les congestions décline mécaniquement le stockage, qui y est structurellement avantagé, et rend inexploitable la comparaison technologique que la réforme de 2026 va pourtant arbitrer. C'est aussi la raison pour laquelle la valeur de réseau reste absente du modèle qui fixe les objectifs nationaux.

## 4. Les soutiens publics (partie 2 du rapport)

### 4.1 Justifications avancées et accès aux marchés

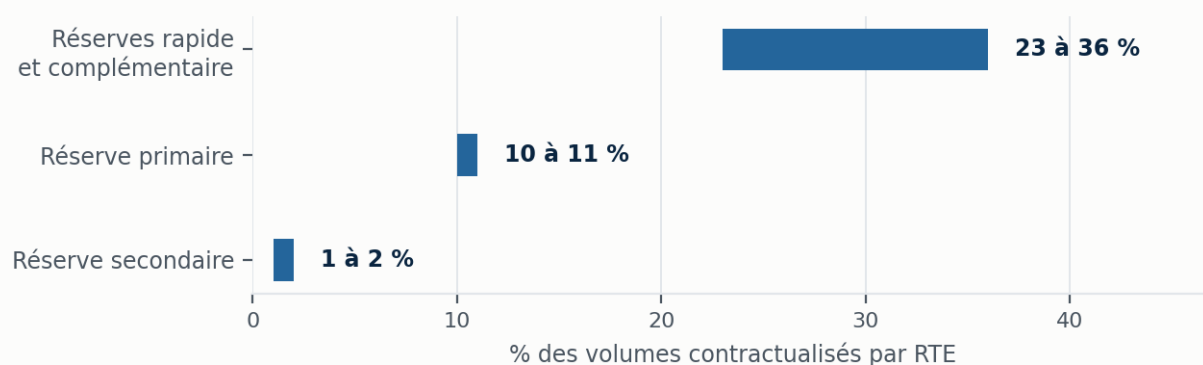
La loi de 2013 prévoyait une prime sur fonds publics au titre des avantages procurés à la collectivité. L'étude conduite par E-Cube à la demande de la CRE a conclu que la quasi-totalité de ces avantages était déjà valorisée : mécanisme de capacité et réserves pour la valeur capacitaire, marchés de gros pour l'énergie, mécanisme d'ajustement pour la flexibilité, TURPE pour les bénéfices réseau, système européen de quotas pour le CO<sub>2</sub> évité. La Cour en conclut que ces travaux ont démontré l'inexistence d'avantages spécifiques non déjà valorisés. La CRE avait souligné en 2013 qu'une valorisation supplémentaire pourrait générer un surcoût indu pour le consommateur final.

« reviendrait à faire abstraction de ce constat et pourrait générer [...] un surcoût indu pour le consommateur final contribuant au service public de l'électricité »

— CRE, 2013, sur une prime versée aux opérateurs d'effacement, citée par la Cour, p. 41

### Part des effacements dans les réserves d'équilibrage

Fourchette observée sur les dernières années.



Source : Cour des comptes S2026-0557, d'après données RTE. En volume, les effacements représentent environ 50 MW à la réserve primaire, moins de 20 MW à la réserve secondaire et environ 400 MW aux réserves tertiaires.

En prix, les ordres de grandeur diffèrent fortement d'un mécanisme à l'autre : 43 000 à 180 000 €/MW en équivalent annuel pour la réserve primaire, 140 000 à plus de 400 000 pour la secondaire, environ 22 000 €/MW pour la réserve rapide et 12 700 pour la complémentaire en 2024. Sur le mécanisme de capacité, ouvert à la certification des effacements explicites, les prix ont varié de 0 en décembre 2024 à 60 000 €/MW en décembre 2022, et se sont établis à 99 €/MW pour l'année de livraison 2026. Les appels d'offres de flexibilités locales d'Enedis, ouverts depuis 2020 sur le fondement de l'article L.322-9, ont attribué au maximum 46 MW en 2024.

#### ANALYSE PRAESTRIA

Une fois l'externalité écartée, la seule justification recevable devient le *missing money* — un paramètre inobservable, propre à chaque capacité. Or une enchère ne le révèle qu'à trois conditions :

- i) que les candidats justifient leur offre,
- ii) que le prix payé soit le prix offert,
- iii) et que les produits soient homogènes.

Le dispositif retenu ne remplit aucune des trois. Le défaut n'est donc pas un défaut de calibrage mais un défaut d'appariement entre l'instrument et le problème qu'il prétendait traiter.

**Le dernier chiffre cité ci-dessus est le plus significatif.** 46 MW pour la valeur de réseau, contre 4,2 GW de capacités nationales : environ 1 %. Le seul besoin qui exige réellement une localisation précise est celui qui a reçu le moins d'instrument.

## 4.2 Formes successives de l'intervention publique

- **Prime de 2013.** Prévues à 30 €/MWh en heures pleines et 4 €/MWh en heures creuses, jamais mise en œuvre — non notifiée à la Commission, avis défavorable de la CRE — puis supprimée par la loi du 17 août 2015.
- **Versement dérogatoire.** Institué en 2015, jamais mis en œuvre, supprimé par l'ordonnance du 3 mars 2021.
- **Appels d'offres « ajustement » (2013-2017).** Puissances moyennes contractualisées de 600 à 1 760 MW, primes moyennes de 11 980 à 26 670 €/MW, hors fonds publics.
- **Appels d'offres effacement à partir de 2018.** Prévus à l'article L.271-4, modalités fixées par arrêté du 31 octobre 2017, financés par crédits budgétaires. Régime approuvé par la décision SA.48490 du 7 février 2018, modifié en octobre 2021, puis étendu aux flexibilités décarbonées. Enveloppes autorisées : 480 M€ pour 2018-2023 et 1,319 Md€ pour 2024-2034.
- **Certificats d'économies d'énergie.** Le coup de pouce « pilotage connecté du chauffage » a concerné plus de 715 000 logements pour 47,7 TWhc, soit environ 500 € par logement, avant d'être arrêté le 22 novembre 2024 à la suite d'abus. Le GIE Expertise et Support (CDC Habitat) avait financé l'équipement de 8 000 logements pour 2,16 M€, soit 270 € par équipement.

### Le cas particulier des certificats d'économies d'énergie

Les certificats d'économies d'énergie récompensent une économie exprimée en kWh cumac. Un effacement, lui, déplace une consommation et, lorsqu'il est suivi d'un report, n'en économise aucune. Le lien entre les deux dispositifs n'est donc pas de nature mais de financement — et il a été explicitement recherché : le « versement dérogatoire » institué par la loi de transition énergétique en 2015, qui devait couvrir une partie du versement fournisseur dès lors que l'effacement s'accompagnait d'une économie nette d'énergie, a été abandonné au profit d'une mobilisation des CEE, avant d'être supprimé par l'ordonnance du 3 mars 2021. Le rapport documente trois canaux.

- **L'équipement de l'effacement diffus.** Le boîtier qui permet l'effacement est aussi un dispositif de pilotage du chauffage : il ouvre à ce titre droit à la fiche d'opération standardisée BAR-TH-173, « système de régulation par programmation horaire pièce par pièce », qui a succédé fin 2023 à la fiche BAR-TH-118 — soit en moyenne 10 à 20 MWhc, ou 80 à 160 € pour un prix du CEE de 8 €/MWhc. S'y est ajoutée, de décembre 2023 à novembre 2024, une bonification « coup de pouce » d'au moins 40 MWhc — environ 300 € — pour l'installation d'un dispositif de pilotage connecté récupérant en temps réel le signal EcoWatt ou EcoGaz, qui couvrait de fait les équipements nécessaires à l'effacement diffus. L'opération a concerné plus de 715 000 logements et généré 47,7 TWhc, soit 65 MWhc par logement en moyenne, équivalents à environ 500 €. Antérieurement, un coup de pouce « thermostat avec régulation performante » avait porté le gain à 27,3 MWhc — environ 200 € — de juin 2020 à décembre 2021, pour un peu moins de 10 000 logements.
- **L'effacement tertiaire.** La mise en place d'un dispositif de gestion technique du bâtiment, confiée à un opérateur d'effacement, génère des CEE au titre de la fiche BAT-TH-116 ; or c'est ce même dispositif qui rend l'effacement tertiaire possible.
- **Les programmes.** Le sous-programme Eff'ACTE du programme ACTEE+ finance depuis 2022 la connaissance du gisement d'effacement des collectivités territoriales, l'animation de la filière, le diagnostic des potentiels et une plateforme de mise en relation entre porteurs de capacités et opérateurs.

La Cour précise que « ces éléments sont à prendre en compte pour l'appréciation de la rentabilité dégagée par les opérateurs d'effacement résidentiel diffus par ailleurs lauréats des AOE ».

## ANALYSE PRAESTRIA

**Deux payeurs, aucune déduction de l'un sur l'autre.** La bonification CEE couvrait l'essentiel des 300 € d'investissement du cas type retenu par la DGEC, avant même que la prime des appels d'offres ne vienne couvrir les coûts fixes. Or les CEE pèsent sur les fournisseurs obligés, donc sur le consommateur, tandis que les appels d'offres pèsent sur le budget de l'État : deux circuits, deux payeurs, et aucun mécanisme d'imputation. C'est en intégrant les CEE que la Cour obtient ses rentabilités les plus élevées — retour sur investissement dès la troisième année et rentabilité de 90 % au bout de cinq ans, même sous des hypothèses défavorables de coût unitaire et de puissance effaçable.

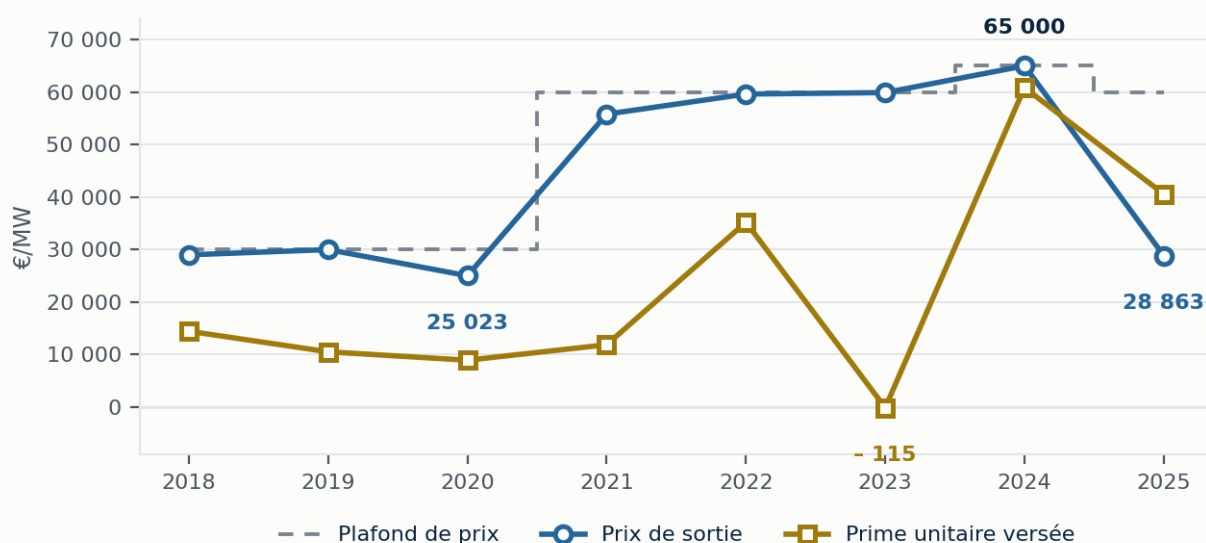
**L'arrêt de novembre 2024 est le symptôme du désalignement.** Un dispositif calibré pour la régulation du chauffage a servi à déployer un parc d'effacement. Le motif d'arrêt invoqué le dit sans détour : des dispositifs « mal installés, défectueux ou inopérants, surtout sur des installations de chauffage au gaz ou au fioul » — c'est-à-dire là où il n'y a aucune électricité à effacer.

**La conséquence est déjà acquise pour le segment diffus.** Contrairement à la prime capacitaire, dont l'extinction est programmée et dont 1,2 GW restent financés jusqu'en 2032, ce financement a disparu depuis novembre 2024. C'est le premier des trois financements perdus analysés en section 9.3.

### 4.3 Résultats des appels d'offres

#### Appels d'offres : prix de sortie, plafond et prime versée

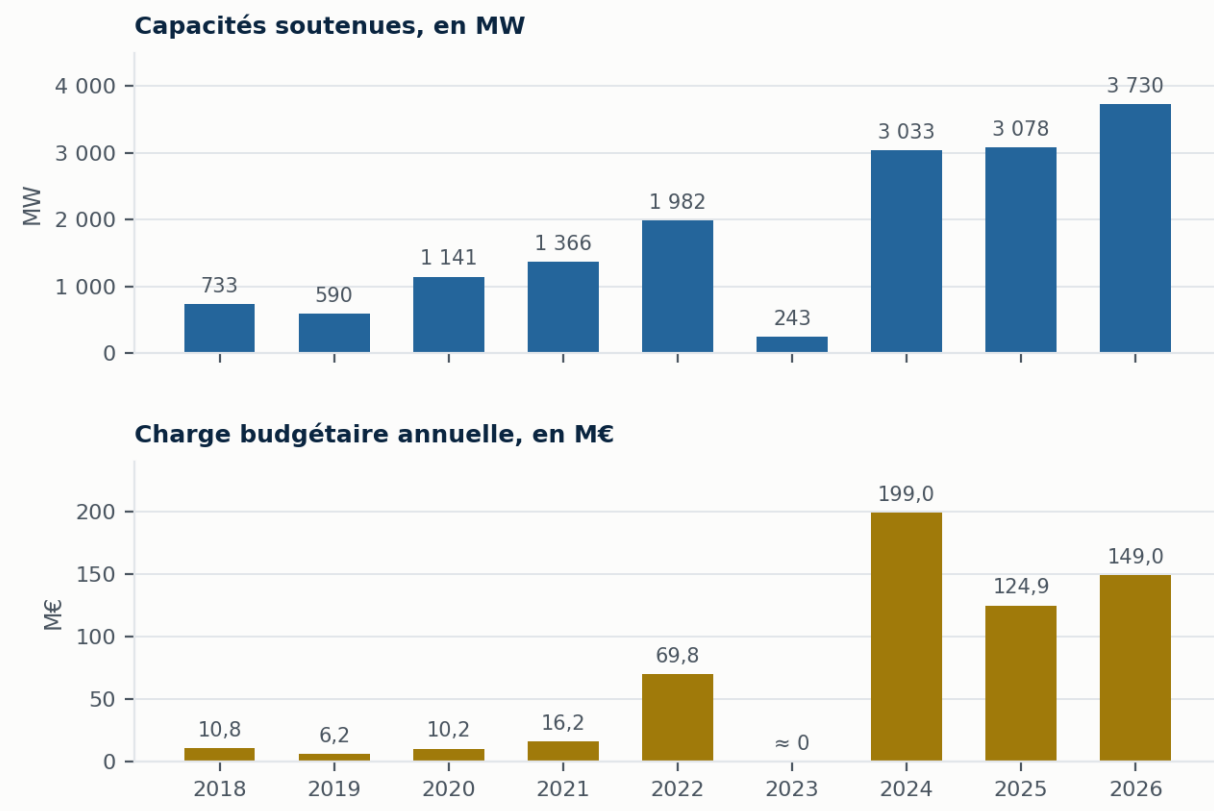
En €/MW, par année de livraison. L'écart entre le prix de sortie et la prime est le prix du mécanisme de capacité.



Source : Cour des comptes, tableaux n° 3 et n° 10, d'après données RTE. Le prix de sortie 2018 était inférieur à 30 000 €/MW sans être publié ; il est porté ici à cette valeur. La prime unitaire 2025 excède le prix de sortie de l'AOFD parce que plusieurs millésimes sont rémunérés simultanément. En 2023, le prix de référence du mécanisme de capacité ayant dépassé le prix de sortie, la prime est devenue négative et tous les lauréats non pluriannuels ont renoncé.

## Volumes soutenus et coût pour les finances publiques

Par année de livraison. 2026 : premier semestre, charge estimée par la CRE le 10 juillet 2025.



Source : Cour des comptes, tableaux n° 3 et n° 10, d'après données RTE. Tous les appels d'offres jusqu'en 2024 ont été sous-souscrits ; l'AOFD 2025 a été sursouscrit.

### ANALYSE PRAESTRIA — R4

**La formule de la prime a rendu la dépense publique contra-cyclique.** La prime valant le prix de sortie diminué du prix de référence du mécanisme de capacité, la charge budgétaire décroît quand la tension du système augmente. L'État a de fait souscrit une position vendeuse sur l'adéquation : l'engagement coûte le plus cher exactement lorsqu'il sert le moins. Les deux bornes du graphique le vérifient — prime négative et renonciation générale en 2023, prix de capacité à 99 €/MW et charge intégrale pour 2026.

**Cette propriété est structurelle, non accidentelle.** Elle se reproduira dans tout dispositif futur construit sur le même différentiel, y compris les appels d'offres de flexibilités décarbonées que le règlement (UE) 2024/1747 autorise à rouvrir.

**R4.** Différencier les prix de sortie par lot et par type d'engagement dans toute procédure future, et définir des volumes cibles par service. Porteur : DGEC, RTE. Niveau : structurel.

## 4.4 Constats sur l'efficience

- **Procédure de prix uniforme.** Le clearing crée des rentes infra-marginales. Les offres ne sont assorties d'aucune justification financière ; RTE n'analyse pas les comportements d'offre ; la DGEC indique n'avoir connaissance d'aucune mesure sanctionnant les manipulations ; la CRE déclare ne disposer d'aucun levier pour demander des informations aux candidats.
- **Alignement des lots.** Les lauréats des sites de moins de 1 MW ont été rémunérés au prix de sortie du lot industriel, pratique que la DGEC qualifie de plus favorable que le cahier des charges. En 2021, la dernière offre retenue du lot 1 s'établissait à 16 000 €/MW pour un prix de sortie de 55 800.

- **Relèvement des plafonds.** De 30 000 à 60 000 €/MW en 2021, puis 65 000 en 2024, au bénéfice de l'ensemble des capacités y compris préexistantes. À partir de 2023, aucune durée maximale de soutien passé n'est plus opposée aux candidats.
- **Revenus non déduits.** Depuis 2022, les recettes des réserves rapide et complémentaire ne sont plus déduites de la prime, alors que plus de 400 MW y ont été contractualisés en moyenne en 2024 à plus de 20 000 €/MW.
- **Rentabilités calculées.** Sur cas type industriel, retour sur investissement en 5 ans et taux annualisé supérieur à 30 % au bout de 7 ans. Sur cas type diffus, retour en 3 ans au plus et taux de 45 % à 5 ans, plus de 60 % sur dix ans, jusqu'à 90 % à 5 ans avec la bonification CEE. La Cour précise que sous des hypothèses défavorables, le taux reviendrait à 8 % au terme de dix années.
- **Excès de rémunération estimé.** Sur 85 M€ et 171 M€ de coût budgétaire annuel des AOE 2022 et 2024, respectivement 69 et 105 M€ constitueraient un excès. La Cour indique que cette estimation suppose que la courbe d'offre reflète les besoins de rémunération, par comparaison avec les gisements de l'ADEME, et mentionne que RTE conteste ce rapprochement.
- **Absence de contrôle.** L'article L.271-4 impose à l'autorité administrative de veiller à ce que la rémunération des capitaux n'excède pas une rémunération normale. La DGEC indique qu'un tel contrôle n'a pas eu lieu. La Cour qualifie ce défaut de manquement auquel il convient de remédier sans délai.

*« l'autorité administrative (y compris la CRE) peut [...] effectuer des contrôles ad hoc sur la base d'éléments transmis par les acteurs [...] à ce jour un tel contrôle n'a pas eu lieu. »*

— DGEC, citée par la Cour, p. 54

*« le défaut d'exercice, par l'autorité administrative, de sa mission de suivi et de contrôle du caractère normal de la rémunération des capitaux engagés par les lauréats des AOE contrevient aux dispositions prévues par le code de l'énergie et constitue un manquement auquel il convient de remédier sans délai. »*

— Cour des comptes, p. 54

- **Coût cumulé.** Environ 430 M€ de 2018 à 2025. Plus de 1 250 MW resteront soutenus chaque année de 2027 à 2032, pour un coût pouvant atteindre 92 M€ par an. Le cumul pourrait atteindre 745 M€ de 2026 à 2033, portant le total à près de 1,18 Md€.

#### ANALYSE PRAESTRIA — R5

**Le point solide du rapport n'est pas le chiffrage.** L'estimation des 69 et 105 M€ repose sur une courbe de gisements que la partie précédente du même rapport disqualifie, et RTE la conteste : c'est un ordre de grandeur, pas une mesure. En revanche, l'absence de tout contrôle de la rémunération des capitaux en huit exercices est un manquement à une obligation légale, indiscutable, et c'est lui qui rend indécidable la question même que le chiffrage prétend trancher.

**Un instrument unique pour deux économies opposées.** Pour l'industriel, dont le coût d'activation atteint 300 €/MWh et dont le spot ne dépasse ce seuil qu'en crise, le soutien fait doublon avec le mécanisme de capacité. Pour le diffus, dont le coût variable est nul et qui pouvait tirer plus de 50 000 €/MW des seules activations d'un hiver comme 2021, il rend le revenu d'énergie facultatif. Redondant d'un côté, contre-productif de l'autre.

**R5.** Subordonner toute réouverture d'appels d'offres dédiés à la publication préalable d'une démonstration que les mécanismes existants ne rémunèrent pas les services attendus, et à un dispositif de contrôle ex post de la rentabilité des lauréats. Porteur : DGEC. Niveau : structurel.

#### 4.5 Constats sur l'efficacité

- **Additionnalité.** De 2020 à 2025, les volumes soutenus ont progressé de 1 900 MW pour seulement 600 MW de capacités supplémentaires certifiées au mécanisme de capacité. La Cour rattache principalement cet écart à la diminution des puissances sous interruptibilité, de 1 330 MW en 2020 à 530 MW en 2023, le cumul étant interdit. Elle indique qu'il est difficile d'établir un contrefactuel.

- **Effacements implicites.** Éligibles aux appels d’offres depuis 2024 seulement, pour 22 MW soutenus. Le registre des mesures de maîtrise de la consommation est passé de 799 MW en 2017 à 375 MW en 2022, 601 MW en 2024 et 470 MW en 2025. Les clients résidentiels à l’option Tempo sont passés de 145 000 à près de 855 000 entre début 2021 et fin 2024 ; la CRE a estimé en 2024 que le niveau de cette option s’était éloigné des coûts calculés par empilement. Les effacements indissociables de la fourniture en offre de marché concernaient 26 000 sites en mars 2024. Le dispositif Ecodéfi+ d’Engie a permis d’effacer 2,8 GWh en 2023 et 1,8 GWh en 2024, sans être recensé au registre.
  - **Fuite à l’activation.** Volumes annuels d’activation sur le mécanisme d’ajustement inférieurs à 10 GWh depuis 2023, contre plus de 20 GWh en 2016 et 2017. Durées moyennes d’activation de 5 à 167 heures équivalentes pleine puissance. RTE constate que certaines capacités déclarent des prix d’engagement au plus haut niveau possible, conduisant à une probabilité quasi nulle d’être appelées.
  - **Fiabilité.** Taux moyen inférieur à 75 % jusqu’en 2018, un tiers des tests étant un échec. Depuis 2021, la moyenne approche 100 % en tenant compte des surperformances, mais près d’un quart des tests affichent des défaillances supérieures à 25 % de la capacité testée.
- « le faible niveau de puissance activée par les capacités d’effacement lors des pointes de consommation, par rapport aux capacités certifiées, interroge sur la capacité réelle [...] à s’activer à hauteur de sa puissance certifiée sur le mécanisme de capacité. »*
- RTE, cité par la Cour, p. 64
- **Recensement.** La CRE mentionne 10,9 GW en 2024 au titre des puissances certifiées pour NEBCO. La Cour précise que ce chiffre correspond à la somme des puissances de raccordement déclarées, non à des puissances réellement effaçables ni testées.

#### ANALYSE PRAESTRIA — R2, R3, R11 À R15

**Le fait le plus important de la période n’a pas été produit par le soutien public.** Tempo est passé de 145 000 à 855 000 clients sans un euro de subvention, quand les effacements implicites n’ont obtenu que 22 MW aux appels d’offres et qu’aucune offre n’a été déposée sur le lot des sites de plus de 1 MW. À quoi s’ajoute, depuis, la réforme des heures creuses : 14,5 millions de clients concernés, 11 millions à basculer d’ici octobre 2027, environ 5 GW de consommation déplacée vers l’après-midi, à coût quasi nul et pilotée par le gestionnaire de distribution. Ces 5 GW ne sont pas 5 GW d’effacement de pointe — c’est du déplacement diurne estival — mais le rapport entre volume obtenu et coût engagé est sans commune mesure.

**Le gradient de coût, ramené à une base commune.** Pilotage statique par compteur  $\approx 7\,500$  €/MW/an ; boîtier dédié  $\approx 34\,000$  ; soutien capacitaire 55 000 à 65 000 ; raccordement flexible  $\approx -600\,000$  €/MW, valeur négative. Conversion Praestria à partir des 15 et 75 €/foyer/an publiés par RTE et du cas type DGEC de 2,2 kW pilotés : hypothèses discutables, destinées à comparer des ordres de grandeur et non à établir un prix.

**R2.** Traiter le signal tarifaire comme instrument de premier rang pour les besoins récurrents et prévisibles, et réserver le contrat explicite aux besoins rares ou localisés.

**R3.** Modéliser la valeur capacitaire implicite — la réduction de l’obligation de garanties de capacité que procure un client qui s’efface effectivement en pointe — comme actif du compte de résultat d’une offre à pointe mobile. C’est le point d’entrée le plus solide pour reconstruire une offre viable sans subvention.

**R11 à R15.** Certifier au nœud et non au seul périmètre d’équilibre ; publier un référentiel de capacité d’accueil versionné ; réconcilier les registres en y associant les gestionnaires de distribution ; apprécier la fiabilité sur la proportion de tests non réussis et la sanctionner plus strictement au niveau local qu’au national ; recenser les dispositifs de bonus des fournisseurs, aujourd’hui hors de tout registre bien qu’ayant concerné jusqu’à 430 000 clients.

## 4.6 Refonte du mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité, dont l'autorisation européenne courait jusqu'en novembre 2026, est réformé par l'article 19 de la loi de finances pour 2025. Les articles L.316-1 et L.316-6 du code de l'énergie prévoient une rémunération versée par RTE aux exploitants de capacités de production, de stockage et d'effacement, sélectionnées par des procédures concurrentielles pouvant prévoir des modalités plus favorables pour le stockage et l'effacement. Le financement est assuré par une taxe assise sur les puissances soutirées en période de tension.

Les réponses des destinataires, postérieures au délibéré, précisent le calendrier : les règles du nouveau mécanisme ont été approuvées par la ministre chargée de l'énergie le 18 mars 2026, et la DGEC comme RTE décrivent le dispositif comme entré en vigueur en 2026, après validation par la Commission européenne au titre des aides d'État (cf. section 7). L'architecture comprend une première enchère quatre ans avant l'année de livraison, ouverte à tous les moyens, puis une seconde enchère un an avant, pouvant prévoir un volume réservé aux moyens flexibles décarbonés. Les réflexions incluent un plafonnement du prix d'engagement des effacements à 60 % du plafond du prix spot, soit 1 800 €/MWh, et, pour les capacités du volume réservé ou sous soutien pluriannuel, au barème du versement fournisseur majoré de 150 €/MWh.

*« la poursuite simultanée des objectifs de sécurité d'approvisionnement et de développement de filières au sein d'une unique enchère soulève des questions d'homogénéité du besoin exprimé dans la courbe de demande. »*

— CRE, avis d'octobre 2025 sur le projet de décret, citée par la Cour, p. 68

Dans son avis d'octobre 2025, la CRE critique la mise en place d'obligations différenciées pour les flexibilités décarbonées, de nature selon elle à complexifier la comparaison des offres et la lisibilité du signal-prix, et questionne la pertinence de poursuivre plusieurs objectifs au sein d'une enchère unique ; elle suggère un dispositif de soutien ad hoc. La Cour estime pour sa part qu'un recours à de nouveaux appels d'offres dédiés devrait être proscrit en première approche.

#### ANALYSE PRAESTRIA — R16

**La réforme corrige la dépense, pas la conception.** Elle supprime la génération automatique de dépense budgétaire et déplace l'incidence du contribuable vers le consommateur — ce qui améliore la discipline budgétaire et retire la dépense du champ de l'autorisation parlementaire annuelle. Mais la rente de prix uniforme subsiste, la Cour l'admet ; le déficit de recensement n'est pas traité ; et les prescriptions particulières réintroduisent, dans l'enchère, exactement le vice reproché aux appels d'offres : plusieurs objectifs hétérogènes poursuivis par un instrument unique. Le vice de conception migre du guichet vers le marché.

**La CRE et la Cour ne peuvent pas avoir raison simultanément.** La première conclut qu'il faut deux instruments, la seconde qu'il faut en proscrire un. Le décret d'application tranchera un arbitrage que ni l'une ni l'autre n'a formulé comme tel.

**R16.** Établir une règle de priorité et de compensation lorsqu'un même point de livraison est sollicité par le gestionnaire de réseau, l'agrégateur et le fournisseur. Le versement fournisseur règle la relation pour la valeur énergie ; rien d'équivalent n'existe pour la valeur réseau, et le réseau perdra systématiquement puisqu'il paie au coût évité et non au prix de marché de la pointe. Porteur : DGEC, CRE. Niveau : structurel.

## 5. Les sept recommandations de la Cour

| Destinataire      | Recommandation                                                                                                                                                                                                                         |
|-------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| n° 1 — RTE, 2026  | Actualiser régulièrement les travaux de modélisation des capacités optimales de flexibilité par technologie, à partir de données précises de coûts et de différents scénarios de mix électrique.                                       |
| n° 2 — DGEC, 2026 | Pour les contrats de soutien pluriannuels encore en cours, établir un bilan permettant d'apprécier le caractère normal de la rémunération des capitaux engagés, à partir d'éléments comptables et financiers fournis par les lauréats. |

|                             |                                                                                                                                                                                                           |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| n° 3 — DGEC, RTE, CRE, 2026 | Recenser régulièrement et de façon exhaustive les capacités d'effacement existantes et disponibles, sur la base d'une méthodologie et d'outils harmonisés.                                                |
| n° 4 — DGEC, 2027           | Confier à la CRE la mission et les moyens juridiques de contrôler les comportements d'offre des opérateurs d'effacement sur les marchés de l'électricité.                                                 |
| n° 5 — DGEC, RTE, 2026      | Renforcer les mesures de sanction de la fiabilité des capacités d'effacement applicables dans le cadre des mécanismes de rémunération capacitaire.                                                        |
| n° 6 — DGEC, 2026           | Étendre aux capacités d'effacement et de flexibilité de la demande l'obligation de mettre à disposition sur le mécanisme d'ajustement la totalité de leur puissance déclarée et techniquement disponible. |
| n° 7 — DGEC, 2026           | Établir pour les futurs appels d'offres de flexibilités décarbonées un cadre législatif et réglementaire garantissant l'absence de rémunération excessive des capitaux engagés par les lauréats.          |

#### POSITION PRAESTRIA SUR CHACUNE

**n° 1** — Soutenue, complétée par R1 : la modélisation doit comparer les familles de signaux, pas seulement les technologies.

**n° 2** — Soutenue sans réserve.

**n° 3** — Soutenue, élargie par R11 à R13 : le recensement doit être localisé et associer les gestionnaires de distribution, absents de la recommandation.

**n° 4** — Soutenue sans réserve.

**n° 5** — Soutenue, précisée par R14 : appréciation sur la proportion de tests échoués et calibrage différencié selon la maille.

**n° 6** — Soutenue. C'est la mesure au meilleur rapport effet-coût de tout le rapport : elle ne coûte rien aux finances publiques.

**n° 7** — Soutenue, complétée par R5 : y ajouter une condition de démonstration préalable et un contrôle ex post.

**Absent du rapport** — R6 à R10 et R16 portent sur le cadre incitatif des gestionnaires de distribution, le raccordement flexible et le conflit d'usage sur le point de livraison, que le rapport ne traite pas.

## 6. Périmètre non couvert par le rapport

Ce relevé est descriptif et ne constitue pas une critique : il délimite ce sur quoi le rapport ne se prononce pas, information utile à qui souhaite s'en servir comme source.

- La maille de distribution n'est traitée qu'incidemment : les appels d'offres de flexibilités locales font l'objet d'une mention chiffrée, sans analyse du cadre incitatif des gestionnaires ni du raccordement flexible.
- L'équilibre économique des effacements indissociables de la fourniture est constaté comme difficile, sans être modélisé ni chiffré.
- Aucun contrefactuel n'est construit sur l'évolution des capacités en l'absence de soutien ; la Cour l'indique expressément.
- La comparaison internationale porte sur les cadres d'accès aux marchés, non sur les coûts ni sur les niveaux de soutien étrangers.
- Les dispositifs de bonus des fournisseurs sont mentionnés comme non recensés, sans évaluation de leur portée.
- Les données postérieures au délibéré du 22 avril 2026 ne sont, par construction, pas prises en compte.

#### ANALYSE PRAESTRIA — R6 À R10

**C'est dans cet angle mort que se trouve la valeur la mieux établie.** Le seul dispositif dont le bénéfice soit mesuré, attribué et incontesté est un dispositif de réseau : le raccordement flexible, qui a permis d'économiser de l'ordre

de 600 000 € par mégawatt sur quinze parcs raccordés en 2024, tandis que les raccordements anticipés ont porté sur 200 MW en ramenant des délais de cinq ans à moins d'un an. Le goulot d'étranglement du système s'est déplacé du mégawatt vers le délai de raccordement, et le rapport n'en traite pas.

**Le gestionnaire de distribution n'a ni le mandat, ni l'incitation.** L'article L.322-9 n'ouvre qu'une faculté de recourir à la flexibilité, sans obligation de démonstration. Et un renforcement est un investissement rémunéré sur base d'actifs quand un contrat de flexibilité est une charge d'exploitation : à service rendu identique, les deux options n'ont pas le même effet sur le compte du gestionnaire.

**R6.** Neutraliser l'asymétrie entre dépense d'investissement et dépense d'exploitation dans le cadre tarifaire, par enveloppe unique de dépenses totales ou par capitalisation régulatoire d'un contrat pluriannuel se substituant à un ouvrage identifié. Décision du régulateur, atteignable dans le cycle tarifaire en cours.

**R7.** Instaurer une obligation de démonstration « flexibilité d'abord » : au-delà d'un seuil de coût, tout projet de renforcement s'accompagne d'une comparaison documentée et opposable avec une solution de flexibilité.

**R8.** Publier une cartographie pluriannuelle des contraintes anticipées par poste source, avec volumes indicatifs et fenêtres horaires, à trois ou cinq ans.

**R9.** Généraliser le raccordement flexible au-delà des producteurs : consommateurs raccordés en HTA, infrastructures de recharge, électrolyseurs, centres de données, sous forme de contrats à puissance interruptible.

**R10.** Harmoniser règles, interfaces et portails entre Enedis et les entreprises locales de distribution, qui desservent 5 % des points de livraison selon des protocoles distincts.

## 7. Les réponses des destinataires

Conformément au principe de contradiction, le relevé d'observations définitives a été adressé aux destinataires le 8 juin 2026. Deux réponses ont été versées : celle du directeur général de l'énergie et du climat, M. Cédric Bourillet, datée du 30 juin 2026, et celle de la présidente du directoire de RTE, Mme Emilie Piette, datée du 9 juillet 2026. Elles sont postérieures au délibéré et apportent des éléments de calendrier que le rapport ne pouvait pas intégrer.

### 7.1 Position exprimée sur chaque recommandation

| Recommandation                                              | DGEC                                                                                                                                                                                                                                  | RTE                                                                                                                                                                                                                |
|-------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>n° 1 — Actualiser la modélisation</b>                    | Travaux annoncés : étude RTE approuvée par la CRE, objectif indicatif et indicateurs de suivi définis d'ici début 2027, mise à jour tous les deux ans ; réactualisation CEREN d'ici l'automne 2026.                                   | Actualisation des hypothèses de coûts et des bouquets de flexibilité « en cours » dans le cadre des prochaines études prospectives.                                                                                |
| <b>n° 2 — Bilan de la rémunération des capitaux</b>         | « Une étude menée conjointement avec la CRE pourrait également permettre d'étudier les possibilités de collecte de données afin d'apprécier le caractère normal de la rémunération des capitaux engagés pour les contrats en cours. » | Non abordée spécifiquement ; souscription générale.                                                                                                                                                                |
| <b>n° 3 — Recensement harmonisé</b>                         | Travaux lancés avec RTE, Enedis et la CRE pour élaborer un tableau de bord de suivi des capacités installées et des services rendus, en activation comme en participation aux marchés.                                                | Non abordée spécifiquement ; souscription générale.                                                                                                                                                                |
| <b>n° 4 — Contrôle des comportements d'offre par la CRE</b> | « La CRE peut déjà contrôler et sanctionner d'éventuelles manipulations dans les offres déposées par les acteurs. »                                                                                                                   | Non abordée spécifiquement ; souscription générale.                                                                                                                                                                |
| <b>n° 5 — Sanctions de fiabilité</b>                        | Renforcement des tests d'activation et des pénalités déjà intégré ; RTE doit proposer une méthodologie de mesure de la fiabilité des capacités faiblement activées.                                                                   | Exigences accrues intégrées aux règles du nouveau mécanisme approuvées le 18 mars 2026 ; contrôle possible sur l'intégralité de la période de pointe ; renforcements ultérieurs envisagés.                         |
| <b>n° 6 — Obligation de mise à disposition</b>              | « Nécessite des travaux complémentaires pour objectiver les bénéfices éventuels », a priori « bien moindres que pour la production d'électricité d'origine renouvelable ».                                                            | Objection technique : « peu de capacités d'effacement présentant les caractéristiques techniques leur permettant d'offrir en permanence une puissance disponible importante », en raison des délais de prévenance. |
| <b>n° 7 — Absence de rémunération excessive</b>             | Nouveaux appels d'offres non reconduits « tant que le mécanisme de capacité suffira ». Le cas échéant, « l'opportunité de garanties adaptées d'absence de rémunération excessive pourrait alors être examinée ».                      | Non abordée spécifiquement ; souscription générale.                                                                                                                                                                |

Source : réponses du directeur général de l'énergie et du climat (30 juin 2026) et de la présidente du directoire de RTE (9 juillet 2026). RTE indique en ouverture souscrire « de façon générale à l'ensemble des recommandations formulées par la Cour », à l'exception de la recommandation n° 6.

### 7.2 Éléments de fait apportés par les réponses

- **Le calendrier du nouveau mécanisme.** Les règles ont été approuvées par la ministre chargée de l'énergie le 18 mars 2026, et le dispositif est décrit comme entré en vigueur en 2026 après validation par la Commission européenne. Il met fin aux appels d'offres de soutien aux effacements et aux flexibilités décarbonées.
- **La décision de ne pas rouvrir de guichet.** La DGEC indique que le Gouvernement a décidé de ne pas reconduire à ce stade de nouveaux appels d'offres ad hoc, « tant que le mécanisme de capacité suffira à faire émerger les capacités nécessaires ».
- **L'objectif de flexibilités décarbonées.** Il sera défini d'ici début 2027, avec ses indicateurs de suivi, sur la base d'une étude de RTE approuvée par la CRE, et mis à jour tous les deux ans. La PPE 3 a été adoptée le 12 février 2026.

- **Un tableau de bord en préparation.** Des travaux ont été lancés avec RTE, Enedis et la CRE pour suivre les capacités installées et les services effectivement rendus au système, en activation comme en participation aux marchés.
- **Le traitement de la fuite à l'activation.** La DGEC présente la minimisation de ce risque comme l'un des enjeux du nouveau mécanisme, qui intègre un renforcement des tests d'activation et des pénalités ; RTE doit proposer une méthodologie de mesure de la fiabilité des capacités faiblement activées.

#### ANALYSE PRAESTRIA

**L'asymétrie des réponses est en elle-même un résultat.** Les recommandations portant sur des travaux à venir — modélisation, recensement, tableau de bord — reçoivent des engagements datés et des dispositifs déjà lancés. La recommandation n° 2, seule à porter sur un manquement constaté à une obligation légale, reçoit la formulation la plus conditionnelle du document : une étude qui « pourrait permettre d'étudier les possibilités de collecte de données ». Trois degrés de conditionnel séparent la réponse de l'acte demandé.

**La réponse à la recommandation n° 4 diffère de ce que l'instruction avait établi.** La DGEC écrit que la CRE « peut déjà contrôler et sanctionner d'éventuelles manipulations ». Le corps du rapport indiquait que la même administration n'avait « pas connaissance de mesures applicables spécifiquement aux AOE » et que la CRE déclarait « ne disposer d'aucun levier pour demander des informations aux acteurs ayant répondu ». Les deux énoncés ne sont pas formellement contradictoires — le premier vise la surveillance générale des marchés, le second les appels d'offres — mais la réponse répond à côté de la recommandation, qui demandait précisément de combler cet écart par la loi.

**Ce qui est acquis, en revanche, doit être crédité.** Le tableau de bord DGEC-RTE-Enedis-CRE recouvre l'essentiel de nos R13 et R18, et les exigences de contrôle intégrées aux règles du 18 mars 2026 recouvrent une partie de R14. Ces recommandations doivent être reformulées comme des exigences de périmètre — que le tableau de bord descende à la maille locale et associe les gestionnaires de distribution — plutôt que comme des créations à obtenir.

*« Une étude menée conjointement avec la CRE pourrait également permettre d'étudier les possibilités de collecte de données afin d'apprécier le caractère normal de la rémunération des capitaux engagés pour les contrats en cours. »*

— DGEC, réponse du 30 juin 2026, sur la recommandation n° 2

### 7.3 L'objection technique à la recommandation n° 6

C'est la seule recommandation explicitement contestée, et elle l'est par les deux destinataires. RTE avance un argument technique précis : de nombreuses capacités d'effacement requièrent un délai de prévenance conséquent avant d'être activées, de sorte que peu d'entre elles présentent les caractéristiques permettant d'offrir en permanence une puissance importante sur le mécanisme d'ajustement. La DGEC ajoute que les bénéfices attendus seraient a priori bien moindres que pour la production renouvelable.

*« une telle mesure n'apporterait vraisemblablement pas de contribution supplémentaire significative à l'équilibrage en temps réel du système électrique. Dans la mesure où de nombreuses capacités d'effacement requièrent en effet un délai de prévenance conséquent avant de pouvoir être activées, il existe en pratique peu de capacités d'effacement présentant les caractéristiques techniques leur permettant d'offrir en permanence une puissance disponible importante sur le mécanisme d'ajustement. »*

— RTE, réponse du 9 juillet 2026, sur la recommandation n° 6

#### ANALYSE PRAESTRIA — RÉVISION DE POSITION

**Nous avons qualifié la recommandation n° 6 de mesure au meilleur rapport effet-coût du rapport. L'objection de RTE oblige à nuancer.** Elle est technique, vérifiable et cohérente avec les caractéristiques rappelées par le rapport lui-même — délai d'activation, durée continue maximale, délai minimum entre deux activations. Une

obligation de mise à disposition permanente n'a de sens que pour les capacités dont le délai de prévenance est compatible avec l'ajustement.

**Elle ne dispense pas de traiter le problème qu'elle contourne.** La fuite à l'activation ne porte pas seulement sur le mécanisme d'ajustement : elle a été constatée sur les prix d'engagement déclarés au NEBEF et les jours de tension, où le délai de prévenance n'est pas l'obstacle. La bonne formulation n'est donc pas une obligation uniforme, mais une obligation conditionnée à la caractérisation technique déclarée de chaque capacité — ce qui suppose que cette caractérisation soit elle-même déclarée, contrôlable et sanctionnée.

**Notre R16 en sort renforcée.** Si l'obligation ne peut être uniforme, alors la définition juridique de la capacité d'effacement — puissance, coûts variables, délai de prévenance, disponibilité — devient le préalable de tout le reste. C'est le point que ni le rapport ni les réponses ne traitent.

## 8. Registre complet des recommandations Praestria

Les dix-huit recommandations, regroupées en quatre axes. Trois niveaux : structurel lorsque la mesure suppose une modification du cadre législatif ou réglementaire ; opérationnel lorsqu'elle relève de la pratique d'un acteur à cadre constant ; commercial lorsqu'elle décrit une opportunité de marché plutôt qu'une action publique.

### Axe 1 — Instruments et signaux

| N° | Recommandation                                                                                                     | Porteur            | Niveau     |
|----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|------------|
| R1 | Comparer les familles de signaux, et pas seulement les technologies, dans la modélisation des capacités optimales. | RTE, DGEC, CRE     | Structurel |
| R2 | Traiter le signal tarifaire comme instrument de premier rang pour les besoins récurrents et prévisibles.           | DGEC, fournisseurs | Structurel |
| R3 | Modéliser la valeur capacitaire implicite comme actif du compte de résultat d'une offre à pointe mobile.           | Fournisseurs       | Commercial |
| R4 | Différencier les prix de sortie par lot et par type d'engagement ; définir des volumes cibles par service.         | DGEC, RTE          | Structurel |
| R5 | Subordonner toute réouverture d'appels d'offres dédiés à une démonstration préalable et à un contrôle ex post.     | DGEC               | Structurel |

### Axe 2 — Réseaux et gestionnaires de distribution

| N°  | Recommandation                                                                                | Porteur       | Niveau       |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|--------------|
| R6  | Neutraliser l'asymétrie entre investissement et exploitation dans le cadre tarifaire.         | CRE           | Structurel   |
| R7  | Instaurer une obligation de démonstration « flexibilité d'abord » au-delà d'un seuil de coût. | DGEC, CRE     | Structurel   |
| R8  | Publier une cartographie pluriannuelle des contraintes par poste source.                      | GRD           | Opérationnel |
| R9  | Généraliser le raccordement flexible aux consommateurs et aux nouveaux usages.                | GRD, CRE      | Opérationnel |
| R10 | Harmoniser les règles et interfaces entre Enedis et les entreprises locales de distribution.  | GRD, ELD, CRE | Opérationnel |

### Axe 3 — Mesure, données et contrôle

| N°  | Recommandation                                                                                          | Porteur             | Niveau       |
|-----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|--------------|
| R11 | Certifier les capacités au nœud et non au seul périmètre d'équilibre.                                   | RTE, GRD, CRE       | Structurel   |
| R12 | Publier un référentiel de capacité d'accueil et de contraintes prévisionnelles, actualisé et historisé. | GRD                 | Opérationnel |
| R13 | Étendre à la maille locale et aux gestionnaires de distribution le tableau de bord annoncé par la DGEC. | DGEC, RTE, CRE, GRD | Structurel   |

|            |                                                                                                                                                                       |                   |              |
|------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|--------------|
| <b>R14</b> | Apprécier la fiabilité sur la proportion de tests non réussis ; sanctions plus strictes au niveau local. Partiellement pris en charge par les règles du 18 mars 2026. | DGEC, RTE, GRD    | Structurel   |
| <b>R15</b> | Recenser les dispositifs de bonus et de modulation proposés par les fournisseurs.                                                                                     | CRE, fournisseurs | Opérationnel |

#### Axe 4 — Conduite et suivi

| N°         | Recommandation                                                                                                                                                                                                                          | Porteur   | Niveau     |
|------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|------------|
| <b>R16</b> | Définir juridiquement la capacité d’effacement — puissance, coûts variables, délai de prévenance, disponibilité — et établir une règle de priorité sur les points de livraison sollicités par plusieurs acteurs.                        | DGEC, CRE | Structurel |
| <b>R17</b> | Instrumenter le retour d’expérience du Portail Flexibilités RTE-Enedis, en vigueur depuis le 1er septembre 2026 sur huit départements pour deux ans, avec rapport annuel obligatoire.                                                   | Praestria | Commercial |
| <b>R18</b> | Suivre trois hypothèses réfutables : effet de la baisse du prix de sortie 2025 sur les activations ; évolution des capacités certifiées après la sortie du soutien ; volume déplacé par la seconde vague de bascule des heures creuses. | Praestria | Commercial |

## 9. Conséquences pour les acteurs et opportunités de marché

*Cette section est de nature prospective et commerciale. Elle relève entièrement du registre Praestria : elle ne restitue aucun constat de la Cour et ne peut être citée comme tel. Elle est détachable du reste du document.*

### 9.1 Trois chocs simultanés

- **La fin du revenu garanti.** Le guichet ferme. La rémunération capacitaire passe intégralement par le mécanisme réformé, où l'effacement affronte le stockage, et dont le prix pour l'année de livraison 2026 s'est établi à 99 €/MW. Un modèle calibré sur 60 000 €/MW de prime annuelle perd son socle en une saison.
- **Le durcissement du régime de preuve.** Prix d'engagement plafonnés à 60 % du plafond spot, et au barème du versement fournisseur majoré de 150 €/MWh pour les volumes réservés et les soutiens pluriannuels. Tests d'activation et pénalités renforcés dans les règles approuvées le 18 mars 2026, contrôle possible sur l'intégralité de la période de pointe, méthodologie attendue de RTE sur les capacités faiblement activées. Ce qui était déclaratif devient mesuré et sanctionné.
- **Le déplacement de la demande.** Le besoin le mieux financé n'est plus la disponibilité en pointe hivernale mais la flexibilité quotidienne et locale : absorption du photovoltaïque de midi, congestion de distribution, file d'attente de raccordement. Le produit vendu depuis 2018 n'est pas celui qui sera acheté à partir de 2027.

### 9.2 Effacement industriel : un revenu qui disparaît sans contrepartie

L'économie du segment est connue. Le coût variable d'activation va de 50 à 1 500 €/MWh selon les procédés, environ 300 €/MWh pour l'électrolyse d'aluminium, de sorte que l'activation n'est rentable qu'en crise de prix. Le revenu naturel est donc capacitaire — et c'est précisément l'objet du mécanisme de capacité. L'appel d'offres effacement en faisait doublon : sa disparition retire un revenu sans qu'aucune contrepartie ne soit créée.

S'y ajoute une caractéristique structurelle du segment : la concurrence entre agrégateurs est forte, leur activité est une activité de marge, et la quasi-totalité du revenu capacitaire remonte au client industriel. L'agrégateur perd donc moins de marge que d'argument commercial — celui de garantir plusieurs dizaines de milliers d'euros par mégawatt. C'est la proposition de valeur, plus que le compte de résultat, qui devient caduque.

#### Ce sur quoi la valeur se reporte

- **Les réserves d'équilibrage, socle à défendre.** Les effacements y tiennent déjà 23 à 36 % des volumes des réserves rapide et complémentaire, soit environ 400 MW rémunérés plus de 20 000 €/MW en 2024. Ces revenus ne sont plus déduits d'aucune prime depuis 2022 : ils deviennent le revenu principal et non plus l'appoint. L'étude Compass Lexecon citée par la Cour situe le potentiel à environ 20 000 €/MW par an pour les fours électriques de la métallurgie et de la verrerie sur la réserve rapide, et de 5 000 à plus de 30 000 €/MW sur la réserve secondaire pour l'électrolyse d'aluminium, la papeterie et la cimenterie.
- **Le raccordement, gisement d'un autre ordre de grandeur.** L'économie constatée sur le raccordement flexible est d'environ 600 000 € par mégawatt, et les raccordements anticipés ont ramené des délais de cinq ans à moins d'un an. Rapporté à une prime capacitaire de 60 000 €/MW par an, le rapport est d'un facteur dix sur une valeur immédiate. Pour un site industriel nouveau — centre de données, électrolyseur, procédé électrifié — la flexibilité n'est plus un revenu d'appoint, c'est la condition d'accès au réseau.
- **La flexibilité comme sous-produit de la décarbonation.** Chaudières électriques, stockage thermique, hydrogène, surcapacités de production : les investissements d'électrification créent mécaniquement de la flexibilité, à coût marginal d'activation faible puisque le report est possible. Le gisement nouveau n'est pas l'arrêt d'un procédé existant, c'est la modulation d'un procédé nouvellement électrifié.
- **La congestion locale, marché quasi vierge.** 46 MW attribués au maximum en 2024. Le Portail Flexibilités RTE-Enedis, entré en vigueur le 1er septembre 2026 sur huit départements, en constitue le premier test à l'échelle.

## CE QUE L'AGRÉGATEUR INDUSTRIEL DOIT REMETTRE EN CAUSE

**L'unité vendue.** Un mégawatt de disponibilité déclarée n'a plus de prix garanti. Ce qui se rémunère est une performance mesurée : puissance effectivement effacée, respect du programme, prix d'engagement tenu.

**La source de revenu.** Un revenu unique adossé à un guichet doit devenir un empilement documenté — réserves, énergie, capacité, raccordement évité, TURPE évité — dont chaque brique a sa propre logique et son propre acheteur.

**L'objet du portefeuille.** Un portefeuille de mégawatts devient un portefeuille de procédés caractérisés et localisés : coût variable, délai de prévenance, durée maximale, nœud de raccordement. C'est la caractérisation, et non la puissance, qui détermine désormais l'accès aux mécanismes.

**La structure du secteur.** Vingt opérateurs sont agréés pour un marché dont le revenu subventionné disparaît et dont la marge était déjà comprimée par la concurrence. Une consolidation est le scénario le plus probable ; la question, pour chacun, est de savoir de quel côté de l'opération il se trouvera.

### 9.3 Effacement diffus : un modèle en sursis financé jusqu'en 2032

L'économie du segment est inverse. Le coût variable d'activation est quasi nul, ce qui rend l'effacement rentable dès que le prix de marché dépasse le versement fournisseur — 6 570 heures en 2021, avec un gain calculé par la Cour supérieur à 50 000 €/MW sur 400 heures d'hiver bien choisies. Le revenu naturel est donc l'énergie. Mais les coûts fixes sont élevés, de l'ordre de 50 à 60 000 €/MW par an sur des données de 2013 jamais actualisées, et c'est le revenu capacitaire qui les a couverts.

Le segment perd trois financements en même temps. La prime des appels d'offres s'arrête. La bonification CEE qui finançait l'acquisition — environ 500 € par logement, 715 000 logements équipés — a été arrêtée le 22 novembre 2024 à la suite d'abus (cf. section 4.2). Et la concurrence vient désormais du compteur communicant : le pilotage statique revient à 15 € par foyer et par an contre 75 € pour le boîtier dédié, et RTE indique que les flexibilités mobilisées dans son bouquet de référence à 2030 relèvent essentiellement de l'asservissement statique de l'eau chaude et des recharges, « pas d'effacements d'usages existants à proprement parler, tels que les développent aujourd'hui les opérateurs d'effacement ».

*« l'opérateur d'effacement aurait ensuite intérêt à cesser ses activités au terme de la période de soutien, indépendamment de la durée de vie des équipements, si ses revenus annuels ultérieurs n'étaient pas assurés de dépasser 15 000 €/MW. »*

— Cour des comptes, p. 53

Cette phrase est le cœur du problème et elle est écrite par la Cour, non par nous. Elle décrit un modèle dont la sortie ordonnée est déjà anticipée dans les calculs de rentabilité qui ont justifié le soutien. Or 1,2 GW de capacités diffuses sont sécurisées à plus de 60 000 €/MW jusqu'en 2032 : le segment dispose de six exercices de visibilité. C'est un acquis, pas une trajectoire, et c'est exactement la durée d'un pivot industriel.

#### Ce sur quoi la valeur se reporte

- **Vendre autre chose que de l'effacement.** Le boîtier n'est finançable que s'il porte un service payant ou mesurable pour le client : pilotage de confort pièce par pièce, économies d'énergie certifiées, autoconsommation, recharge intelligente. L'effacement devient une recette secondaire d'un équipement vendu pour autre chose — l'inverse du modèle actuel.
- **Se positionner là où le compteur échoue.** La chaîne Linky ne transmet pas d'ordre en temps réel — six heures au minimum — et les équipements ne sont pas au standard de son interface locale. Le boîtier conserve un avantage réel sur le pilotage fin, la granularité pièce par pièce et la mesure à la charge. Il le perd sur tout le reste. Le positionnement gagnant est complémentaire, non concurrent.
- **Changer de gisement.** Le chauffage électrique existant est le gisement historique et le plus disputé. Les usages nouveaux — bornes de recharge, ballons thermodynamiques, batteries domestiques, photovoltaïque en

autoconsommation — sont pilotables nativement, plus modulables et non couverts par les plages d’heures creuses.

- **Le petit tertiaire.** La gestion technique des bâtiments génère des CEE au titre de la fiche BAT-TH-116 et n’est pas concurrencée par la réforme des heures creuses. Le potentiel de flexibilité des bâtiments tertiaires fait déjà l’objet d’un outil de référence et d’une mise en relation avec les opérateurs.
- **La localisation, seul avantage structurel.** Un boîtier est rattaché à un point de livraison, donc certifiable à un nœud. Un signal tarifaire national ne le sera jamais. Si la certification au nœud se met en place, c’est le seul terrain où l’effacement diffus explicite bat mécaniquement le signal prix.

#### CE QUE L’OPÉRATEUR DIFFUS DOIT REMETTRE EN CAUSE

**Le coût d’acquisition.** Environ 300 € par foyer, financés successivement par les CEE puis par la prime capacitaire. Les deux ont disparu. Il faut soit diviser ce coût, soit le faire porter par un service que le client accepte de payer.

**L’unité de compte.** Le mégawatt effaçable en pointe hivernale cesse d’être la bonne mesure. La disponibilité annuelle, la localisation et la capacité à prouver l’activation la remplacent.

**L’horizon de décision.** Six exercices de revenu sécurisé donnent le temps d’un pivot, et créent l’illusion qu’il n’est pas urgent. Le coût d’un repositionnement est faible tant que le revenu couvre les coûts fixes ; il devient prohibitif le jour où il ne les couvre plus.

## 9.4 Les deux modèles en regard

|                              | Industriel ( > 1 MW )                                                       | Diffus ( < 1 MW )                                                                             |
|------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Ce qui disparaît</b>      | La prime capacitaire, qui faisait doublon avec le mécanisme de capacité     | La prime capacitaire et la bonification CEE, qui finançaient les coûts fixes et l’acquisition |
| <b>Ce qui reste</b>          | Réserves d’équilibrage : 23 à 36 % des volumes, plus de 20 000 €/MW en 2024 | Le revenu d’énergie, réel mais saisonnier et borné par le versement fournisseur               |
| <b>Le nouveau concurrent</b> | Le stockage par batterie, dans les volumes réservés du mécanisme réformé    | Le compteur communicant : 15 €/foyer/an contre 75 € pour le boîtier                           |
| <b>Le gisement de report</b> | Raccordement flexible et procédés nouvellement électrifiés                  | Usages nouveaux, petit tertiaire, services payants au client                                  |
| <b>Horizon de visibilité</b> | Aucun au-delà de 2026, hors contrats en cours                               | Six exercices : 1,2 GW sécurisés à plus de 60 000 €/MW jusqu’en 2032                          |
| <b>Risque dominant</b>       | Consolidation du secteur, perte de l’argument commercial                    | Sortie ordonnée au terme du soutien, anticipée dans les calculs de la Cour                    |

Synthèse Praestria à partir des données du rapport. Les seuils et ordres de grandeur sont ceux de la Cour ; leur mise en perspective est nôtre.

## 9.5 Cinq marchés adressables

| Acheteur                               | Ce qu’il achètera                                                                                                      | État du marché                                                                                                    |
|----------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Gestionnaires de distribution</b>   | Flexibilité localisée, raccordement flexible, cartographie des contraintes par poste source                            | Quasi vierge — 46 MW en 2024 ; premier test à l’échelle avec le Portail Flexibilités depuis le 1er septembre 2026 |
| <b>Fournisseurs</b>                    | Offres à pointe mobile, modélisation de la valeur capacitaire implicite, exploitation de la bascule des heures creuses | Très peu outillé — 26 000 sites en offre de marché en mars 2024, contre 855 000 clients Tempo                     |
| <b>RTE et responsables d’équilibre</b> | Réserves, ajustement, certification NEBCO, preuve de fiabilité                                                         | Existant et concurrentiel ; socle à défendre plutôt qu’à conquérir                                                |
| <b>Industriels</b>                     | Accès accéléré au réseau, flexibilité issue de la décarbonation, TURPE évité                                           | Émergent — porté par la file d’attente de raccordement plus que par la politique de flexibilité                   |
| <b>Puissance publique</b>              | Recensement, tableau de bord, méthodologie de mesure de la fiabilité                                                   | En cours de constitution — travaux DGEC-RTE-Enedis-CRE annoncés en réponse à la Cour                              |

## 9.6 L'objection : rien ne prouve que les modèles actuels meurent

L'objection est sérieuse et plusieurs faits la soutiennent. L'appel d'offres flexibilités décarbonées de 2025 a divisé le prix de sortie par deux et a pourtant été le premier de la série à être sursouscrit. Les activations ont fortement progressé au premier semestre 2025. Les capacités certifiées au mécanisme de capacité ont continué de croître en 2025 alors que les volumes soutenus reculaient. Et 1,2 GW de capacités diffuses sont financées jusqu'en 2032. Rien, dans ces observations, ne dessine un effondrement.

Deux éléments la limitent néanmoins. Le prix du mécanisme de capacité pour 2026, à 99 €/MW, montre que la rente capacitaire peut valoir zéro une année donnée : un modèle qui, selon les propres calculs de la Cour, doit dépasser 15 000 €/MW par an pour rester ouvert est exposé à une simple détente de l'équilibre offre-demande. Et la DGEC subordonne explicitement l'absence de nouveaux appels d'offres à la suffisance du mécanisme de capacité — ce qui signifie que la sécurité de revenu du secteur dépend désormais d'une appréciation administrative révisable, non d'un contrat.

La conclusion n'est donc pas une prédiction de disparition. C'est le constat d'une fenêtre : six exercices pendant lesquels le coût d'un repositionnement reste faible, au terme desquels il ne le sera plus. Le risque dominant n'est pas la rupture, c'est l'érosion lente sous couvert de visibilité contractuelle.

### TROIS SIGNAUX À SURVEILLER

**Le prix du mécanisme de capacité pour 2027 et 2028.** S'il reste durablement sous 15 000 €/MW, la sortie du segment diffus au terme des contrats devient l'hypothèse centrale et non plus le scénario défavorable.

**La part du stockage dans la première enchère à volume réservé.** Elle dira si la concurrence technologique est réelle ou si les prescriptions particulières protègent de fait l'effacement.

**Le volume attribué sur les flexibilités locales après le pilote du Portail Flexibilités.** Un passage de quelques dizaines à quelques centaines de mégawatts validerait l'existence du marché de la valeur de réseau ; une stagnation la démentirait.

## 10. Objections retenues et limites

### CE QUI BORNE LA PORTÉE DE CES RECOMMANDATIONS

**La flexibilité ne se substitue pas au renforcement.** Une contrainte de distribution est souvent structurelle et durable ; au-delà de quelques centaines d'heures par an, effacer coûte plus cher que construire. Les recommandations R6 à R9 ne valent que pour le séquençage — différer, raccourcir un délai, traiter l'aléa résiduel — et non pour la substitution. Elles seraient contre-productives si elles servaient à retarder des investissements nécessaires.

**Le signal tarifaire est péréqué, donc mal apparié au besoin local.** Un tarif identique partout ne peut pas résoudre une congestion située quelque part. R2 ne vaut que pour les besoins récurrents et non localisés et ne dispense pas d'un instrument contractuel local. Deux nuances toutefois : les plages d'heures creuses sont fixées par le gestionnaire de réseau et non par le fournisseur, et la réforme en cours introduit déjà une différenciation saisonnière — la maille de différenciation est un paramètre, non un principe.

**Les chiffrages disponibles sont fragiles.** Les coûts de référence datent de 2013 et 2017, les gisements industriels reposent sur des attentes de rémunération déclarées, et la Cour reconnaît que son estimation des excès s'appuie sur une source qu'elle juge limitée. Aucune de ces recommandations ne doit être présentée comme reposant sur des ordres de grandeur consolidés.

**Une obligation uniforme de mise à disposition est techniquement contestée.** RTE fait valoir que les délais de prévenance de nombreuses capacités d'effacement les rendent inaptes à offrir en permanence une puissance

importante sur le mécanisme d'ajustement. Nous retenons l'objection et reformulons en conséquence : l'obligation doit être conditionnée à la caractérisation technique déclarée de chaque capacité, non appliquée uniformément.

#### CE QUE PRAESTRIA NE RECOMMANDE PAS

- La réouverture d'appels d'offres dédiés aux effacements, tant que la démonstration prévue à R5 n'a pas été produite.
- Une différenciation géographique des tarifs de réseau au-delà de la différenciation saisonnière en cours : la question relève d'un arbitrage politique sur la péréquation, non d'une analyse technique.
- Toute conclusion sur la compétitivité relative de l'effacement et du stockage : les hypothèses de coûts datent de 2017 et les bilans prévisionnels ne valorisent ni l'ajustement, ni les services système, ni les congestions. La question sera tranchée par la première enchère à volume réservé, pas avant.
- Un dimensionnement chiffré du besoin de flexibilité locale : ni le nombre d'heures de contrainte par poste source, ni le coût évité par nœud ne sont aujourd'hui publics.

## Annexe — Citations de référence

---

Vingt-deux extraits verbatim, vérifiés sur les textes sources et groupés par thème. La pagination renvoie au rapport S2026-0557 ; les réponses des destinataires ne sont pas paginées.

### Sur la pertinence de l'outil

*« Les effacements de consommation électrique sont un moyen économiquement pertinent d'assurer l'équilibre entre offre et demande d'électricité quand ils évitent la mobilisation de moyens plus coûteux ou émetteurs de CO<sub>2</sub> (centrales à gaz ou à charbon). »*

— Cour des comptes, synthèse, p. 7

*« Son étude soulignait néanmoins le « caractère non consensuel de [ces] hypothèses de coûts ». »*

— Cour des comptes, sur l'étude RTE de 2017, p. 23

### Sur le fondement des objectifs

*« donn[er] la priorité aux effacements électriques par rapport à la construction de nouveaux moyens de production de pointe »*

— Première PPE (2016-2023), citée p. 26

*« il s'agi[ssait] par ailleurs d'aller au-delà du seul objectif de capacité d'effacement lors des jours de pointe, qui oriente aujourd'hui uniquement vers le développement de flexibilité de type assurantielle et ne permet pas de piloter le développement de la flexibilité structurelle et régulière. »*

— RTE, bilan prévisionnel 2023-2035, cité p. 29

### Sur la justification du soutien

*« reviendrait à faire abstraction de ce constat et pourrait générer [...] un surcoût indu pour le consommateur final contribuant au service public de l'électricité »*

— CRE, 2013, citée p. 41

*« en l'absence de mesure de soutien, les capacités d'effacement ayant fait l'objet d'un dispositif de soutien ces dernières années ne seraient pas viables économiquement et fermeraient »*

— Autorités françaises, 2023, citées p. 46

### Sur la conception des appels d'offres

*« les autorités françaises n'ont pas connaissance de mesures applicables spécifiquement aux AOE visant à sanctionner les manipulations dans les offres déposées par les acteurs »*

— DGEC, citée p. 49

*« [La CRE] a indiqué ne disposer d'aucun levier pour demander des informations aux acteurs ayant répondu aux AOE. »*

— Cour des comptes, p. 49

*« [RTE] indique ne pas avoir « la possibilité de faire un lien direct entre le gisement technico-économique estimé par l'ADEME en 2019 et les volumes qui sont effectivement présentés [...] aux enchères de l'AOE ». »*

— Cour des comptes, p. 50

*« Il s'agit là explicitement, selon la DGEC, d'une pratique plus favorable que ce que prévoit le cahier des charges de l'appel d'offre. »*

— Cour des comptes, sur l'alignement des lots, p. 48

### Sur le contrôle et le manquement

« l'autorité administrative (y compris la CRE) peut [...] effectuer des contrôles ad hoc sur la base d'éléments transmis par les acteurs [...] à ce jour un tel contrôle n'a pas eu lieu. »

— DGEC, citée p. 54

« le défaut d'exercice, par l'autorité administrative, de sa mission de suivi et de contrôle du caractère normal de la rémunération des capitaux engagés par les lauréats des AOE contrevient aux dispositions prévues par le code de l'énergie et constitue un manquement auquel il convient de remédier sans délai. »

— Cour des comptes, p. 54

« les pouvoirs publics ne se sont pourtant donné aucun moyen pour suivre et assurer le respect de l'exigence législative de ne pas rémunérer de façon excessive les capitaux engagés par les lauréats. »

— Cour des comptes, conclusion intermédiaire, p. 70

## Sur l'activation et la fiabilité

« le faible niveau de puissance activée par les capacités d'effacement lors des pointes de consommation, par rapport aux capacités certifiées, interroge sur la capacité réelle [...] à s'activer à hauteur de sa puissance certifiée sur le mécanisme de capacité. »

— RTE, cité p. 64

« RTE parle à ce propos d'un phénomène de « fuite à l'activation à pleine puissance ». »

— Cour des comptes, p. 63

## Sur la refonte de 2026

« la mise en place d'obligations différenciées pour les flexibilités décarbonées par rapport aux autres capacités, via des « prescriptions particulières », [...] de nature à complexifier la comparaison des offres dans les enchères et la lisibilité du signal-prix »

— CRE, avis d'octobre 2025, citée p. 68

« la poursuite simultanée des objectifs de sécurité d'approvisionnement et de développement de filières au sein d'une unique enchère soulève des questions d'homogénéité du besoin exprimé dans la courbe de demande »

— CRE, avis d'octobre 2025, citée p. 68

« la possibilité d'un recours à de nouveaux appels d'offres spécifiques, comme l'envisage l'État, devrait être proscrit en première approche »

— Cour des comptes, synthèse, p. 9

## Réponses des destinataires

« Le Gouvernement a décidé de ne pas reconduire à ce stade de nouveaux appels d'offres ad hoc dédiés aux flexibilités décarbonées tant que le mécanisme de capacité suffira à faire émerger les capacités nécessaires pour répondre aux besoins du système électrique. »

— DGEC, 30 juin 2026

« Une étude menée conjointement avec la CRE pourrait également permettre d'étudier les possibilités de collecte de données afin d'apprécier le caractère normal de la rémunération des capitaux engagés pour les contrats en cours. »

— DGEC, 30 juin 2026, sur la recommandation n° 2

« s'agissant du comportement des effacements sur les marchés de l'électricité, la CRE peut déjà contrôler et sanctionner d'éventuelles manipulations dans les offres déposées par les acteurs. »

— DGEC, 30 juin 2026, sur la recommandation n° 4

« cela nécessite des travaux complémentaires pour objectiver les bénéfices éventuels pour le système électrique. Ceux-ci sont a priori bien moindres que pour la production d'électricité d'origine renouvelable. »

— DGEC, 30 juin 2026, sur la recommandation n° 6

« RTE souscrit de façon générale à l'ensemble des recommandations formulées par la Cour. »

— RTE, 9 juillet 2026

« il existe en pratique peu de capacités d'effacement présentant les caractéristiques techniques leur permettant d'offrir en permanence une puissance disponible importante sur le mécanisme d'ajustement. »

— RTE, 9 juillet 2026, sur la recommandation n° 6

« Ces exigences ont été intégrées au sein des règles du nouveau mécanisme de capacité qui ont été approuvées par la ministre en charge de l'énergie le 18 mars 2026. »

— RTE, 9 juillet 2026, sur la recommandation n° 5

---