

CONSULTATION PUBLIQUE N°2024-16

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

Consultation publique du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie encadrent les compétences de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en matière de tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. La CRE peut procéder aux modifications de cadre de régulation, de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité d'Enedis, dit TURPE 6 HTA-BT, est entré en vigueur le 1^{er} août 2021 pour une durée de quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 21 janvier 2021¹.

Compte tenu du besoin de visibilité des acteurs de marché et dans l'objectif de mener un processus de consultation large et participatif sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité, la CRE a procédé à une première consultation publique le 14 décembre 2023², portant spécifiquement sur des sujets de structure du TURPE. Entre janvier et septembre 2024, elle a organisé cinq ateliers thématiques ouverts au public, sur la structure tarifaire, la flexibilité des réseaux d'électricité, le raccordement des utilisateurs aux réseaux d'électricité, la qualité de service de RTE et d'Enedis et la trajectoire prévisionnelle des investissements de RTE et d'Enedis.

Durant cette période, la CRE a également organisé un atelier sur l'accessibilité et la valorisation des données des gestionnaires de réseaux.

Les supports de ces ateliers, transmis aux participants, sont publiés sur le site internet de la CRE avec la présente consultation publique. A l'issue de chaque atelier, la CRE a reçu des contributions de certains acteurs.

La présente consultation publique présente les orientations préliminaires de la CRE concernant le prochain tarif d'utilisation du réseau public de distribution d'électricité, dit TURPE 7 HTA-BT. Elle est organisée en trois parties :

- le cadre de régulation tarifaire, qui correspond à l'ensemble des mécanismes incitatifs pluriannuels ayant pour objectif de s'assurer de l'efficacité de l'opérateur en termes de maîtrise des coûts et de qualité du service rendu à l'utilisateur ;
- le niveau des charges à couvrir dans le revenu autorisé d'Enedis, les hypothèses de nombre de clients et de consommation, et le niveau du tarif ;

¹ [Délibération n°2021-13 de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

² [Consultation publique n°2023-13 du 14 décembre 2023 portant sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 7 »](#)

- la structure du tarif de distribution, c'est-à-dire la façon dont le revenu autorisé d'Enedis est collecté auprès des utilisateurs au travers de différents termes tarifaires.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur l'ensemble des éléments constitutifs du TURPE7 HTA-BT avant de prendre sa décision, prévue au début de l'année 2025 pour une entrée en vigueur au 1^{er} août 2025.

Ces orientations préliminaires de la CRE prennent en compte les orientations de politique énergétique adressées à la CRE par un courrier de la ministre chargée de l'énergie en date du 26 octobre 2023, en application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, publié avec la présente consultation publique.

Principaux enjeux du prochain tarif de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

La décision de la CRE pour le tarif TURPE 7 HTA-BT devra répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (2025-2028), mais aussi préparer les réseaux de distribution d'électricité aux défis de moyen et long terme du système électrique.

La période tarifaire à venir sera marquée par des politiques volontaristes d'électrification des usages, notamment dans la mobilité et dans l'industrie, et par la croissance de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ce contexte, couplé à la nécessité d'améliorer la résilience des réseaux face au changement climatique, implique pour Enedis des dépenses prévisionnelles d'investissement en hausse significative (de 4,9 Md€ en 2023 à 7 Md€ en 2028). Le TURPE 7 doit accompagner cette croissance, tout en incitant l'opérateur à viser un haut degré d'efficacité et une qualité de service à un niveau élevé.

Les réseaux devront se développer au rythme de la progression de l'électrification et du développement des EnR, en portant une attention particulière au raccordement. La saturation progressive de nombreuses zones du réseau de distribution est de nature à retarder le raccordement de nouvelles installations de production ou de soutirage dans l'attente du renforcement des réseaux. Dans ce contexte, le recours aux flexibilités (stockage, modulation de la demande et de la production, etc.) est une solution à disposition des gestionnaires de réseaux pour réduire les délais d'accès au réseau électrique en limitant les besoins d'investissement. A ce titre, un des enjeux du TURPE 7 sera de renforcer les moyens et les incitations des gestionnaires de réseaux de distribution à mieux mobiliser les flexibilités physiques du système électrique.

Le développement de la production photovoltaïque modifie la dynamique de la journée électrique : de l'électricité peu coûteuse est ainsi disponible en abondance l'après-midi hors saison hivernale. Le placement des plages d'heures pleines (TURPE plus cher) et d'heures creuses (TURPE moins cher) permet de déplacer des consommations aux meilleurs moments de la journée pour le réseau. La CRE envisage donc, dans la présente consultation, que la majorité des clients puisse disposer d'heures creuses l'après-midi en été.

EVOLUTION DU NIVEAU DU TARIF

Enedis a présenté à la CRE une demande en hausse importante pour le TURPE 7 HTA-BT.

Enedis prévoit une forte croissance de l'activité de raccordement et de ses investissements dans les réseaux.

La trajectoire de dépenses d'investissements d'Enedis est en forte croissance, de 4,9 Md€ en 2023 à 7 Md€ en 2028.

Trois catégories d'investissements expliquent principalement cette hausse, en plus de l'inflation :

- le raccordement des producteurs EnR, avec une croissance des demandes de 6 % par an sur la période TURPE 7 (2025-2028) ;
- le raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques, notamment pour accélérer l'équipement du résidentiel collectif ;

- le renforcement des réseaux, en lien avec la hausse des flux d'électricité issus de la production renouvelable et l'amélioration de la résilience du réseau face au changement climatique.

Enedis prévoit un développement du nombre de points de livraison et une consommation en augmentation progressive à partir de 2026.

Enedis anticipe une croissance du nombre de points de livraison raccordés à son réseau sur la période TURPE 7, de l'ordre de +1,0 %/an. Cette croissance s'explique par la hausse du nombre de raccordements d'infrastructures de recharge et le développement de logements neufs.

Enedis anticipe également une hausse de la consommation prévisionnelle sur son réseau. Stable en 2025 par rapport à 2024, la consommation devrait augmenter de +1,0 % par an entre 2025 et 2028. Elle sera tirée par l'électrification du chauffage et de la mobilité et, dans une certaine mesure, par la reprise attendue de la consommation industrielle. Ces hausses seront en partie compensées par l'amélioration de l'efficacité énergétique et, dans une moindre mesure, par l'autoconsommation.

La CRE prévoit à ce stade de retenir les prévisions de nombre de points de livraison et de consommation d'Enedis, mais de les remettre à jour avant sa décision finale afin de tenir compte de la dynamique observée sur la fin de l'année 2024.

Enedis demande des moyens supplémentaires significatifs pour accompagner cette croissance des investissements et de l'activité.

Enedis indique faire face à une augmentation importante de son activité, à la hausse générale des coûts (inflation), notamment sur les matériels du fait des tensions sur les chaînes d'approvisionnement, ainsi qu'à des exigences croissantes de ses contreparties. Enedis fait également face à une augmentation des coûts de l'énergie nécessaire à la compensation des pertes sur son réseau, dans un contexte de fin de l'ARENH, et donc d'une exposition de marché totale, et de prix de gros qui restent plus élevés qu'avant la crise.

La prise en compte des éléments du dossier tarifaire adressé à la CRE par Enedis conduirait à une hausse importante des charges à couvrir (charges nettes d'exploitation et charges de capital normatives), à 17 568 M€_{courants}/an sur la période TURPE 7, à comparer aux 15 031 M€_{courants}/an constatés en moyenne sur la période 2021-2023.

Au périmètre des charges d'exploitation retraitées, d'une part, des charges liées au système électrique et au tarif agent (qui dépendent en grande partie des prix de gros) et, d'autre part, des recettes extratarifaires (qui dépendent des demandes de raccordement des utilisateurs), la demande d'Enedis représente une hausse de +7,3 % en 2025 par rapport à la période 2021-2023 exprimée en €₂₀₂₃, suivie d'une hausse annuelle de +3,0 % sur la période 2026-2028.

Enedis demande une hausse significative de la rémunération des actifs.

Enedis demande une marge sur actifs de 2,8 % au lieu de 2,5 % dans le TURPE 6, une rémunération additionnelle des capitaux propres de 3,1 % au lieu de 2,3 % et une rémunération additionnelle des emprunts financiers de 3,4 % au lieu de 1,7 %.

Ces hausses reposent notamment sur l'augmentation du taux sans risque, pour tenir compte de la remontée des taux de marché, et du bêta de l'actif, Enedis considérant être exposé à des risques plus importants dans un contexte de croissance de son activité. Par ailleurs, Enedis demande l'ajout d'un *spread* de dette dans le calcul de sa rémunération.

Enedis demande une évolution de la prise en compte des contributions de raccordement dans le TURPE.

Enedis demande de faire évoluer le traitement des contributions de raccordement. Actuellement, les contributions versées par les clients qui se raccordent au réseau d'Enedis viennent en déduction des charges à couvrir et sont donc directement restituées aux utilisateurs. Enedis souhaite que ces montants soient restitués progressivement aux utilisateurs du tarif sur la durée de vie de l'actif, afin qu'ils participent au financement des investissements actuels et à venir.

L'effet sur le niveau du tarif TURPE 7 est une forte hausse des charges à couvrir : une application de cette nouvelle méthode à la moitié des nouveaux raccordements, comme pris en compte par Enedis dans sa demande, implique à elle seule une hausse du tarif de +5,4 %.

En conséquence, Enedis demande une forte hausse de son tarif.

La demande d'Enedis mènerait à une hausse tarifaire moyenne de 18,9 % au 1^{er} août 2025 (y compris une trajectoire prévisionnelle d'inflation de +1,8 %) par rapport à la grille tarifaire qui sera en vigueur au 1^{er} novembre 2024. Cette hausse inclut la demande d'évolution du traitement tarifaire des contributions de raccordement d'Enedis.

Hors changement de méthode, la demande tarifaire d'Enedis s'élève à +13,5 %, du fait en particulier :

- de la demande de hausse des charges à couvrir (charges d'exploitation et charges de capital) pour +6,6 %, dont +4,3 % liés à la croissance des investissements, +1,4 % liés à la demande de hausse de la rémunération du capital ; la demande d'Enedis inclut par ailleurs des charges brutes d'exploitation (hors recettes de raccordement) en hausse moyenne de +2,8 %/an par rapport à 2023, compensée par l'accroissement des recettes de raccordement ;
- de créances tarifaires héritées du TURPE 6 résultant d'une consommation plus faible qu'attendue et de prix de l'énergie particulièrement élevés lors de la crise de 2022/2023 (solde du CRCP à restituer à Enedis) pour +5,7 % ;
- de la demande tarifaire de RTE, qui représente +3,0 % liés à la hausse du prix du péage transport payé par Enedis à RTE ;
- ces effets n'étant que partiellement compensés par des recettes issues du développement de nouveaux points de livraison et de la croissance de la consommation, pour -1,8 %.

La CRE envisage des ajustements sur la demande d'Enedis qui limiteraient la hausse du TURPE 7 HTA-BT.

La CRE envisage de retenir une partie de la demande d'Enedis.

La CRE considère à ce stade que la trajectoire de charges à couvrir proposée par Enedis doit être ajustée.

La CRE a conduit ses propres analyses et s'est appuyée sur des études de consultants externes dont les rapports, qui n'engagent pas la CRE, sont publiés en même temps que la présente consultation publique. Ces rapports portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande des charges d'exploitation d'Enedis pour les années 2025-2028 ;
- un audit de la demande des taux de rémunération d'Enedis.

A ce stade, la CRE envisage une hausse des charges à couvrir moins forte que celle demandée par Enedis. La consultation publique présente des fourchettes à l'intérieur desquelles la CRE envisage de fixer les différentes composantes du revenu autorisé d'Enedis pour le tarif TURPE 7 HTA-BT :

- pour les charges d'exploitation hors système électrique, en borne basse, la CRE présente deux variantes : la prise en compte de l'ensemble des ajustements proposés par l'auditeur, ou une prise en compte partielle de ces ajustements pour tenir compte des potentiels recoupements avec le plan de performance proposé par Enedis. La demande d'Enedis constitue la borne haute ;

- les charges d'exploitation relatives au système électrique ont été directement analysées par la CRE. Elle a intégré le scénario illustratif présenté dans sa consultation relative au prochain TURPE HTB de RTE et envisage d'ajuster la trajectoire d'achats des pertes ;
- pour la rémunération du capital, la CRE envisage à ce stade une fourchette de 2,3 % à 2,6 % pour la rémunération de la base d'actifs régulés (marge sur actifs), de 2,6 % à 3,1 % pour la rémunération des capitaux propres régulés et de 1,9 % à 2,3 % pour la rémunération des emprunts financiers. La méthode retenue pour établir cette fourchette est en évolution notable par rapport au tarif TURPE 6 HTA-BT (voir point suivant). Ces fourchettes sont présentées sur la base des conditions fiscales en vigueur et des taux de marché actuels ;
- à ce stade, la CRE envisage de retenir la trajectoire d'investissement proposée par Enedis, à l'exception d'ajustements limités sur les investissements « hors réseaux » (systèmes d'information, immobilier et véhicules), qui font l'objet d'une régulation incitative spécifique.

La CRE envisage de fixer le niveau des charges nettes d'exploitation à un niveau compris entre la demande d'Enedis et le résultat de l'analyse de l'auditeur.

La CRE souligne l'initiative d'Enedis de proposer un plan de performance intégré à sa demande.

L'auditeur a conduit une analyse « poste par poste », au terme de laquelle il a présenté une trajectoire inférieure de 418 M€/an en moyenne par rapport la demande d'Enedis au périmètre hors contributions de raccordements et tarif agent.

L'auditeur a conservé le plan de performance d'Enedis. La CRE constate toutefois que l'addition des ajustements de l'auditeur et de l'intégralité du plan de performance d'Enedis demande un effort de productivité significatif. Elle présente donc deux variantes : la prise en compte de l'ensemble des ajustements proposés par l'auditeur ou une prise en compte partielle de ces ajustements pour tenir compte des potentiels recouvrements avec le plan de performance proposé par Enedis.

La CRE analysera en détail les ajustements pour fixer la trajectoire de charges nettes d'exploitation dans sa décision.

La CRE envisage de faire évoluer la méthode de fixation des taux de rémunération pour prendre en compte la remontée des taux observée récemment.

La CRE n'a pas l'intention, à ce stade, de faire évoluer la méthode générale de calcul des charges de capital d'Enedis.

La méthode de détermination par la CRE des taux de rémunération est fondée sur une rémunération à structure normative qui assure une rémunération raisonnable des capitaux investis. Elle s'appuie sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, ce qui reflète la durée de vie longue des infrastructures de réseau. Cette méthode, qui a peu évolué depuis trois périodes tarifaires du TURPE, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la baisse des taux observée depuis 10 ans.

Les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis 2 ans. A ce stade, la CRE envisage de faire évoluer la méthode de calcul de la rémunération pour mieux prendre en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt, sur le modèle de ses décisions tarifaires de début 2024 s'agissant des opérateurs d'infrastructures gazières. Pour déterminer le niveau de rémunération applicable pendant le TURPE 7, la CRE envisage en conséquence de retenir :

- un taux sans risque nominal déterminé selon la méthode utilisée pour le tarif TURPE 6 HTA-BT et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme ;
- un taux sans risque nominal fondé sur des données économiques plus récentes.

Ces deux taux pourraient être appliqués de manière combinée dans un taux pondéré en tenant compte de la répartition des anciens et nouveaux actifs au sein des capitaux propres et des emprunts financiers. Ainsi, la rémunération additionnelle des capitaux propres s'établirait entre 2,6 % et 3,1 % et la rémunération additionnelle des emprunts financiers entre 1,9 % et 2,3 %.

La marge sur actifs, qui constitue le principal bloc de rémunération d'Enedis, est peu sensible aux évolutions des taux de marché. Elle dépend en effet du niveau du bêta de l'actif, du niveau de la prime de risque marché et du niveau du taux d'impôt. Dans ce cadre, la CRE envisage une fourchette de 2,3 % à 2,6 % pour la marge sur actifs dans la continuité des précédentes périodes tarifaires.

La CRE est à ce stade défavorable à la demande d'Enedis de faire évoluer le traitement des contributions de raccordement.

La hausse des investissements d'Enedis sur la période TURPE 7 ne menace pas la stabilité financière d'Enedis, qui aura en sortie du TURPE 6 une dette faible en regard de son bilan, de l'ordre de 4 Md€ à comparer avec les actifs gérés de l'ordre de 60 Md€. Il n'est donc pas indispensable de faire évoluer le cadre de régulation tarifaire pour renforcer la solidité financière d'Enedis.

En outre, la CRE identifie plusieurs obstacles importants à la mise en œuvre de l'évolution demandée par Enedis (en particulier la modification de la comptabilité de l'entreprise, la définition du périmètre de la mesure, le traitement financier des recettes supplémentaires).

Cette mesure, qui représente une hausse de 5,4 % dans la demande tarifaire d'Enedis, n'est donc pas incluse dans le scénario illustratif présenté par la CRE.

Le tarif TURPE 7 HTA-BT moyen sera en hausse par rapport au TURPE 6.

A titre purement illustratif, en retenant le milieu des fourchettes de charges de capital et de charges nettes d'exploitation figurant dans la présente consultation publique, ainsi qu'une hypothèse d'évolution du tarif avec une première marche au 1^{er} août 2025, la hausse moyenne du TURPE HTA-BT s'établirait à environ +10 % au 1^{er} août 2025 suivi d'évolutions à l'inflation. Cette évolution inclut la hausse prévue dans le scénario illustratif du TURPE 7 HTB.

D'autres modalités d'évolutions annuelles sur la période tarifaire sont également possibles, par exemple un lissage en quatre évolutions identiques, soit environ + 5 % par an (dont 1,8 % d'inflation par an).

La CRE rappelle que ce scénario est purement illustratif et que les trajectoires associées ne sont pas définitives. Le niveau retenu *in fine* par la CRE sera différent de ce scénario illustratif.

CALENDRIER

La CRE évalue l'opportunité d'un mouvement exceptionnel en février 2025 des termes tarifaires du TURPE 6 HTA-BT.

Les prix de gros de l'électricité sont en baisse importante en 2025 par rapport à 2024. De nombreux consommateurs vont donc voir le prix de leur électricité baisser en début d'année 2025 (PME, clients au tarif réglementé de vente d'électricité et tarifs indexés TRVE...). La CRE souhaite interroger les acteurs sur l'opportunité d'intégrer la hausse du TURPE nécessaire en 2025. Une hausse du TURPE 6 HTA-BT au 1^{er} février 2025 permettrait d'éviter des mouvements de sens opposé sur le prix acquitté par les consommateurs concernés en 2025. Dans cette hypothèse, la CRE considère à ce stade qu'il ne devrait pas y avoir de modification du niveau du TURPE en août 2025, et le mouvement suivant du TURPE interviendrait en août 2026.

STRUCTURE DES TERMES TARIFAIRES

La CRE reconduit globalement pour le TURPE 7 la structure tarifaire du TURPE 6 avec des ajustements de méthode mineurs.

La CRE reconduit la méthode appliquée pour le tarif TURPE 6, en y apportant des améliorations sur la prise en compte des pointes d'injection du réseau, afin de la rendre plus robuste aux évolutions du système. Les grilles tarifaires évoluent peu dans leur structure entre TURPE 6 et TURPE 7.

La CRE publie dans la présente consultation des grilles tarifaires illustratives.

La CRE envisage la généralisation progressive d'heures creuses l'après-midi en été à partir d'août 2025.

Dans sa consultation publique du 14 décembre 2023, la CRE envisageait plusieurs adaptations concernant le placement des heures pleines et des heures creuses du gestionnaire de réseau, afin de tenir compte de l'évolution du mix de production électrique. L'abondance de production photovoltaïque génère notamment des prix particulièrement compétitifs de l'électricité en saison estivale (avril à octobre inclus) l'après-midi.

A la suite du retour positif de la majorité des contributeurs, la CRE présente dans la consultation publique les modalités de mise en œuvre envisagées pour cette réforme. Enedis estime que 28 millions de consommateurs seront concernés en BT \leq 36 kVA et 0,5 million de clients en BT > 36 kVA et HTA.

Compte tenu des développements nécessaires pour cet ambitieux projet, Enedis prévoit de mener les travaux en deux phases jusqu'à mi-2027 :

- pour 5 millions de consommateurs BT \leq 36 kVA entre août 2025 et avril 2026, déplacement des heures creuses figurant actuellement sur des plages d'heures à éviter et introduction d'heures creuses en journée ; en revanche, le placement des heures pleines et creuses resterait identique entre l'été et l'hiver pour ces clients ;
- pour 23 millions de clients à partir d'avril 2026 pour le segment BT \leq 36 kVA et de janvier 2027 pour le segment BT > 36 kVA et HTA et jusqu'à juillet 2027, déplacement des heures creuses figurant actuellement sur des plages d'heures à éviter et introduction d'heures creuses en journée l'été, avec une différenciation du placement des heures pleines et creuses entre l'hiver et l'été.

Ainsi à mi-2027, environ 85 % des clients auraient des heures creuses en journée l'été (plus de 2 heures par jour pour la majorité d'entre eux). La majorité des clients qui ont aujourd'hui des heures creuses en journée en hiver devraient les conserver, mais elles pourraient être déplacées. Enfin, un certain nombre de consommateurs (environ 15 %) continueront à n'avoir des heures creuses que durant la nuit.

A ce stade, la CRE est très favorable à la proposition d'Enedis.

La CRE envisage d'introduire une composante tarifaire optionnelle et transitoire pour les sites d'injection-soutirage.

Les sites d'injection-soutirage ont la capacité de s'adapter de manière symétrique aux contraintes du réseau. La CRE envisage, pour la période TURPE 7, l'introduction d'une tarification permettant d'exploiter au mieux cette capacité au bénéfice du réseau, en reflétant les coûts.

Ainsi, les sites d'injection-soutirage pourraient recevoir une incitation à un fonctionnement contracyclique en fonction de la zone de réseau dans laquelle ils se situent (par exemple, une incitation à injecter lorsque les autres utilisateurs de la zone soutirent fortement).

Pour la période TURPE 7, la CRE envisage à titre transitoire, compte tenu pour l'heure des implications techniques, que soient éligibles à cette tarification les installations situées dans les zones de réseau dimensionnées en injection par de la production photovoltaïque, ainsi que les zones de réseau dimensionnées en soutirage les plus contraintes.

La CRE consulte sur le dispositif de facturation des coûts spécifiques que génèrent les clients qui ne sont pas équipés de compteurs évolués.

Le déploiement massif du compteur Linky s'est achevé fin 2021. Depuis cette date, Enedis a continué à équiper les clients qui n'avaient pas pu l'être précédemment ou qui en ont fait la demande. Au 31 août 2024, 37,3 millions de clients sont équipés d'un compteur Linky sur le territoire d'Enedis, et 2,1 millions sont équipés d'un compteur d'une ancienne génération.

Ces derniers clients génèrent des coûts spécifiques à leur situation. Au terme de la phase transitoire de trois ans qu'elle avait prévue en 2022, la CRE envisage de faire évoluer la tarification applicable à ces clients. Ainsi, à compter du 1^{er} août 2025, les consommateurs non équipés d'un compteur évolué, à l'exception des cas d'impossibilité technique indépendante du client identifiés par Enedis, seraient redevables d'un terme tarifaire spécifique. Cette composante permettrait de couvrir les coûts qu'ils engendrent relatifs notamment au système d'information, à la relève à pied et aux contrôles, au contact client. Son montant est estimé à 6,93 € facturés tous les deux mois.

Par ailleurs, les clients sans compteur évolué qui ne font pas la démarche de communiquer à Enedis leurs index de consommation, directement ou en planifiant une relève à pied avec Enedis, génèrent des coûts supplémentaires car ils nécessitent des contrôles accrus. A ce titre, la CRE envisage qu'une composante tarifaire additionnelle leur soit appliquée à hauteur de 4,18 € facturés tous les deux mois, pour couvrir les surcoûts.

La CRE envisage en outre que ces modalités s'appliquent également sur les territoires des Entreprises Locales de Distribution et dans les Zones Non Interconnectées dès l'atteinte d'un taux de déploiement des compteurs de 90 % sur le territoire concerné.

REGULATION INCITATIVE D'ENEDIS

En raison des évolutions structurantes du système électrique, la CRE envisage plusieurs évolutions des régulations incitatives d'Enedis. La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché afin de retenir, dans sa décision, les régulations incitatives les plus utiles pour la prochaine période tarifaire. Elle veillera en outre à leur cohérence globale.

La CRE dresse un bilan positif de la qualité de service pour Enedis et envisage des évolutions de la régulation incitative sur la qualité des données et le traitement des réclamations.

En dehors des indicateurs relatifs aux délais de raccordement, Enedis a été globalement en ligne avec les objectifs fixés par la CRE, en atteignant les cibles sur 75 % des indicateurs incités. En particulier, les résultats sont excellents sur la qualité de service des compteurs communicants Linky.

Pour la période TURPE 7, la CRE envisage, d'une part, plusieurs évolutions pour améliorer la performance d'Enedis sur le traitement des réclamations, sur la qualité de la chaîne communicante et, d'autre part, de stabiliser les bonnes performances atteintes sur de nombreux indicateurs. Elle envisage d'introduire de nouveaux indicateurs sur la complétude des courbes de charge collectées et transmises par les compteurs communicants et sur la publication de données.

Enfin, la CRE envisage d'augmenter les plafonds des bonus et malus à proportion de la hausse du revenu autorisé d'Enedis par rapport au TURPE 6, de façon à maintenir au même niveau l'incitation financière globale d'Enedis sur la qualité de service hors raccordement rapportée au revenu autorisé.

La CRE propose de renforcer la régulation incitative sur les raccordements au réseau de distribution.

En ce qui concerne les délais de raccordement, durant la période TURPE 6, la performance d'Enedis s'est avérée inférieure aux objectifs. Si Enedis a amélioré sa performance sur certains segments, notamment « BT \leq 36 kVA », « BT > 36 kVA » et « raccordements collectifs », les délais de raccordement ont significativement dérivé sur plusieurs catégories, dont les consommateurs et producteurs en HTA.

Le raccordement au réseau électrique est une étape clé des projets d'installations de production et de consommation. Le raccordement rapide et à un coût maîtrisé au réseau d'Enedis est donc un enjeu majeur pour permettre l'électrification des usages dans notre pays et *in fine* l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.

Dans ce contexte, la CRE envisage d'augmenter la force des incitations ainsi que le plafond des bonus et des malus sur les principaux indicateurs d'Enedis relatifs au raccordement. En parallèle, la CRE envisage des objectifs renforcés dans les quatre domaines suivants :

- réduire les délais de remise des études préalables au raccordement, en poursuivant le dispositif de respect des délais d'envoi des propositions techniques et financières ;
- réduire les délais de raccordement : Enedis devra améliorer sa performance pour revenir en fin de TURPE 7 à la performance atteinte en fin de période TURPE 5 (2019) ;
- accélérer les raccordements dans les S3REnR et les zones de mutualisation : la CRE envisage une incitation commune à RTE et Enedis sur le délai de création des ouvrages mutualisés et de publication des états techniques et financiers ;
- améliorer la transparence sur les données liées au raccordement : la CRE envisage d'introduire des fortes incitations pour Enedis sur les outils de visualisation du réseau et de demander à Enedis de publier un rapport annuel sur sa performance en matière de raccordement.

En dehors de ces évolutions, la CRE envisage un cadre de régulation tarifaire dans la continuité des tarifs précédents.

La CRE envisage de reconduire pour le tarif TURPE 7 HTA-BT les principaux mécanismes du cadre de régulation tarifaire en vigueur : durée de quatre ans, régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, régulation incitative de la qualité de service, couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), encadrement de l'apurement annuel du CRCP.

Les résultats du cadre de régulation en vigueur depuis quatre périodes tarifaires sont globalement satisfaisants en ce qui concerne la performance d'Enedis, comme le montre le bilan qui figure en annexe de la présente consultation publique.

Enfin, l'encadrement des évolutions tarifaires a protégé les consommateurs de la volatilité des prix de marché mais a conduit au développement d'une importante créance d'Enedis sur le tarif *via* le CRCP. La volatilité accrue des prix de gros de l'électricité pourrait conduire à des variations importantes des charges d'Enedis pendant le TURPE 7, à la hausse comme à la baisse. La CRE envisage en conséquence de porter le coefficient *k* d'évolution annuelle du TURPE de 2 à 3 % et de modifier la prise en compte de l'inflation dans l'évolution annuelle du TURPE pour réduire le risque de formation d'un CRCP significatif à la hausse ou à la baisse à l'avenir.

Chiffres clés illustratifs

Chiffres clés 2025-2028 (en € courants)			
	Borne basse	Borne haute	2023 réalisé
Charges d'exploitation M€/an	10 393	11 346	12 249
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	4 616*	5 044	5 037
<i>Dont charges incitées</i>	6 371	6 731	6 012
<i>Charges liées au système électrique</i>	5 777	6 302	7 212
Charges de capital M€/an	5 778	6 041	4 952
Rémunération du capital (nominal avant impôts)			
<i>Rémunération de la BAR (marge sur actif)</i>	2,3 %	2,6 %	2,5 %
<i>Rémunération additionnelle des capitaux propres</i>	2,6 %	3,1 %	2,3 %
<i>Rémunération additionnelle des emprunts financiers</i>	1,9 %	2,3 %	1,7 %
Investissements M€/an	6 355	6 398	4 886

* Moyenne de la borne basse et de sa variante retraitée partiellement des ajustements de l'auditeur

	2025	2026	2027	2028
Hypothèses d'inflation	1,8 %	1,8 %	1,8 %	1,8 %

Grille illustrative au 1^{er} août 2025

TURPE 7 - Grille illustrative au 1 ^{er} août 2025						Rappel - TURPE 6 - 2024					
HTA						HTA					
	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE		PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	13,16	13,16	13,16	12,22	11,38	CU €/kW	13,12	13,12	13,12	13,12	13,12
LU €/kW	34,98	32,29	21,70	14,78	12,06	LU €/kW	32,01	28,89	17,28	14,10	13,17
CU c€/kWh	5,99	4,41	2,28	1,10	0,74	CU c€/kWh	6,28	4,50	2,63	0,76	0,50
LU c€/kWh	3,02	2,36	1,48	0,97	0,71	LU c€/kWh	2,93	2,24	1,70	0,65	0,49

TURPE 7 - Grille illustrative au 1 ^{er} août 2025					Rappel - TURPE 6 - 2024				
BT > 36 kVA					BT > 36 kVA				
	HPH	HCH	HPE	HCE		HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	17,93	14,86	13,92	12,32	CU €/kW	16,44	13,70	13,28	12,92
LU €/kW	28,99	21,14	18,75	14,28	LU €/kW	26,85	17,16	15,14	13,60
CU c€/kWh	6,90	4,59	2,33	1,61	CU c€/kWh	5,91	4,53	2,43	1,68
LU c€/kWh	6,14	4,13	2,10	1,44	LU c€/kWh	4,94	3,93	2,25	1,38

TURPE 7 - Grille illustrative au 1 ^{er} août 2025					Rappel - TURPE 6 - 2024				
BT ≤ 36 kVA					BT ≤ 36 kVA				
	HPH	HCH	HPE	HCE		HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	9,65	9,65	9,65	9,65	CU €/kW	9,36	9,36	9,36	9,36
MU €/kW	12,02	12,02	12,02	12,02	MU €/kW	11,04	11,04	11,04	11,04
LU €/kW	96,44	96,44	96,44	96,44	LU €/kW	84,96	84,96	84,96	84,96
CU c€/kWh	8,10	4,27	1,80	1,23	CU c€/kWh	6,96	4,76	1,48	0,92
MU c€/kWh	7,42	3,95	1,63	1,18	MU c€/kWh	6,39	4,43	1,46	0,91
LU c€/kWh	1,29	1,29	1,29	1,29	LU c€/kWh	1,15	1,15	1,15	1,15

Paris, le 11 octobre 2024.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 22 novembre 2024, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

1. Liste de questions	13
2. Contexte	18
2.1. Compétences de la CRE	18
2.2. Objet de la consultation.....	18
2.3. Orientations de politique énergétique.....	19
3. Cadre de régulation tarifaire	20
3.1. Bilan du cadre de régulation tarifaire actuel et principales évolutions envisagées par la CRE	20
3.2. Grands principes de construction du TURPE 7 HTA-BT	22
3.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts	34
3.4. Régulation incitative relative aux raccordements	55
3.5. Régulation incitative de la qualité de service	71
3.6. Régulation incitative de la qualité d'alimentation	88
3.7. Développement des flexibilités au service du réseau	96
3.8. Régulation incitative de la R&D et de l'innovation	105
3.9. Régulation incitative des projets prioritaires	106
3.10. Evolution des niveaux de la régulation incitative	108
3.11. Cas des utilisateurs non équipés de compteurs évolués.....	109
4. Niveau tarifaire.....	114
4.1. Charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique).....	114
4.2. Charges du système électrique	125
4.3. Paramètres de rémunération.....	128
4.4. Investissements et charges de capital normatives	129
4.5. CRCP prévisionnel au 1 ^{er} janvier 2025	135
4.6. Revenu autorisé prévisionnel	136
4.7. Hypothèses de volumes acheminés et du nombre de consommateurs desservis	138
4.8. Revenu autorisé lissé et évolution tarifaire	140
5. Structure tarifaire.....	143
5.1. Contexte et enjeux	143
5.2. Structure tarifaire actuelle.....	148
5.3. Optimisation du placement des plages d'heures creuses	150
5.4. Composantes envisagées pour le TURPE 7 HTA-BT	159
5.5. Composantes spécifiques envisagées pour le TURPE 7 HTA-BT	164
5.6. Evolutions de factures modélisées	176

1. Liste de questions

Cadre de régulation tarifaire

La partie 3 de la présente consultation publique (cf. p. 20) porte sur le cadre de régulation tarifaire actuellement en vigueur pour Enedis, ainsi que les évolutions envisagées par la CRE pour la période tarifaire TURPE 7.

Question 1 Quels enjeux vous semblent les plus prioritaires pour la régulation incitative d'Enedis pour le TURPE 7 HTA-BT ?

Question 2 Partagez-vous le bilan du cadre de régulation du TURPE 6 et les principales évolutions envisagées par la CRE pour le TURPE 7 HTA-BT ?

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- les grands principes tarifaires (cf. p.20)

Question 3 Considérez-vous, comme la CRE, qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour le TURPE 7 ?

Question 4 Êtes-vous favorable à une évolution exceptionnelle du TURPE 6 au 1^{er} février 2025 pour apurer de manière anticipée le CRCP d'Enedis constaté au 31 décembre 2023 ?

Question 5 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE sur la construction du revenu autorisé d'Enedis ?

Question 6 Êtes-vous favorable à un changement de méthode pour la fixation du taux sans risque afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques de court terme ?

Question 7 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de mettre fin à la régulation incitative des coûts unitaires pour le projet Linky en 2025 ?

Question 8 Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant l'évolution du traitement tarifaire des contributions de raccordement demandée par Enedis ?

Question 9 Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif TURPE 7 HTA-BT ? Êtes-vous favorable au rehaussement à +/- 3 % du plafond du facteur k ?

- la régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation (cf. p.34)

Question 10 Êtes-vous favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation, ainsi qu'aux orientations préliminaires envisagées par la CRE pour le périmètre couvert par le CRCP pour la période TURPE 7 ?

Question 11 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des pertes pour la période TURPE 7 ?

- la régulation incitative des investissements (cf. p.49)

Question 12 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement d'Enedis ?

Question 13 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des investissements « hors réseaux » pour le TURPE 7 ?

- la régulation incitative des raccordements (cf. p.55)

Question 14 Êtes-vous favorable au retrait des producteurs BT ≤ 36 kVA du périmètre incité de l'indicateur de remise de la proposition de raccordement et à leur suivi sans incitation ?

Question 15 Êtes-vous favorable aux niveaux d'objectifs proposés par la CRE pour le respect de l'envoi de la proposition de raccordement pour les différents niveaux de tension à savoir, de 95 % à 98 % pour le segment BT ≤ 36 kVA et de 91 % à 94 % pour le segment BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA ?

- Question 16** Êtes-vous favorable à la mise en place d'un suivi sans incitation du délai moyen (en jours) de remise des 5 % des PTF les plus longues ?
- Question 17** Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE, dont l'intégration des dérivations individuelles dans la catégorie des raccordements individuels en soutirage BT \leq 36 kVA sans extension du réseau ? Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs proposée par la CRE pour le TURPE 7 ?
- Question 18** Êtes-vous favorable à la suppression de la catégorie « Ajout injection sur branchement BT \leq 36 kVA » et au suivi sans incitation des affaires nécessitant des travaux ?
- Question 19** Êtes-vous favorable à la fusion des catégories des raccordements BT \leq 36 kVA avec extension du réseau et BT $>$ 36 kVA avec et sans extension du réseau ? Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs envisagée par la CRE sur TURPE 7 ?
- Question 20** Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs proposée par la CRE pour les raccordements collectifs sur la période TURPE 7 ? Êtes-vous favorable au suivi sans incitation des raccordements des colonnes horizontales (IRVE) ?
- Question 21** Considérez-vous pertinent de mettre en place une incitation pour les raccordements provisoires ?
- Question 22** Êtes-vous favorable à la mise en place d'un système automatique pour le versement des indemnités en cas de retard de mise à disposition du raccordement ?
- Question 23** Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE concernant la capacité de postes sources à créer en priorité, dans le cadre des S3REnR ?
- Question 24** Identifiez-vous d'autres données à intégrer au rapport annuel sur le raccordement à publier par les gestionnaires de réseaux ?

- la régulation incitative de la qualité de service (cf. p.71)

- Question 25** Partagez-vous les orientations préliminaires de la CRE concernant la qualité de service relative à l'acheminement ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?
- Question 26** Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service du système de comptage évolué envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?
- Question 27** Considérez-vous pertinent de maintenir le périmètre existant (ne pas en exclure les compteurs concernés par une coupure longue sur les jours concernés), pour les indicateurs « Taux de télé-relevés journaliers réussis », « Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs » et « Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile » ?
- Question 28** Êtes-vous favorable à l'automatisation du versement des indemnités et à l'extension du périmètre d'application ?
- Question 29** Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative de la transmission des données envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?
- Question 30** Considérez-vous pertinent de maintenir le périmètre existant des indicateurs (ne pas en exclure les compteurs concernés par une coupure longue sur les jours concernés) ?
- Question 31** Êtes-vous favorable à l'orientation de la CRE d'adapter l'indicateur conformément aux évolutions des règles MA-RE ? Êtes-vous favorable au maintien du niveau de l'objectif et de l'incitation asymétrique ?
- Question 32** Êtes-vous favorable à l'évolution du calcul de l'indicateur pour prendre en compte les évolutions sur le processus Recoflux ? Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de ne pas inciter Enedis à rechercher une performance encore meilleure ?
- Question 33** Êtes-vous favorable à une incitation financière sur les écarts au périmètre des pertes pour Enedis et au niveau de l'objectif proposé par la CRE ? Êtes-vous favorable aux modalités d'incitation financière proposées ?
- Question 34** Êtes-vous favorable à la suppression de l'indicateur sur la qualité de prévision des pertes relatives à l'ENA, ainsi qu'à la suppression d'indicateurs de suivi de la qualité de service relative au bilan électrique envisagées par la CRE ?

- la régulation incitative de la continuité d'alimentation (cf. p.88)

Question 35 Êtes-vous favorable aux niveaux d'objectifs proposés par la CRE pour les critères B, M, F-BT et F-HTA ? Êtes-vous favorable à la fixation lors de la première mise à jour tarifaire du TURPE des objectifs des critères F-BT et F-HTA pour les années 2026, 2027 et 2028 ?

- le développement des flexibilités au service du réseau (cf. p.96)

Question 36 Partagez-vous l'analyse préliminaire et les axes prioritaires identifiés par la CRE pour le développement des flexibilités au service des réseaux ?

Question 37 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à attribuer à Enedis 20 % des gains économiques permis par la flexibilité ?

Question 38 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du projet REFLEX ?

Question 39 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du DERMS ?

Question 40 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à suivre l'application de la méthodologie CritFlex par Enedis ?

Question 41 Selon quels critères considérez-vous qu'Enedis devrait proposer systématiquement une offre de raccordement flexible en complément de l'offre de raccordement de référence ?

Question 42 Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative commune à Enedis et RTE portant sur l'exécution d'actions prioritaires communes ?

- la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (cf. p.105)

Question 43 Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE concernant la régulation incitative de la R&D ?

Question 44 Êtes-vous favorable à la suppression du guichet *Smart Grids* pour la période du TURPE 7 ?

- la régulation incitative des projets prioritaires (cf. p.106)

Question 45 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires et aux actions prioritaires envisagées par la CRE pour Enedis sur la période TURPE 7 ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires ?

- L'évolution des plafonds des régulations incitatives (cf. p. 108)

Question 46 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la hausse des plafonds des régulations incitatives de qualité de service, de qualité d'alimentation, de coûts unitaires et des raccordements ?

- Le cas des clients non équipés d'un compteur évolué (cf. p. 109)

Question 47 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de couvrir les coûts du parc de compteurs historiques par la facturation d'une composante spécifique à l'ensemble des clients non équipés de compteurs évolués hors impossibilité technique ?

Question 48 Partagez-vous les volumes de relève à pied et de contrôles envisagés par la CRE ?

Question 49 Êtes-vous favorable à une composante tarifaire additionnelle pour les clients qui n'auraient pas transmis d'index ou n'auraient pas pris de rendez-vous ?

Question 50 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la facturation du comptage non communicant chez les ELD ?

Niveau tarifaire

La partie 4 de la présente consultation publique (cf. p. 114) porte sur la demande tarifaire d'Enedis, les résultats des audits sur les charges nettes d'exploitation et le taux de rémunération, ainsi que les ajustements préliminaires de la CRE concernant le niveau du revenu autorisé d'Enedis pour la période tarifaire TURPE 7.

- Question 51** Avez-vous des observations sur l'analyse préliminaire de la CRE relative aux charges nettes d'exploitation d'Enedis pour le TURPE 7 ?
- Question 52** Avez-vous des observations sur le niveau de charges de système électrique envisagé par la CRE sur la période TURPE 7 ?
- Question 53** Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant le niveau des paramètres de rémunération pour le TURPE 7 HTA-BT ?
- Question 54** Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissements proposée par Enedis ?
- Question 55** Avez-vous des remarques sur les analyses préliminaires de la CRE concernant la trajectoire d'investissements « hors réseaux » d'Enedis ?
- Question 56** Avez-vous des remarques concernant le solde du CRCP au 1er janvier 2025 ?
- Question 57** Avez-vous des remarques concernant les trajectoires de consommation et de consommateurs desservis pour la période TURPE 7 ?
- Question 58** Avez-vous des remarques concernant les options d'évolution de marche tarifaire ou de lissage du revenu autorisé d'Enedis sur la période TURPE 7 ?
- Question 59** Êtes-vous en accord avec la proposition de maintien des modalités d'évolution du Rf et du Ccard ?

Structure tarifaire

La partie 5 de la présente consultation publique (cf. p. 143) porte sur les orientations envisagées par la CRE concernant la structure pour la période tarifaire TURPE 7.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- le maintien de la structure tarifaire actuelle (cf. p. 148)

Question 60 Êtes-vous favorable au maintien des différentes composantes du TURPE (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?

- l'optimisation du placement des plages d'heures creuses (cf. p. 150)

Question 61 Êtes-vous favorable aux modalités de mise en œuvre proposées par Enedis et aux orientations proposées par la CRE concernant l'évolution du placement des heures creuses ?

Question 62 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE pour la différenciation locale des régimes d'heures creuses en HTA ?

Question 63 Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE visant à inciter Enedis à la tenue des délais pour la mise à jour des plages temporelles des compteurs ?

- Les composantes de comptage et de gestion (cf. p. 159)

Question 64 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir les modalités de calculs pour la composante de comptage et de gestion pour les domaines de tension BT ≤ 36 kVA, mais aussi HTA et BT > 36 kVA ?

Question 65 Êtes-vous favorable au maintien des composantes de CMDPS en HTA et en BT > 36 kVA tel que proposé par la CRE ?

- le maintien des options dérogatoires pour les compteurs non-communicants (cf. p. 162)

Question 66 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir les options tarifaires dérogatoires pour les clients non éligibles aux options à quatre plages temporelles ?

- la tarification de l'énergie réactive (cf. p. 162)

Question 67 Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant l'énergie réactive ?

- l'introduction d'un tarif optionnel pour les installations de stockage (cf. p. 164)

Question 68 Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tarif optionnel injection-soutirage accessible de manière transitoire aux installations de stockage raccordées au réseau HTA au sein des zones pour lesquelles l'apparition de contraintes locales de réseau est particulièrement prévisible ?

Question 69 Êtes-vous d'accord avec les critères envisagés par la CRE pour définir les zones dans lesquelles une installation de stockage pourrait souscrire au tarif injection-soutirage ?

Question 70 Êtes-vous d'accord avec les règles envisagées par la CRE pour placer les heures de pointe du tarif injection-soutirage ?

Question 71 Êtes-vous d'accord avec les critères d'éligibilité envisagés par la CRE pour le tarif injection-soutirage ?

Question 72 Êtes-vous favorable aux grilles tarifaires de la composante injection-soutirage et aux modalités de mise en œuvre ?

- la tarification relative à l'autoconsommation (cf. p. 173)

Question 73 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective ?

Question 74 Êtes-vous favorable à l'extension de la composante de gestion spécifique à l'autoconsommation collective à la HTA ?

Question 75 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le principe de l'option tarifaire d'autoconsommation collective distinguant flux autoproduits et alloproduits ?

Question 76 Avez-vous d'autres observations sur la consultation publique relative au TURPE 7 HTA-BT ?

2. Contexte

2.1. Compétences de la CRE

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie définissent les compétences de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en matière de tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. A ce titre, l'article L. 341-3 dispose que « [l]es méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie ».

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ».

Par ailleurs, l'article L. 341-3 du même code dispose que la CRE « peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ». En outre, cet article dispose également que la CRE « prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative [...] Elle procède, selon les modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie. ».

Enfin, l'article L. 341-4 du même code dispose que « [l]a structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

2.2. Objet de la consultation

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité d'Enedis (dit « TURPE 6 HTA-BT³ ») couvre la période 2021-2024.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité d'Enedis sur la période 2025-2028 (dit « TURPE 7 HTA-BT »). La consultation comprend trois parties : cadre de régulation, niveau des charges à couvrir et structure du tarif.

Certains éléments du cadre de régulation ont vocation à s'appliquer également au tarif de transport. Ils sont également présentés dans la consultation publique n°2024-15 du 11 octobre 2024 relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité de RTE (dit « TURPE 7 HTB »).

La CRE envisage de reconduire dans le TURPE 7 HTA-BT une grande partie des principes en vigueur dans le tarif TURPE 6 HTA-BT. Les principales évolutions envisagées par la CRE ont pour objectifs :

- de faire évoluer le placement des heures pleines et heures creuses pour les consommateurs actuels et futurs, afin de répondre aux contraintes croissantes du réseau électrique sur certaines heures ; en particulier, l'accroissement de la production photovoltaïque fait apparaître des heures particulièrement favorables à la consommation en cours de journée l'été (avril à octobre inclus) ;

³ [Délibération n°2021-13 de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

- d'introduire une tarification injection-soutirage pour les stockages, afin d'envoyer des signaux tarifaires permettant d'exploiter au mieux les capacités de stockage au bénéfice du réseau dans les zones les plus contraintes ;
- d'inciter les gestionnaires de réseaux à développer les flexibilités réseaux, en prenant en compte les premières initiatives lancées par les opérateurs pendant le TURPE 6 ;
- de faire évoluer les incitations du gestionnaire de réseau à la maîtrise de ses charges et à la qualité de service et d'alimentation, ainsi qu'aux délais de raccordement au réseau de distribution ;
- de fixer le régime pérenne applicable à la relève résiduelle pour les consommateurs non équipés de compteurs évolués.

2.3. Orientations de politique énergétique

Dans la présente consultation publique, la CRE prend en compte les orientations de politique énergétique qui lui ont été transmises par la ministre de la transition énergétique par courrier reçu en date du 26 octobre 2023 et publié sur le site de la CRE en même temps que la présente consultation. Ces orientations portent sur :

- l'adaptation du cadre de régulation aux enjeux d'accélération de la production d'énergies renouvelables, en recherchant l'optimisation des coûts et des délais de raccordement, et l'accélération permise notamment par les possibilités ouvertes par la loi d'accélération de la production d'énergie renouvelable et par les choix de mutualisation. Cette question pouvant s'étendre aux installations de recharge de véhicules électriques de haute puissance ;
- la nécessité de maintenir des signaux tarifaires liés aux pointes de consommation permettant de refléter les coûts engendrés ou évités sur le réseau, notamment les heures pleines et creuses, les options de type « pointe mobile » ou les options horosaisonnalisées suffisamment différenciées pour être incitatives ;
- la nécessité que le tarif encourage au développement des flexibilités réseaux lorsque celles-ci sont pertinentes en complément du réseau ;
- la prise en compte des besoins liés à l'adaptation de la construction et du renouvellement des réseaux électriques pour permettre leur résilience face au changement climatique ;
- les enjeux de financement par les gestionnaires de réseaux de la forte hausse des investissements résultant des orientations de politique énergétique, qui ne devront pas être freinés par le contexte d'inflation. Ces réflexions portent notamment sur les modalités de prise en compte des investissements annuels et la demande d'étudier « *une alternative au mécanisme actuel de prise en compte des charges d'investissement* », notamment « *par la prise en charge immédiate par le TURPE d'une partie des investissements annuels d'Enedis, qui ne seraient par conséquent plus rémunérés dans la base d'actifs régulés de l'opérateur* » ; l'enjeu de soutenabilité pour le consommateur final, dans un contexte d'évolutions du système électrique susceptibles de renchérir les prix ;
- le maintien d'incitations permettant, tout en assurant une rémunération suffisante au gestionnaire de réseau, l'atteinte d'un haut niveau d'efficacité économique, de gestion et d'une qualité de service élevée ;
- la garantie d'un haut niveau de qualité d'alimentation sur l'ensemble du territoire, et l'enjeu de développement et de renouvellement du réseau dans les zones rurales, dont la transition énergétique accroît les besoins.

3. Cadre de régulation tarifaire

3.1. Bilan du cadre de régulation tarifaire actuel et principales évolutions envisagées par la CRE

Stable dans ses grands principes depuis trois périodes tarifaires de quatre ans, le cadre de régulation tarifaire des réseaux et infrastructures de gaz et d'électricité poursuit trois objectifs principaux :

- inciter les gestionnaires de réseaux et les opérateurs d'infrastructures à maîtriser leurs coûts pour limiter le poids des tarifs de réseaux sur la facture du consommateur final ;
- permettre aux opérateurs de financer les investissements dans les infrastructures ;
- maintenir un haut niveau de qualité de service.

Pour cela, il s'appuie sur des mécanismes de régulation visant à inciter les gestionnaires de réseaux à rechercher l'efficacité dans la durée. Ainsi, une période tarifaire de quatre ans et le principe d'incitations financières pluriannuelles sur les coûts et la qualité de service ont été introduits. Le cadre de régulation laisse une large liberté de gestion aux gestionnaires de réseau, leur permettant de rechercher les améliorations de performance les plus pertinentes pour atteindre les objectifs fixés.

La CRE dresse un bilan positif de ce cadre, qui a permis de maîtriser les coûts dans la durée tout en améliorant la qualité de service et en offrant une visibilité satisfaisante aux utilisateurs des réseaux. La CRE a fait évoluer le cadre de régulation lorsque des circonstances exceptionnelles le justifiaient, comme lors de la crise des prix de l'énergie pendant le TURPE 6.

Compte-tenu de ce bilan (voir bilan détaillé en annexe), la CRE envisage de reconduire pour le TURPE 7 l'essentiel du cadre actuel avec quelques évolutions, notamment pour mieux tenir compte des conditions économiques (inflation, prix de l'énergie) et des enjeux en matière d'investissements et de raccordement pour atteindre les objectifs de la transition énergétique.

Question 1 Quels enjeux vous semblent les plus prioritaires pour la régulation incitative d'Enedis pour le TURPE 7 HTA-BT ?

3.1.1. Maîtriser les coûts pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final

Le cadre de régulation prévoit une régulation incitative différente pour les charges nettes d'exploitation (CNE) et pour les charges de capital normatives (CCN).

S'agissant des charges d'exploitation, le cadre de régulation prévoit une trajectoire de charges sur les quatre années de la période tarifaire. Les écarts par rapport à la trajectoire sont à la charge (ou au bénéfice) des opérateurs sauf pour quelques postes plus difficilement prévisibles et maîtrisables, pour lesquels tout ou partie des écarts est couvert par les tarifs *via* le compte de régulation des charges et des produits (CRCP). Les opérateurs sont ainsi incités à améliorer leur efficacité sur la période. Le niveau d'efficacité révélé en cours d'une période tarifaire est pris en compte pour établir les tarifs suivants, ce qui permet aux utilisateurs des réseaux et infrastructures de bénéficier des gains de productivité dans la durée. Pour cela, les trajectoires de charges d'exploitation, fixées pour une nouvelle période tarifaire, sont fondées sur les niveaux de dépenses réalisées par les opérateurs sur la période précédente.

Ce cadre a permis de maîtriser les dépenses des opérateurs et le niveau des tarifs de distribution d'électricité dans la durée : au cours des dix dernières années, le niveau des CNE d'Enedis a été maîtrisé (évolution proche de l'inflation) alors que cette entreprise s'est profondément transformée et que ses infrastructures se sont largement développées. En effet, alors que l'inflation cumulée entre les années 2013 et 2023 a été de 18,4 % :

- la hausse des CNE hors énergie a été de 16,3 % ;
- la hausse de la base d'actifs régulés a été de 36,5 % ;
- la hausse du revenu autorisé a été de 20,6 % ;

- la hausse du tarif moyen de distribution d'électricité exprimé en €/MWh a été de 18,2 %.

Par ailleurs, le périmètre du CRCP et son dimensionnement se sont avérés bien adaptés pour protéger Enedis des effets de la crise sanitaire et de la crise des prix de l'énergie. Toutefois, l'ampleur de la crise de l'énergie conduit à un solde élevé du CRCP en fin du TURPE 6 qui devra être soldé pendant le TURPE 7.

S'agissant des investissements et des charges de capital réseau, le cadre de régulation prévoit que les écarts par rapport à la trajectoire sont portés par le tarif et non par les opérateurs. Cette méthode a permis aux opérateurs régulés d'engager ces dernières années l'ensemble des investissements nécessaires à l'exercice de leurs missions. Par ailleurs, la régulation incitative (coûts unitaires d'investissements des réseaux, incitation à la maîtrise des dépenses hors réseaux...) a permis de maîtriser les coûts d'investissements sans freiner les volumes (cf. partie 3.3.2).

Les décisions d'investissement dans les réseaux ayant des implications tarifaires sur le long terme, la CRE considère que la question de leur maîtrise est plus que jamais une priorité.

3.1.2. Permettre aux gestionnaires de réseaux de financer les investissements

Le cadre de régulation tarifaire doit garantir une rémunération raisonnable du capital investi qui permette de financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement pour la transition énergétique et le maintien en activité des installations. A ce titre, la rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables.

L'utilisation de moyennes de long terme dans la fixation des taux de rémunération des gestionnaires d'infrastructures régulées est adaptée à ces activités caractérisées par des investissements de longue durée. Néanmoins, ces moyennes de long terme peuvent diverger de manière significative avec les taux constatés sur le marché au moment où les opérateurs doivent se financer. C'est le cas en ce moment avec la remontée récente des taux d'intérêt, ce qui conduit la CRE à proposer de modifier le cadre existant sur ce point comme elle l'a fait pour les tarifs d'acheminement de gaz naturel.

3.1.3. Maintenir un haut niveau de qualité de service et d'alimentation et maîtriser les délais de raccordement

La qualité de service et d'alimentation est une préoccupation majeure des utilisateurs des réseaux d'électricité. La régulation incitative sur la qualité de service constitue un des piliers du cadre de régulation du TURPE, qui assure que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par les gestionnaires de réseaux.

L'amélioration des incitations sur la qualité de service est un processus continu. La pertinence et l'utilité des incitations doivent régulièrement être questionnées afin de s'assurer de leur adéquation avec les besoins des utilisateurs des réseaux.

La plupart des indicateurs de qualité de service d'Enedis faisant l'objet d'une incitation financière fonctionnent selon un principe de bonus / malus. Pour chaque indicateur, des objectifs, correspondant à la performance jugée souhaitable et raisonnable, sont définis par la CRE et révisés de manière régulière. Les versements sont effectués *via* le CRCP.

Par ailleurs, des mécanismes d'indemnités permettent le versement par Enedis de sommes forfaitaires aux clients pénalisés qui en font la demande. Ces mécanismes ont toutefois une faible notoriété et font l'objet de très peu de demandes par les utilisateurs éligibles. Une solution efficace est de rendre leur versement automatique, comme c'est le cas pour les coupures longues chez Enedis.

Dans l'ensemble et depuis l'entrée en vigueur du cadre de régulation incitative de la qualité de service en 2008, la performance des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et du gestionnaire du réseau de transport (GRT) d'électricité s'est améliorée de façon continue, montrant ainsi l'efficacité du mécanisme et se traduisant par des objectifs croissants.

Sur la période TURPE 6, la performance d'Enedis sur les indicateurs relatifs à l'acheminement, au comptage et aux données est globalement en ligne avec les objectifs fixés par la CRE. Ce bon résultat d'ensemble résulte de l'adaptation de ses processus internes par Enedis, mais aussi des évolutions permises par le déploiement du compteur Linky. Par exemple, concernant la qualité de service « acheminement », si le délai de traitement des réclamations est en baisse, c'est en partie du fait de la baisse significative des volumes de réclamations permise par le déploiement massif de Linky. En matière de comptage, la performance d'Enedis sur la mesure et la publication des index s'améliore en continu en raison de la consolidation de la chaîne communicante. Toutefois, la fin du déploiement massif de Linky et les évolutions du marché de l'énergie ont fait émerger de nouvelles attentes auxquelles les indicateurs incités en vigueur ne répondent pas pleinement.

En matière de délais de raccordement, Enedis n'a pas atteint les objectifs fixés par la CRE, dans un contexte de stabilité du nombre de raccordements des consommateurs et de forte hausse pour les producteurs. Par exemple, les délais de raccordement des consommateurs en BT \leq 36 kVA, qui représentent le plus grand nombre d'affaires, ont été réduits en TURPE 6, mais restent supérieurs aux objectifs cibles de délais. Pour les raccordements des producteurs en BT $>$ 36 kVA et HTA et de consommateurs HTA, qui requièrent des travaux plus importants, les délais ont même augmenté par rapport à la période précédente.

Dans ce contexte, la CRE envisage plusieurs évolutions de la régulation incitative, notamment :

- renforcer les objectifs sur le taux de réponse aux réclamations et l'incitation financière sur le volume de réclamations multiples pour s'assurer de la qualité de réponse fournie par Enedis ;
- automatiser le versement des indemnités forfaitaires aux utilisateurs, par exemple dans le cas des compteurs silencieux depuis plus de 6 mois, qui pénalisent l'expérience client et leur accès au marché ;
- renforcer les objectifs sur la performance du système de comptage, en cohérence avec les attentes des acteurs de marché et les besoins pour le développement d'offres innovantes ;
- introduire de nouveaux indicateurs sur la mise à disposition de données, en particulier concernant les courbes de charges ;
- renforcer les niveaux d'incitation par catégorie d'utilisateurs sur les délais de raccordement ;
- introduire une régulation incitative commune à RTE et Enedis sur la création de capacité dans le cadre des S3REnR ;
- adapter les niveaux d'incitations à l'évolution du revenu autorisé de l'opérateur et renforcer ce niveau pour les délais de raccordement.

Un bilan détaillé de la qualité de service d'Enedis est présenté dans une partie dédiée de la présente consultation (voir partie 3.5).

Question 2 Partagez-vous le bilan du cadre de régulation du TURPE 6 et les principales évolutions envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ?

3.2. Grands principes de construction du TURPE 7 HTA-BT

L'élaboration du tarif TURPE 7 HTA-BT repose sur la définition, pour la période à venir, d'une trajectoire de revenu autorisé et de recettes prévisionnelles à percevoir par Enedis sur son périmètre de desserte.

Le TURPE 7 comprendra également un cadre de régulation limitant le risque financier d'Enedis et/ou des utilisateurs, pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un CRCP et incitant Enedis à améliorer ses performances.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permettra d'établir le tarif applicable au 1^{er} août 2025 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

3.2.1. Une période tarifaire d'environ 4 ans

La durée des périodes tarifaires appliquée à l'ensemble des infrastructures régulées est harmonisée à quatre ans.

La CRE envisage de maintenir la durée de la période tarifaire à quatre ans pour le prochain TURPE. Cette durée offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs de réseaux et elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

Pour permettre la prise en compte des conséquences d'un changement législatif ou réglementaire qui interviendrait au cours de cette période, la CRE envisage de reconduire la clause de rendez-vous prévue par le TURPE 6 HTA-BT (qui est restée non utilisée à ce jour) : ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire si le niveau des charges nettes d'exploitation retenu dans le TURPE 7 se trouvait modifié d'au moins 1 %.

Question 3 Considérez-vous, comme la CRE, qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour le TURPE ?

3.2.2. Opportunité d'un apurement exceptionnel du CRCP d'Enedis au 1^{er} février 2025

Les prix de gros de l'électricité pour l'année 2025 sont en forte baisse par rapport à ceux des années 2023 et 2024. La majorité des consommateurs d'électricité devraient donc observer une baisse significative de leur facture en début d'année 2025. En particulier, les estimations d'évolution du tarif règlementé de vente d'électricité (TRVE) laissent présager une baisse d'au moins 10 % au 1^{er} février 2025 (toutes choses égales par ailleurs, notamment les dispositions fiscales).

Compte tenu de l'ampleur du solde du CRCP de fin de TURPE 6 à restituer à Enedis pendant le TURPE 7, la CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur l'opportunité d'un apurement exceptionnel de ce solde de manière anticipée qui débiterait le 1^{er} février 2025.

Cette anticipation de l'apurement du CRCP s'effectuerait dans le cadre du TURPE 6 par une évolution homothétique du niveau des termes tarifaires, sans changement de structure et nécessiterait une modification du paragraphe 2.2.2 de la délibération TURPE 6 HTA-BT relative aux principes d'évolution tarifaire.

L'objectif de ce mouvement serait d'éviter deux mouvements de sens inverse sur les prix de l'électricité pour la majorité des clients, dont ceux aux TRVE : à la baisse début 2025 puis à la hausse en août 2025 du fait de la hausse du TURPE 7 HTA-BT. Si ce mouvement exceptionnel au 1^{er} février 2025 était décidé, la CRE envisage à ce stade que, dans le cadre du TURPE 7, le niveau du TURPE reste stable jusqu'au 1^{er} août 2026 et que l'apurement exceptionnel du CRCP soit réalisé sur une période de 18 mois. Les modifications de la structure du TURPE interviendraient quant à elles à l'entrée en vigueur du TURPE 7 HTA-BT, le 1^{er} août 2025.

Le montant maximum pouvant être apuré à cette occasion correspondrait au CRCP définitif constaté à fin 2023 (le solde du CRCP de fin 2024 ne sera pas connu au moment de la décision de la CRE mais il sera de façon certaine supérieur à celui de fin 2023), soit 2,3 milliards d'euros. L'apurement anticipé de ce CRCP pourrait donc représenter une hausse du TURPE au 1^{er} février 2025 comprise entre 0 et +15 % selon le montant retenu.

Il est important de souligner qu'un éventuel apurement anticipé exceptionnel du CRCP d'Enedis serait neutre financièrement, pour Enedis comme pour les utilisateurs des réseaux. En effet, les montants du CRCP portent intérêt au taux sans risque, fixé à 1,7 % pendant le TURPE 6.

Question 4 Êtes-vous favorable à une évolution exceptionnelle du TURPE 6 au 1^{er} février 2025 pour apurer de manière anticipée le CRCP d'Enedis constaté au 31 décembre 2023 ?

3.2.3. Construction du revenu autorisé d'Enedis

Le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis se compose des charges nettes d'exploitation prévisionnelles, des charges de capital normatives prévisionnelles et de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits :

$$\text{RA} = \text{CNE} + \text{CCN} + \text{CRCP} + \text{CRL} + \text{LIS}$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période (cf. partie 3.2.3.1) ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période (cf. partie 3.2.3.2) ;
- CRCP : apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (cf. partie 3.2.3.3) ;
- CRL : montants inscrits au compte régulé de lissage du projet de comptage évolué d'Enedis, tels que définis dans la délibération de la CRE fixant le cadre de régulation⁴ (cf. partie 3.2.4.4) ;
- LIS : terme de lissage pris en compte pour le calcul du revenu autorisé lissé (cf. partie 4.8).

Le cadre tarifaire permet de garantir la perception du revenu autorisé.

La CRE n'envisage pas de modification des éléments à prendre en compte dans le revenu autorisé.

3.2.3.1. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation d'Enedis sont constituées des charges liées au système électrique (CSE) et des charges nettes d'exploitation hors système électrique.

Les charges liées au système électrique comportent :

- les charges dites de « CART » (Contrat d'Accès au Réseau de Transport : tarif de transport d'électricité facturé par RTE à Enedis au titre des soutirages générés sur le réseau de transport par les clients raccordés au réseau de distribution) ;
- les charges d'énergie achetée par Enedis pour compenser les pertes générées par les transits sur le réseau de distribution ;
- les charges liées aux montants facturés par RTE à Enedis au titre du raccordement des postes sources d'Enedis au réseau de transport.

Les charges nettes d'exploitation hors système électrique comprennent les charges brutes d'exploitation (principalement composées de dépenses de personnel, des achats externes, et des impôts et taxes) déduction faite des recettes extratarifaires (principalement composées des contributions reçues au titre des raccordements et des recettes liées aux prestations annexes).

Le niveau des charges d'exploitation retenu correspond à l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité d'Enedis dans la mesure où, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

3.2.3.2. Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives sont composées de deux éléments :

- les CCN relatives au projet Linky : elles comprennent la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés Linky (ci-après « BAR Linky ») ainsi que les amortissements accélérés liés à la dépose anticipée des compteurs existants. Ces CCN sont déterminées conformément à la délibération de la CRE du 17 juillet 2014, relative au projet Linky ;

⁴ [Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA](#)

- les CCN hors Linky : la méthode utilisée pour définir ces charges de capital est décrite ci-après.

La CRE a établi, depuis le TURPE 4 HTA-BT⁵, une méthode de calcul des charges de capital normatives s'appuyant sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), adaptée pour prendre en compte les comptes spécifiques de concession ainsi que les provisions pour renouvellement constituées par Enedis pour assurer le renouvellement des ouvrages en concession.

Ainsi, la délibération TURPE 6 HTA-BT du 21 janvier 2021 détermine les CCN hors Linky couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux comme la somme :

- pour l'ensemble de la base des actifs régulés (BAR) hors Linky :
 - des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement ;
 - d'une marge sur actif, procurant au gestionnaire de réseau une « marge raisonnable » dans la mesure où il exploite le réseau concédé à ses risques et périls, y compris en ce qui concerne les ouvrages remis par les concédants ;
- pour les « *capitaux propres régulés* », correspondant aux capitaux propres du gestionnaire de réseau réellement investis dans l'activité, d'une rémunération additionnelle au taux sans risque (avant impôts) ;
- pour les éventuels emprunts financiers, d'une rémunération additionnelle au taux sans risque (après impôts).

La CRE envisage de reconduire la méthode utilisée dans le tarif TURPE 6 HTA-BT pour le calcul des charges de capital.

3.2.3.2.1. Modalités de calcul de la base d'actifs régulés et des capitaux propres régulés

Evolution de la base d'actifs régulés hors Linky

La BAR hors Linky est définie comme la valeur nette comptable des immobilisations au 1^{er} janvier de l'année (hors immobilisations Linky, immobilisations financières et immobilisations en cours).

La BAR hors Linky progresse ainsi principalement au rythme des investissements mis en service (y compris remises gratuites d'ouvrages) diminués des sorties d'actifs et des amortissements industriels (hors Linky).

Evolution des capitaux propres régulés

Le montant de capitaux propres pris en compte dans le calcul des charges de capital (hors Linky) doit se limiter aux capitaux propres utilisés pour le financement des actifs inclus dans la BAR (hors Linky). Pour ce faire, la CRE a introduit depuis le TURPE 4 HTA-BT la notion de capitaux propres régulés (CPR) permettant de lier, pour les actifs hors Linky, le montant de capitaux propres rémunérés aux seuls investissements opérés par Enedis pour son activité de GRD.

Les CPR sont définis comme la différence au 1^{er} janvier entre la BAR hors Linky et la somme des comptes spécifiques des concessions, des provisions pour renouvellement, des subventions d'investissement reçues et, le cas échéant, des emprunts financiers imputés aux actifs hors Linky⁶, à laquelle viennent s'ajouter les CPR TURPE 2 au 1^{er} janvier, telles que définies dans l'annexe 1 de la délibération de la CRE du 28 juin 2018⁷.

⁵ [Délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT](#)

⁶ Conformément à la délibération du 17 juillet 2014 sur le cadre de régulation incitative du projet Linky, la dette financière contractée par Enedis est affectée au projet Linky jusqu'à concurrence du taux de dette retenu dans le calcul du taux de rémunération de la BAR Linky.

⁷ [Délibération n°2018-148 de la CRE du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT](#)

Hors CPR TURPE 2, les CPR progressent ainsi principalement au rythme des investissements mis en service hors remises d'ouvrages et hors Linky, diminués des sorties d'actif du domaine propre, des dotations nettes aux amortissements (hors Linky) et aux provisions pour renouvellement couvertes par le tarif, des participations de tiers reçues dans l'année et, le cas échéant, des nouveaux emprunts financiers imputés aux actifs hors Linky.

3.2.3.2.2. Traitement des actifs sortis de l'inventaire

Traitement des coûts échoués

Par « coûts échoués », la CRE entend la valeur nette comptable des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie économique, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont qui ne pourraient pas être immobilisées si les projets ne se réalisaient pas.

Dans le tarif TURPE 6, la CRE distingue le traitement des coûts échoués de la manière suivante :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle ;
- la couverture des autres coûts échoués est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par Enedis.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par le tarif, seraient pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

Analyse préliminaire de la CRE sur le traitement tarifaire des actifs échoués

La CRE estime que le cadre de régulation actuel est bien adapté. Il permet en effet à la fois d'assurer la couverture des coûts échoués récurrents d'Enedis *via* une trajectoire incitée, et de traiter au cas par cas la couverture des coûts échoués exceptionnels, selon le caractère efficace des coûts présentés par l'opérateur.

Par ailleurs, Enedis ne demande pas d'évolution de ce cadre de régulation.

La CRE envisage donc, à ce stade, de ne pas apporter de modification au cadre de régulation relatif aux coûts échoués pour la période TURPE 7.

Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un gestionnaire de réseau, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut générer une plus-value pour l'opérateur (différence entre le prix de cession et la valeur nette comptable).

En particulier, les actifs immobiliers, qui sont intégrés à la BAR, amortis et rémunérés pendant toute la durée de leur présence dans le patrimoine des opérateurs, sont susceptibles, le jour de leur revente, de générer une plus-value, parfois importante.

Pour la période TURPE 6 HTA-BT, la CRE a retenu le dispositif suivant :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, tout en préservant une incitation pour Enedis à maximiser ce gain. Enedis conserve, ainsi, 20 % de la plus-value comptable ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par Enedis.

Analyse préliminaire de la CRE sur le traitement tarifaire des actifs cédés

La CRE considère que ce cadre de régulation des actifs cédés est bien adapté. La prise en compte dans le tarif des plus-values de cession est en effet justifiée, considérant que le tarif a participé au financement des actifs concernés.

La CRE envisage donc à ce stade de reconduire le cadre de régulation pour les actifs immobiliers et terrains cédés prévu dans le tarif TURPE 6.

3.2.3.3. CRCP

Calcul et apurement

Le niveau du TURPE est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de chaque opérateur. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, prend en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels, sur des postes prédéfinis. Le CRCP protège les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes en compensant certains déficits, et protège également le consommateur en permettant la rétrocession de certains surplus. Il est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Calculé au 31 décembre de chaque année N, le CRCP est apuré, dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/-2 %. Dans le cas où cette limite est atteinte et ne permet pas l'apurement intégral du solde du CRCP dans l'évolution tarifaire de l'année N+1, le solde non apuré au cours de l'année N+1 est reporté à l'année N+2. En outre, le solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

Le plafond de +/-2 % est utilisé depuis plusieurs périodes dans la plupart des tarifs de réseaux d'électricité et de gaz car il donne une bonne visibilité aux acteurs de marché sur la trajectoire des tarifs pendant la période tarifaire de quatre ans. Il a fonctionné sans difficulté pendant plus de dix ans.

Toutefois, Enedis et RTE demandent à faire évoluer les modalités d'apurement du CRCP, notamment *via* le rehaussement du plafond d'apurement du CRCP à +/-3 %, sur le modèle des évolutions introduites par la CRE dans les tarifs des opérateurs gaziers en 2024 pour les tarifs ATRT 8 et ATRD 7. En effet, la crise de l'énergie observée pendant la période TURPE 6 a conduit à un CRCP très élevé en 2023 pour Enedis, notamment lié principalement à la hausse des prix de l'énergie, à l'inflation et à la baisse de la consommation d'électricité. Ces demandes et les orientations préliminaires de la CRE figurent dans la partie 3.2.3.3 de la présente consultation.

Neutralité financière du dispositif

Afin d'assurer la neutralité financière du CRCP, le solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N+1 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre de l'année N. Depuis l'introduction du mécanisme du CRCP dans les tarifs, ce taux d'actualisation a été défini comme le taux sans risque. Anticipant un solde du CRCP élevé en fin de période TURPE 6, Enedis demande une évolution du taux d'actualisation à un taux correspondant à la somme pondérée de la marge sur actif et de la rémunération des capitaux propres. Enedis demande qu'à défaut d'une hausse du taux d'actualisation du CRCP, le plafond d'apurement annuel du CRCP soit rehaussé à +/-4 %.

La CRE rappelle que la restitution du solde du CRCP est garantie par le cadre de régulation tarifaire, indépendamment de son niveau et de son sens. En outre, le CRCP est soldé à relativement court terme.

La CRE envisage d'appliquer, pour la période TURPE 7 le taux sans risque de court terme pour actualiser le solde du CRCP. Une telle évolution a déjà été introduite pour les tarifs ATRD 7, ATRT 8 et ATS 3.

Question 5 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE sur la construction du revenu autorisé d'Enedis ?

3.2.4. Rémunération des actifs et couverture des investissements

3.2.4.1. Rémunération du capital

La méthode de rémunération des actifs est fondée sur le calcul des charges de capital normatives s'appuyant sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), adaptée pour prendre en compte les comptes spécifiques de concession ainsi que les provisions pour renouvellement constituées par Enedis pour assurer le renouvellement des ouvrages en concession.

Cette méthode s'appuie en outre sur un taux de marge sur actif calculé sur la base d'un bêta de l'actif intégrant les observations de marché des bêtas des opérateurs électriques comparables cotés, et sur une prime de risque marché ainsi qu'un taux sans risque s'établissant sur l'observation des rendements des obligations de l'Etat français (« OAT »), considérés comme les placements les moins risqués, sur une période de dix ans, et pour des OAT de maturité 15 ans.

3.2.4.2. Introduction éventuelle d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs

Dans les précédentes délibérations tarifaires TURPE HTA-BT, la CRE a fixé un taux de rémunération unique qui s'applique pendant toute la durée de la période tarifaire à l'ensemble des actifs constitutifs de la BAR, quelle que soit leur date de mise en service. Ce taux unique est calculé sur la base de la moyenne observée de différents paramètres sur les dix dernières années.

Du fait de l'utilisation de moyennes sur le long terme, les taux de rémunération évoluent avec une inertie importante par rapport à l'évolution des taux constatés sur le marché. Cette méthode, qui a très peu évolué depuis trois périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la baisse des taux observée depuis dix ans. Elle est par ailleurs cohérente avec le fait que les coûts moyens de financement des opérateurs évoluent également avec une certaine inertie (gestion du financement des actifs de manière globale avec une dette de long terme refinancée uniquement pour partie au cours d'une même période tarifaire).

Néanmoins, le contexte économique actuel conduit à une hausse des taux d'intérêt qui ne sera qu'en partie prise en compte dans les moyennes long terme : cela amène les opérateurs à demander que la rémunération reflète davantage l'évolution récente des conditions du marché.

La CRE a examiné la capacité du dispositif actuel à rémunérer les nouveaux actifs de manière cohérente avec ce nouvel environnement. Elle envisage, pour la période TURPE 7 HTA-BT, une évolution de la méthode de rémunération pour refléter davantage les conditions de marché actuelles. A ce stade, et à l'instar de la décision qu'elle a prise concernant les tarifs d'utilisation des infrastructures de transport, distribution et stockage de gaz (ATRT8, ATRD7 et ATS3), la CRE envisage d'introduire une distinction entre, d'une part, un taux sans risque de long terme, dont les modalités resteraient inchangées (à savoir un taux calculé sur des moyennes des dix dernières années) et, d'autre part, un taux sans risque de court terme qui serait fondé sur des données de plus court terme. Si un tel changement de méthode induit plus de volatilité dans les charges de capital, il permettrait en revanche de fixer la rémunération des opérateurs à un niveau plus en phase avec les coûts du capital attendus ces prochaines années pour financer de nouveaux investissements.

La prise en compte de données de court terme pourrait se faire *via* l'application à l'ensemble des CPR et des emprunts financiers d'une moyenne pondérée de ces deux taux : la pondération pourrait par exemple refléter la part des actifs historiques et des nouveaux actifs au sein de ces deux catégories.

Question 6 Êtes-vous favorable à un changement de méthode pour la fixation du taux sans risque afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques de court terme ?

3.2.4.3. Modalités de rémunération des immobilisations en cours

Dans le TURPE 6 HTA-BT, les immobilisations en cours (IEC, soit les dépenses d'investissement engagées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) à cycle long, c'est-à-dire celles relatives aux postes sources et aux travaux d'ingénierie sur le réseau HTA, sont rémunérées au coût de la dette.

Dans son dossier tarifaire, Enedis renouvelle sa demande émise en TURPE 6 de rémunérer plus fortement les immobilisations en cours associées aux travaux de raccordement, de renouvellement et de structure sur le réseau HTA.

La CRE a introduit la rémunération des IEC à cycle long en TURPE 6, en cohérence avec le cadre appliqué aux opérateurs d'infrastructures amont⁸. Pour la période tarifaire du TURPE 7 HTA-BT, la CRE n'envisage pas d'évolution des modalités de rémunération des IEC.

3.2.4.4. Projet Linky

Rappel du cadre applicable

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a fixé le cadre de régulation incitative du projet Linky pour la période de déploiement massif. Ce cadre est organisé autour de trois enjeux : respect du calendrier de déploiement, maîtrise des coûts, performance de la chaîne communicante. Le déploiement massif s'est terminé fin 2021 et la CRE, dans la délibération du 17 mars 2022⁹, a mis à jour le cadre de régulation incitative relatif à la performance de la chaîne communicante (décrite en parties 3.5.2 et 3.5.3). Le cadre spécifique Linky prévoit notamment un cadre de rémunération spécifique pour les actifs mis en service durant la phase de déploiement massif.

Evolution de la base d'actifs régulés Linky et dispositif incitatif

Conformément à la délibération du 17 juillet 2014, la BAR Linky correspond à la valeur nette comptable au 1^{er} janvier de l'année des actifs mis en service dans le cadre du projet Linky sur la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2021 (y compris les systèmes d'information et les actifs liés à la pré-généralisation), à l'exclusion des actifs mis en service dans le cadre de l'expérimentation du projet et des compteurs électroniques classiques.

La BAR Linky évolue ainsi principalement au rythme des investissements Linky mis en service diminués des sorties d'actifs et des dotations aux amortissements Linky couvertes par le tarif. Il n'y a par ailleurs plus de nouveaux investissements qui intègrent la BAR Linky depuis le 31 décembre 2021.

Les paramètres de rémunération applicables sont définis dans la délibération du 17 juillet 2014, notamment, le taux de rémunération appliqué à la BAR Linky a été fixé à 7,25 %. Une prime incitative de 300 points de base (pbs) est attribuée aux actifs mis en service dans le cadre du projet Linky entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2021 (hors expérimentation et compteurs électroniques classiques). Elle s'applique sur la durée de vie de ces actifs.

Cette prime fait partie du mécanisme global incitant Enedis à respecter les objectifs du projet dans toutes ses dimensions (coûts, calendrier et qualité de service). Elle peut être diminuée en cas de dérive de la performance globale et, au-delà d'un certain niveau de contreperformance, conduire à une rémunération du projet inférieure au taux de rémunération de base, dans la limite d'un plancher fixé au taux de base diminué de 200 pbs.

⁸ [Consultation publique n°2019-003 de la CRE du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France](#)

⁹ [Délibération n°2022-82 de la CRE du 17 mars 2022 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT < 36 kVA \(Linky\) pour la période 2022-2024 et modifiant la délibération n°2021-13 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

Le dispositif incitatif est composé des éléments suivants :

- un suivi annuel des coûts d'investissement, avec des incitations financières en cas de dérive ou de diminution des coûts unitaires du projet Linky ;
- un suivi biennal du respect du calendrier de déploiement du projet, avec des pénalités en cas de retard. Ce suivi et l'incitation financière associée ont pris fin avec la fin du déploiement massif ;
- un bilan des incitations sur les coûts et les délais à la fin théorique du déploiement massif (soit fin 2021) afin d'inciter Enedis à rattraper, pendant la phase de déploiement massif, les éventuels retards ou dérives de coûts. Inversement, si la performance d'Enedis se dégradait au cours de la période de déploiement, Enedis serait plus fortement pénalisé. Ce bilan a été réalisé par la CRE dans sa délibération du 17 mars 2022 ;
- un suivi annuel de la performance du système en termes de qualité du service rendu, dès le début de la phase de déploiement, avec des pénalités versées en cas de non-atteinte des objectifs. Ce cadre a été modifié par la CRE à la fin du déploiement massif, en 2022.

La CRE a indiqué, dans la délibération d'évolution annuelle du TURPE 6 du 26 juin 2024¹⁰, qu'elle étudierait une éventuelle évolution du cadre de régulation du projet Linky dans le cadre de l'élaboration du prochain tarif TURPE 7 HTA-BT.

Fin de la régulation incitative des coûts unitaires du projet Linky

La régulation mise en place par la CRE avait pour objectif d'inciter Enedis à réaliser les investissements du projet au meilleur coût pour la collectivité. Les incitations prévoient notamment que, chaque année, la BAR réalisée au 1^{er} janvier de l'année soit comparée à une BAR de référence. La régulation incitative est détaillée dans la délibération de la CRE du 17 juillet 2014. Cette régulation incitative prévoit notamment que, si la BAR réalisée est inférieure à la BAR de référence, Enedis bénéficie d'un bonus égal au produit de l'écart entre ces deux BAR et d'un taux de bonus égal à 2 %. Le déploiement massif étant terminé, il n'y a plus de nouveaux investissements associés au projet Linky intégrant la BAR Linky et donc l'incitation à la maîtrise des coûts n'est plus effective. A ce titre, la CRE envisage de mettre fin à la régulation sur les coûts unitaires d'investissements du projet Linky à partir du TURPE 7.

Question 7 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de mettre fin à la régulation incitative des coûts unitaires pour le projet Linky en 2025 ?

Construction et application du compte régulé de lissage sur la période 2014 à 2030

Le cadre de régulation du programme Linky prévoit un mécanisme de différé des effets du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital (amortissement et rémunération du capital investi). Pendant la période de différé, ces effets sont imputés sur un compte régulé de lissage (CRL). Les montants imputés chaque année dans le CRL jusqu'en 2021 sont rappelés dans le tableau ci-dessous. L'année 2022 marque la fin de l'alimentation du CRL :

M€ courant	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Montant imputé (non versé au tarif)	108	130	170	201	275	304	293	228	7

Tableau 1. Historique des montants imputés au CRL

¹⁰ [Délibération n°2024-122 de la CRE du 26 juin 2024 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1^{er} août 2024 et sur l'évolution du paramètre R_t au 1^{er} août 2024](#)

A compter de 2023, le CRL est progressivement apuré chaque année, au travers d'une hausse des charges à couvrir par le TURPE, jusqu'à son complet apurement fin 2030. Afin d'assurer la neutralité financière de ce dispositif, le CRL est rémunéré au coût de la dette retenu par la CRE en 2014 pour le calcul du taux de rémunération soit 4,6 %.

A partir de ce taux, le CRL est apuré chaque année des montants définis ci-dessous :

M€ courant	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Montant apuré (versé au tarif)	165	291	375	418	418	374	292	168

Tableau 2. Trajectoire d'apurement du CRL

3.2.5. Evolution du traitement des contributions de raccordement

Les contributions de raccordement désignent les montants payés par les bénéficiaires de raccordement au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité, au titre des coûts des travaux et des branchements engendrés, conformément au barème de raccordement d'Enedis.

Demande d'Enedis

Dans le TURPE 6 HTA-BT, ces contributions sont comptabilisées comme des recettes au bénéfice d'Enedis. Elles sont restituées immédiatement aux utilisateurs du réseau, en venant diminuer les charges de l'opérateur. Compte tenu de cette déduction, Enedis ne dispose pas de ces montants pour financer les actifs de raccordement. Ces derniers sont dès lors considérés financés par Enedis et rémunérés au titre des CPR. Ainsi les utilisateurs perçoivent immédiatement le gain associé au financement des actifs (à travers un niveau plus bas de charges à couvrir par le tarif), mais financent sur toute la durée d'amortissement des actifs de raccordement les charges de capital associées (rémunération et amortissement).

Enedis demande, pour le TURPE 7, de faire évoluer ce traitement tarifaire pour une partie des recettes de raccordement. Une part des recettes associées au raccordement des installations, qu'Enedis propose de fixer à 54 % pour la période TURPE 7, ne serait plus restituée immédiatement aux utilisateurs mais conservée par Enedis. Enedis propose de restituer le montant de ces recettes de l'année N de manière lissée sur toute la durée d'amortissement des actifs de raccordement concernés, fixée normativement à 40 ans de manière équivalente au traitement appliqué pour les subventions perçues par Enedis. Enedis justifie cette demande par le besoin d'accroître sa capacité de financement des investissements importants à venir.

Enedis a estimé la trajectoire des recettes de raccordement sur la période TURPE 7 en distinguant les recettes non restituées au tarif des autres.

Contributions de raccordement (M€)	2025	2026	2027	2028	Total
Total des contributions non restituées au tarif	720	811	943	1 032	3 506
Total des contributions de raccordement	1 415	1 536	1 716	1 861	6 529

Tableau 3. Trajectoire prévisionnelle de contributions de raccordement (demande d'Enedis)

La mise en œuvre de la demande d'Enedis reviendrait donc à diminuer le montant des recettes de raccordement venant en déduction de ses charges. Cela impliquerait, à court terme, une hausse des charges à couvrir par le tarif, à hauteur du montant des recettes non restituées au tarif, entraînant une augmentation supplémentaire du TURPE 7. Cette augmentation serait partiellement compensée sur la période par une restitution progressive des montants.

La modification de la méthode de prise en compte des contributions de raccordement proposée par Enedis aurait les effets suivants, équivalents à une hausse du TURPE 7 de l'ordre de 5 % :

M€	2025	2026	2027	2028	Total
Contributions non déduites immédiatement des charges d'Enedis [A]	720	811	943	1 032	3 506
Restitution des montants de contribution en déduction des amortissements [B]	-18	-38	-62	-88	-206
Montant de contributions restant à restituer au tarif au 01/01/N	0	702	1 475	2 356	4 533
Impact du retraitement des CPR [C]	0	-23	-49	-78	-150
Augmentation du revenu autorisé d'Enedis [A+B+C]	702	750	832	867	3 151

Tableau 4. Demande d'Enedis relative aux contributions de raccordement prévisionnelles

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère à ce stade que la demande d'Enedis présente des obstacles importants qui ne permettent pas d'envisager sa mise en œuvre en l'état pour le TURPE 7.

Tout d'abord, la demande d'Enedis ne prévoit pas de modification de la méthode comptable de l'opérateur. Cela signifie que, comptablement, les recettes de raccordement concernées par cette évolution seront toujours comptabilisées en tant que recettes et le financement des actifs continuera d'être imputé à Enedis. La méthode proposée par Enedis reviendrait donc à créer une dissociation entre la méthode tarifaire et la comptabilité d'Enedis, ce à quoi la CRE n'est pas favorable, notamment pour des raisons de contrôlabilité et de robustesse juridique. Il conviendrait d'aligner les méthodes comptable et tarifaire, en comptabilisant les contributions de raccordement en tant que subventions ou participations de tiers. Toutefois, les règles comptables d'Enedis sont soumises aux normes en vigueur, et en particulier il est impossible de justifier une distinction de traitement comptable entre les différentes contributions. Or la mise en œuvre de la demande d'Enedis pour l'ensemble des contributions de raccordement prévisionnelles d'Enedis aurait un impact environ deux fois plus important sur la hausse du TURPE 7 que dans la demande d'Enedis (soit environ +10 %).

En outre, concernant la part des recettes qui ne seraient plus restituées immédiatement au tarif, proposé à un peu plus de 50 % par Enedis, la CRE considère que la fixation de ce ratio n'est pas justifiée par des arguments économiques robustes et donc risque de fragiliser le cadre de rémunération.

Par ailleurs, la CRE s'interroge sur l'allocation effective des sommes qui seraient conservées à court terme par Enedis. En effet, la CRE constate que sur les années antérieures, la politique de dividendes d'Enedis a consisté à remonter une part importante de son résultat net à son actionnaire. Ainsi, sans évolution de la politique de dividendes, la CRE considère qu'il n'est pas garanti que l'augmentation du revenu autorisé d'Enedis permette d'améliorer sa capacité à autofinancer les investissements à venir.

Enfin, Enedis aura à la fin du TURPE 6 une dette d'environ 4 Md€, un montant faible en proportion des actifs gérés (de l'ordre de 60 Md€). En outre, une part de cette dette sera restituée à Enedis pendant le TURPE 7 via le remboursement du CRCP de sortie du TURPE 6. Enedis a donc les moyens, tant par sa capacité d'autofinancement que sa capacité de recours à de la dette, de financer la hausse des investissements sur la période TURPE 7.

En conséquence, la CRE est, à ce stade, défavorable à la demande d'Enedis.

Question 8 Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant l'évolution du traitement tarifaire des contributions de raccordement demandée par Enedis ?

3.2.6. Calcul du tarif

Le TURPE applicable aux utilisateurs du réseau d'Enedis correspond aux différentes composantes tarifaires fixées dans la délibération tarifaire. Le niveau des différentes composantes tarifaires est fixé de façon à ce que les recettes générées par ces composantes appliquées à l'ensemble des catégories d'utilisateurs (en fonction de leur niveau de tension, leur consommation, de leur puissance souscrite, etc.) permettent de couvrir le niveau du revenu autorisé d'Enedis défini pour la période tarifaire.

3.2.7. Modalités d'évolution annuelle du tarif

Calendrier d'évolution des termes tarifaires

Le TURPE 6 HTA-BT évolue au 1^{er} août de chaque année. La CRE envisage de maintenir ce principe.

Evolution annuelle du niveau des termes tarifaires

Les charges nettes d'exploitation, les charges nettes de capital, le nombre de clients et les volumes d'électricité acheminés peuvent connaître des évolutions prévisionnelles parfois significatives d'une année sur l'autre. Pour éviter des évolutions annuelles imprévisibles, le TURPE prévoit une évolution prédéfinie des grilles tarifaires permettant de lisser ces effets dans le temps.

La CRE envisage une évolution mécanique annuelle du TURPE 7 selon des principes presque identiques à ceux de la précédente période tarifaire.

Toutefois, au vu du solde du CRCP élevé en fin de TURPE 6 pour Enedis, la CRE envisage deux modifications du mode de calcul des mises à jour tarifaires annuelles, déjà introduites pour les tarifs des opérateurs gaziers.

En premier lieu, afin d'améliorer la prise en compte de l'effet de l'inflation, la CRE envisage d'intégrer, lors de la mise à jour tarifaire annuelle pour l'année N, une correction de l'écart d'inflation au titre de l'année N-1 entre la prévision du PLF et le niveau réalisé (ou à défaut la meilleure estimation disponible lors du calcul de la mise à jour tarifaire annuelle). En effet, cet écart ayant un effet sur les charges jusqu'à la fin de la période tarifaire, le prendre en compte permet d'éviter qu'il alimente durablement le solde du CRCP.

En second lieu, et comme mentionné en partie 3.2.3.3, la CRE envisage à ce stade une augmentation du plafonnement du facteur k à +/-3 % (actuellement limité à +/-2 %).

La CRE considère que ces deux mesures sont de nature à améliorer l'apurement du CRCP et à éviter qu'il ne s'incrémente durablement par des écarts pérennes d'inflation.

En synthèse, les principes envisagés à ce stade par la CRE pour le TURPE 7 sont les suivants :

- a) les termes tarifaires d'Enedis s'ajustent automatiquement le 1^{er} août de chaque année N par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 31 juillet de l'année N du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} août de l'année N, le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE¹¹ et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
- X est le facteur d'évolution annuelle sur la grille tarifaire fixée *ex ante* par la CRE dans sa délibération tarifaire ;

¹¹ L'inflation réalisée de l'année N-1 est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'Indice des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (référence INSEE 1763852) constatée sur l'année civile N-1, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile N-2.

- k est le facteur d'évolution de la grille tarifaire résultant de l'apurement du solde du CRCP ; il est compris entre +3 % et -3 % ;
- b) En outre, la CRE pourra, lors des évolutions annuelles du TURPE 7 HTA-BT, décider de faire évoluer la régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation d'Enedis.

Question 9 Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif TURPE 7 HTA-BT ? Êtes-vous favorable au rehaussement à +/- 3 % du plafond du facteur k ?

3.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts

3.3.1. Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes. Comme indiqué dans la partie 3.2.3.3 de la présente consultation, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés.

La CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée notamment à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes sont en vigueur depuis plusieurs périodes tarifaires. Par ailleurs, le traitement tarifaire ne se résume pas à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs (cf. partie 3.3.1).

3.3.1.1. Principes de couverture au CRCP des charges nettes d'exploitation

Le cadre de régulation tarifaire en vigueur différencie trois catégories de charges nettes d'exploitation qui font l'objet d'un traitement tarifaire spécifique :

- les charges nettes d'exploitation incitées : les opérateurs sont incités à la maîtrise de leurs charges d'exploitation et conservent la totalité des gains ou pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport aux trajectoires définies par la CRE. La majorité des charges d'exploitation des opérateurs font partie de cette catégorie (achats hors couverture des pertes d'énergie, charges de personnel, prestations externes, etc.) ;
- les charges nettes d'exploitation partiellement incitées : certains postes de charges dépendant de facteurs en partie maîtrisables par les opérateurs (notamment les charges d'énergie) sont inscrits en partie au CRCP. Le taux de partage des gains ou des pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle fixée par la CRE s'établit le plus souvent à 20 % (l'opérateur garde 20 % de l'écart à sa charge et le reste est pris en compte au CRCP) ;
- les charges nettes d'exploitation non incitées : pour des postes de charges et de recettes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs, les écarts entre le réalisé et le prévisionnel sont intégralement pris en compte au CRCP.

Les niveaux d'incitation des postes de charges incitées ou partiellement incitées envisagés par la CRE sont détaillés dans la partie 3.3.1 de la présente consultation publique.

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation vise à inciter les opérateurs à battre la trajectoire fixée, en leur laissant conserver le gain réalisé par rapport à cette dernière.

Au périmètre des charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique), les coûts supportés par Enedis ont été, au total, inférieurs à la trajectoire fixée dans le tarif TURPE 6¹² sur 2021 et 2022, et légèrement supérieurs en 2023. L'écart sur les trois années en faveur d'Enedis est de - 323 M€ au total, soit -2,2 % :

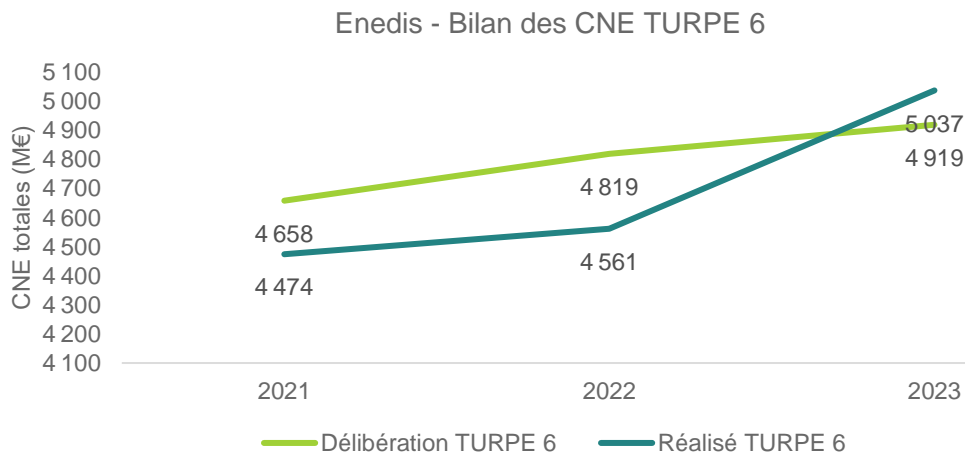


Figure 1. Bilan des charges nettes d'exploitation d'Enedis sur la période TURPE 6 (M€ courants)

Il n'est pas problématique que les opérateurs battent la trajectoire dans la mesure où l'objectif de l'incitation est justement d'obtenir des gains de performance opérationnelle dans la durée dans l'intérêt des consommateurs finals. Néanmoins, il est indispensable et il revient à la CRE de s'assurer, d'une période tarifaire à l'autre, de la bonne prise en compte dans la fixation du niveau du tarif des performances atteintes par les opérateurs sur les périodes précédentes.

La CRE envisage de maintenir une couverture au CRCP différenciée selon les natures de charges (incitées, partiellement incitées, non incitées pour la majorité des charges d'exploitation). Pour les charges d'exploitation du TURPE 7, le dernier niveau réalisé atteint (corrigé de l'inflation et d'éventuels éléments de nature exceptionnelle) est généralement le standard à retenir (en l'occurrence, 2023) : toute demande s'en écartant à la hausse doit être dûment justifiée par l'opérateur.

3.3.1.2. Couverture au CRCP de certains postes

3.3.1.2.1. Cadre de régulation TURPE 6

Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels de certains postes préalablement identifiés. Il s'agit des postes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs.

Les postes concernés pour la période tarifaire TURPE 6 sont rappelés ci-après.

Postes couverts en totalité au CRCP dans le tarif TURPE 6

L'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges nettes d'exploitation et l'inflation réellement constatée est couvert en totalité au CRCP.

¹² Dans ces graphiques, la trajectoire prévisionnelle TURPE 6 intègre la mise à jour annuelle de l'inflation.

Les charges couvertes en totalité (prises en compte à 100 %) au CRCP sont les suivantes :

- les charges de capital supportées par Enedis, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » ;
- les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes sources d'Enedis ;
- les charges relatives au raccordement des postes sources au réseau public de transport ;
- les charges liées à la compensation des pertes, faisant par ailleurs l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* (cf. partie 3.3.1.3) ;
- les charges relatives aux impayés des clients finals correspondant au TURPE ;
- les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique en application de la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018¹³ ;
- les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet *smart grids*) ;
- les charges associées à la mise en œuvre des flexibilités ;
- les postes de recettes et assimilés :
 - les recettes tarifaires d'Enedis ;
 - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement ;
 - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes ;
 - les montants déterminés par la CRE au titre de la prise en compte des recettes issues de contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué.

Postes couverts en partie au CRCP dans le TURPE 6

- les charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE), pour les GRD ayant fait la demande de l'analyse de leurs comptes par la CRE ;
- les charges relatives aux redevances de concession, sur la base du nombre de contrats effectivement renouvelés, en comparaison avec la trajectoire de renouvellement anticipée par Enedis ;
- les charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques dépassant une trajectoire de référence ;
- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. partie 3.2.3.2.2), prises en compte à 80 % (cela signifie qu'Enedis aura une incitation sur ce poste à hauteur de 20 %) ;
- les coûts échoués, au cas par cas (cf. partie 3.2.3.2.2).

Par ailleurs, le CRCP est utilisé pour gérer les bonus et malus générés par les incitations portant sur :

- les pertes électriques sur le réseau d'Enedis (cf. partie 3.3.1.3) ;
- les coûts unitaires des investissements dans les réseaux (cf. partie 3.3.2.1) ;
- le cadre spécifique au projet de comptage évolué Linky, conformément aux délibérations de la CRE du 17 juillet 2014 et du 23 janvier 2020¹⁴ ;

¹³ [Délibération n°2018-011 de la CRE du 18 janvier 2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT](#)

¹⁴ [Délibération n°2020-013 de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA \(Linky\) pour la période 2020-2021](#)

- la qualité de service et la continuité d'alimentation (cf. parties 3.5 et 3.6)¹⁵ ;
- la qualité de mise à disposition des données (cf. partie 3.5.3) ;
- l'innovation à l'externe (cf. partie 3.9) ;
- les charges de recherche et développement (R&D), conformément aux modalités de couverture détaillées en partie 3.8.1.

3.3.1.2.2. Demandes d'évolution d'Enedis et orientations préliminaires de la CRE

Tarif agent

Les salariés des Industries Électriques et Gazières (IEG), dont fait partie Enedis, bénéficient d'un tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité (dit « tarif agent »). Chaque entreprise faisant partie des IEG verse en contrepartie à EDF et Engie chaque année un montant visant à couvrir l'écart entre le tarif agent et le coût de fourniture de ce tarif par EDF et Engie.

Dans le cadre actuel, ces charges sont entièrement incitées, comme la majorité des charges d'exploitation. Enedis fait valoir que la hausse des prix de l'énergie au cours de la période tarifaire TURPE 6 a conduit à une forte hausse du coût du tarif agent, restée à sa charge. Enedis demande que les effets liés à l'évolution des prix de marché de l'énergie et des taxes soient intégrés dans le périmètre du CRCP, du fait du caractère non maîtrisable des prix de l'électricité et du gaz sur les marchés, et sur le modèle de la récente décision de la CRE dans les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz¹⁶.

Analyse préliminaire de la CRE

Le coût de ce poste pour Enedis a doublé entre 2021 et 2023, sous l'effet de la forte hausse des prix de l'énergie. La CRE partage l'analyse d'Enedis sur le caractère non maîtrisable de ce poste en ce qui concerne les effets des variations des prix de l'électricité et du gaz.

Toutefois, le montant des versements d'Enedis à EDF et Engie est fixé dans le cadre d'un contrat négocié entre les différentes entreprises concernées. Il est donc justifié de maintenir un cadre de régulation incitant à la fixation d'un niveau pertinent pour cette compensation. De même, le maintien d'une incitation, éventuellement partielle, sur les volumes d'énergie consommés au titre du tarif agent est justifié, en cohérence avec les objectifs de sobriété fixés par le gouvernement.

En conséquence, la CRE envisage, pour la période TURPE 7, de couvrir au CRCP à 100 % les effets prix sur la base d'une référence de prix pour l'électricité et le gaz, mais de conserver l'incitation sur les volumes d'énergie consommés au titre du tarif agent. Cette évolution serait similaire à celle déjà décidée par la CRE pour les opérateurs gaziers dans les tarifs ATRD 7, ATRT 8 et ATS 3.

Charges relatives aux redevances de concession

Dans le TURPE 6 HTA-BT, les redevances de concession font l'objet d'une couverture partielle au CRCP, *via* la couverture de l'écart entre la trajectoire des coûts prévisionnels et les éventuels changements dans le rythme de renouvellement des contrats, dans le contexte d'une période de renouvellement massif des contrats de concession à la suite de l'adoption du nouveau modèle de contrat en 2017.

Pour la période TURPE 7, Enedis demande la reconduction de ces modalités de couverture pour une dizaine de contrats de concession significatifs en cours de négociation, et la couverture de la hausse potentielle des redevances R2 résultant du regroupement d'autorités concédantes.

¹⁵ Hormis les indicateurs « rendez-vous planifiés non respectés par Enedis » et « nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur » pour lesquels les pénalités sont versées directement aux consommateurs par Enedis.

¹⁶ [Délibération n°2024-40 de la CRE du 15 février 2024 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF](#)

Analyse préliminaire de la CRE

La majorité des contrats de concession ont été renouvelés en TURPE 6. La CRE considère qu'Enedis disposera d'un niveau satisfaisant de visibilité sur les redevances à verser aux collectivités sur la période TURPE 7. Ainsi, elle envisage à ce stade de ne plus inclure ce poste de charges au CRCP.

Charges d'irrecouvrables liées aux défaillances de fournisseurs

Dans le cadre actuel, les impayés des clients finals correspondant au TURPE sont couverts à 100 % au CRCP, sur la base de l'écart entre la trajectoire prévisionnelle définie pour la période tarifaire et les charges réellement supportées par Enedis.

La crise de l'énergie sur la période 2021-2023 a généré des situations de défaillance de plusieurs fournisseurs. Enedis demande la couverture au CRCP des charges dues aux impayés des fournisseurs, lorsque ces impayés sont passés en irrecouvrables, considérant par ailleurs que le contrat GRD-F, qui encadre les relations contractuelles entre les GRD et les fournisseurs d'électricité, ne prévoit aucune disposition pour couvrir Enedis des impayés fournisseurs.

Analyse préliminaire de la CRE

En premier lieu, le contrat GRD-F, dont le nouveau modèle commun de contrat a été adopté en décembre 2022, protège davantage les GRD des risques de défaillance des fournisseurs, notamment par la présentation au GRD d'une garantie bancaire ou le dépôt d'une garantie.

La CRE considère qu'Enedis doit être incité à mettre en œuvre tous les moyens à sa disposition au titre du contrat GRD-F, et par les voies de droit commun, pour se prémunir du risque de défaillance de fournisseurs et, le cas échéant, pour récupérer les recettes qui lui sont dues.

En second lieu, lorsque les utilisateurs du réseau se sont déjà acquittés du TURPE auprès de leur fournisseur, la prise en charge au CRCP de ces charges constituerait une double facturation du TURPE pour ces derniers. La CRE envisage pour ces raisons de ne pas accéder à la demande d'Enedis concernant la couverture de ces charges.

Moindre production immobilisée résultant d'un événement climatique majeur

La production immobilisée est aujourd'hui incitée à 100 % dans les charges nettes d'exploitation d'Enedis. Elle vient en diminution des charges brutes : ainsi, si Enedis immobilise moins de charges que prévu, le montant des OPEX à sa charge augmente.

Pour le TURPE 7 HTA-BT, Enedis demande d'intégrer au CRCP l'impact de la moindre production immobilisée de main d'œuvre liée à la mobilisation d'agents lors d'un événement climatique exceptionnel, notamment pour la remise en état du réseau. En effet, Enedis considère que ces agents auraient réalisé des activités d'investissement en l'absence d'événement climatique.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que l'allocation des ressources internes à la gestion d'un événement climatique est difficilement auditable *a posteriori*. En effet, l'analyse de la moindre immobilisation de charges ne pourrait garantir que les ressources mobilisées correspondraient effectivement à des personnels internes qui auraient été mobilisés sur des investissements plutôt que sur la réalisation d'autres activités. Par ailleurs, il relève de la gestion de l'opérateur de procéder aux optimisations nécessaires en cas de survenue d'événements exceptionnels. La CRE envisage donc à ce stade de ne pas couvrir cet effet au CRCP pour la période TURPE 7.

Ecart sur les recettes facturées à EDF SEI au titre des prestations d'assistance et des adossements

Aujourd'hui, Enedis est couvert à 100 % de l'écart des charges relatives au Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) des GRD dont les charges sont établies sur la base de l'analyse des comptes, le FPE étant déterminé un an après le TURPE. Ainsi, au CRCP au titre de 2026, Enedis sera couvert de l'écart entre les charges prévisionnelles connues au moment de l'élaboration du TURPE, et les charges qui seront déterminées par la CRE en 2026 pour la période 2026-2029.

Dans le cadre des prestations d'assistance d'Enedis à EDF SEI et de l'adossement d'EDF SEI à certains systèmes d'information industriels ou systèmes télécom, Enedis demande qu'outre les écarts sur les charges, les écarts entre les montants de recettes d'Enedis prévus dans le TURPE 7 et les montants qui seront *in fine* pris en compte dans le niveau de dotation du FPE d'EDF SEI soient couverts par le CRCP, sur le modèle de la couverture des charges susmentionné.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est favorable à la demande d'Enedis. Elle envisage ainsi d'étendre le périmètre de couverture des charges liées au FPE, pour y inclure l'écart sur les recettes d'Enedis au titre des contrats passés avec EDF SEI, afin de couvrir Enedis du même risque dont il est aujourd'hui protégé pour l'écart sur les charges. Il s'agit d'une modification à caractère technique sans impact sur le consommateur final. Cette couverture a pour objectif de résoudre les écarts pouvant résulter du décalage entre les périodes tarifaires des deux opérateurs régulés, mais son impact est neutre pour les utilisateurs.

Charges d'exploitation relatives au remplacement du signal issu de la Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale

La Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale (TCFM) est le mode de transmission des signaux tarifaires (HP/HC, EJP, Tempo...) aux compteurs historiques. Son signal est diffusé sur le réseau depuis chaque concentrateur. Dans l'ensemble de ses postes sources, Enedis continue à renouveler et maintenir les infrastructures permettant l'émission de ce signal par TCFM à destination des clients qui ne sont pas équipés de compteurs Linky ou dont l'asservissement en aval compteur utilise ce signal (sans passer par le compteur Linky). Son maintien représente un coût important, au regard d'un nombre d'utilisateurs devenu très faible. C'est pourquoi Enedis étudie des scénarios d'arrêt de la TCFM et d'éventuelles solutions alternatives.

Le coût de maintien prévisionnel de la TCFM sera inclus dans la trajectoire de charges fixée par la CRE dans la délibération TURPE 7 pour la période 2025-28. La mise en place d'une alternative pourrait induire des coûts immédiats tandis que les économies permises ne se concrétiseraient pas pendant le TURPE 7. Enedis demande que le coût des alternatives ainsi que les économies permises (fin des coûts de maintien) soient intégrés au CRCP.

Analyse préliminaire de la CRE

Les réflexions engagées sur les alternatives possibles sont encore préliminaires : il est à ce stade complexe d'en estimer les coûts, ainsi que les responsabilités des acteurs impliqués. Indépendamment du scénario qui sera retenu *in fine*, la CRE considère comme essentiel de maintenir une incitation à la maîtrise des coûts afin d'inciter Enedis à opter pour les solutions les plus efficaces pour la collectivité. Elle envisage donc à ce stade de ne pas couvrir les écarts sur ce poste de charges au CRCP pour la période TURPE 7.

Charges d'exploitation relatives aux études et travaux annexes des raccordements des IRVE en résidentiel collectif

De manière générale, les travaux annexes qui sont parfois demandés à Enedis dans le cadre d'un raccordement sont refacturés intégralement au demandeur, ce qui vient couvrir les charges associées. Dans le cas de la solution préfinancée par le TURPE des raccordements IRVE en résidentiel collectif, les éventuels travaux annexes demandés à Enedis sont inclus dans la quote-part payée par le demandeur de dérivation individuelle. Les recettes issues du paiement des quotes-parts sont quant à elles restituées au CRCP.

Les charges d'exploitation associées aux études et travaux annexes dans le cadre de cette solution restent à la charge d'Enedis, et leur trajectoire est soumise à différentes incertitudes (rythme de déploiement, coût moyen par chantier, proportion de recours à la solution préfinancée). Enedis demande leur intégration au CRCP et a intégré une trajectoire estimée dans sa demande tarifaire :

	2025	2026	2027	2028
Charges estimées pour la réalisation des travaux annexes et études (en M€)	64	116	173	224

Tableau 5. Charges estimées pour la réalisation des travaux annexes et études (en M€)

Analyse préliminaire de la CRE

Compte tenu de l'inclusion des recettes au titre des études et travaux annexes dans la quote-part restituée au CRCP, contrairement aux autres travaux annexes, la CRE considère que la couverture des charges associées au CRCP est justifiée.

En revanche, afin d'inciter Enedis à la maîtrise des coûts de réalisation de ces travaux, cette couverture totale ne saurait être que transitoire pour la période TURPE 7. La CRE pourrait inclure les travaux annexes dans la régulation incitative des coûts unitaires à mi-période du TURPE 7.

Éventuelles indemnités consécutives à la réduction de la puissance de raccordement (Pracc)

Dans le cadre de travaux menés par la CRE, RTE et Enedis, un dispositif pourrait être mis en œuvre dans le cadre de l'article L. 342-24 du code de l'énergie pour permettre de réduire la puissance de raccordement d'un site de soutirage lorsqu'elle n'est pas utilisée¹⁷. Enedis souhaiterait que les charges associées à ce dispositif et les éventuelles indemnités soient couvertes au CRCP.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime que les éventuelles indemnités versées s'apparentent à des contributions de raccordement négatives et ne nécessitent à ce titre pas de traitement particulier. Par ailleurs, la CRE considère que les charges d'exploitation liées à la mise en œuvre du dispositif, en dehors des indemnités, ont vocation à être incitées.

Ouvrages HTA1 en propriété de RTE

RTE est actuellement propriétaire d'ouvrages exploités à un niveau de tension relevant de la distribution (HTA), notamment des ouvrages de raccordement de clients. Certains de ces ouvrages arrivant en fin de vie, la question de leur renouvellement et du transfert des clients HTA vers le périmètre d'Enedis se pose.

Enedis considère que la trajectoire des éventuels coûts associés à ces transferts est incertaine et demande qu'elle soit donc couverte au CRCP.

Analyse préliminaire de la CRE

Les principes de transfert devront être formalisés dans une convention entre RTE et Enedis, qui sera soumise à l'approbation préalable de la CRE au titre de l'article L. 111-17 du code de l'énergie. Sous réserve de l'approbation de cette convention, la CRE envisage à ce stade la couverture au CRCP de ces coûts sur demande justifiée des opérateurs et validation de la CRE.

¹⁷ [Seconde consultation publique de la CRE du 12 juillet 2024 relative aux conditions de modification par les gestionnaires de réseaux publics de la puissance de raccordement électrique des utilisateurs en application de l'article L. 342-24 du code de l'énergie](#)

Éventuelles indemnités consécutives à la mise en place d'expérimentations réglementaires

Les pouvoirs publics peuvent demander à Enedis de mettre en place des expérimentations réglementaires associées au versement d'indemnités aux clients, telle l'expérimentation de la Limitation Temporaire de Puissance en 2024.

Enedis demande de couvrir au CRCP les éventuelles indemnités associées à la mise en place d'expérimentations réglementaires futures de ce type.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que ces indemnités expérimentales sont exceptionnelles et ne doivent pas se traduire par un alourdissement des factures des clients d'Enedis. A ce titre, elle n'envisage pas, à ce stade, de couvrir les charges associées au CRCP.

Charges d'exploitation associées aux flexibilités

Le recours aux flexibilités au service du réseau génère des coûts, notamment des coûts de réservation et d'activation des flexibilités, mais également des charges d'exploitation liées à la mise en œuvre et à la gestion du dispositif.

Le TURPE 6 prévoyait la couverture de ces charges au CRCP, mais Enedis n'a formulé aucune demande de prise en charge au cours de la période tarifaire. Enedis propose de renouveler ce cadre à l'identique pour la période TURPE 7.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage la mise en place d'un cadre *ad-hoc* pour inciter à la généralisation du recours aux flexibilités pour la période TURPE 7. A ce titre, les coûts de mise en œuvre du recours aux flexibilité ont vocation à être incités, comme les autres charges d'exploitation d'Enedis. En revanche, les coûts de réservation ou d'activation des flexibilités étant peu prévisibles, et venant en alternative à des investissements, la CRE est favorable à ce que ces seuls coûts restent couverts au CRCP.

Recettes issues d'activités concurrentielles

Ce poste ne fait pas l'objet d'une demande d'Enedis, mais la CRE envisage d'étendre la couverture de ce poste par le CRCP.

Dans le TURPE 6, les recettes issues de contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué sont prises en compte à 100 %, sur la base des montants déterminés par la CRE, afin de restituer au tarif la partie des recettes réalisées par les activités non régulées d'Enedis (généralement hébergées par la filiale Enedis-D) correspondant à des coûts d'investissements initiaux portés par le TURPE. Ainsi, dans la délibération TURPE 6 HTA-BT, la CRE demandait à Enedis « *de lui faire part de tout nouveau contrat relatif au comptage évolué qui serait conclu entre le Groupe EDF et des tiers pendant la période TURPE 6. Dans le cas où les recettes qui en découleraient seraient significatives, la question de leur partage entre les utilisateurs du réseau et Enedis pourrait être posée* ». La CRE envisage de reconduire cette disposition : les montants reversés seraient examinés au cas par cas, afin de refléter les coûts financés par le TURPE.

En outre, la CRE envisage d'inclure dans ce poste tous les reversements des activités concurrentielles à l'activité régulée, au titre de l'utilisation, pour la réalisation de l'activité concurrentielle, de ressources du périmètre régulé. Il pourrait s'agir par exemple d'une quote-part des recettes au titre de la mobilisation d'un salarié affecté au périmètre régulé qui contribuerait à la réalisation d'une prestation concurrentielle, afin d'en garantir la neutralité financière pour les utilisateurs du TURPE.

Question 10 Êtes-vous favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation, ainsi qu'aux orientations préliminaires envisagées par la CRE pour le périmètre couvert par le CRCP pour la période TURPE 7 ?

3.3.1.3. Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau de distribution

Les pertes du réseau de distribution d'électricité correspondent à la différence entre l'ensemble des injections sur le réseau de distribution (injections provenant du réseau de RTE, injections provenant du réseau des Entreprises Locales de Distribution (ELD) et injections de la production décentralisée) et l'ensemble des soutirages. Elles sont composées de pertes techniques (effet Joule...) et de pertes non techniques (PNT). Ces pertes non techniques sont liées notamment aux fraudes et à des biais de comptage.

Les pertes électriques d'Enedis ont représenté pour la période du TURPE 6 HTA-BT environ 24 TWh par an pour un montant annuel moyen de 2,5 milliards d'euros sur la période 2021-2023. L'envolée des prix de l'électricité explique le doublement de ce montant par rapport à la période tarifaire TURPE 5. La couverture des pertes d'Enedis constitue donc un enjeu financier important, en particulier dans un contexte de prix de marché élevé et d'évolutions importantes à venir pour le marché de l'électricité telles que la fin du mécanisme ARENH en 2026.

3.3.1.3.1. Rappel du dispositif de régulation incitative des pertes en vigueur

Le cadre de régulation incitative des pertes a fait l'objet de plusieurs évolutions. Historiquement, le coût des pertes est globalement couvert au réel dans les tarifs *via* une prise en compte par le CRCP. Il peut varier significativement en fonction de facteurs sur lesquels Enedis n'a que peu d'influence et est difficilement prévisible. D'une part, les volumes peuvent fluctuer en fonction des conditions climatiques, de la croissance de la consommation et du déploiement de la production décentralisée et, d'autre part, les prix sur les marchés de gros sont volatils. Depuis le TURPE 3, la CRE a cependant introduit différents mécanismes d'incitation sur le coût des pertes.

Dans le TURPE 6 HTA-BT, le mécanisme introduit vise à inciter Enedis à maîtriser le coût d'achat de ses pertes au travers d'une incitation portant, d'une part, sur les volumes de pertes et, d'autre part, sur le prix moyen d'achat des pertes. En effet, bien que certains facteurs exogènes puissent influencer sur le volume et le prix d'achat des pertes, la CRE considère qu'Enedis dispose de marges de manœuvre partielles pour réduire le coût des pertes, au bénéfice de ses utilisateurs. D'une part, Enedis peut optimiser sa stratégie d'achat afin d'optimiser le prix auquel il achète ses pertes. D'autre part, certains leviers peuvent permettre de réduire les volumes : choix d'investissement et de topologie du réseau, lutte contre les fraudes (notamment grâce au programme Linky), *etc.*

Dans la délibération n°2023-01 du 5 janvier 2023¹⁸ (dit « TURPE 6 bis »), afin de maintenir le caractère incitatif de la régulation incitative dans un contexte de volatilité élevée et de hausse des prix de gros de l'électricité, la CRE a décidé d'adapter ce dispositif incitatif pour les années 2023 et 2024 : l'écart entre le volume réel et le volume de référence est valorisé au prix d'achat unitaire des pertes d'Enedis tel que défini au moment de l'élaboration du TURPE 6 (soit 50 €/MWh) plutôt qu'au prix moyen réel d'achat des pertes de l'opérateur. L'objectif de cette évolution est de maintenir la force de l'incitation sur les volumes de pertes par rapport à la réalité des leviers dont Enedis dispose.

La régulation en vigueur pour le TURPE 6 HTA-BT repose sur les principes suivants :

- la détermination ex post d'un volume de référence et d'un prix moyen d'achat de référence, permettant de calculer un coût d'achat des pertes de référence ;
- une incitation à hauteur de 20 % de la différence, constatée chaque année ex post, entre ce coût de référence des pertes, et le coût de la couverture des pertes réalisé par Enedis, dans la limite d'un plafond fixé à +/-40 M€ par an. Pour la période TURPE 6 bis, l'incitation est calculée comme suit :

- Incitation sur les prix : $Incitation\ prix = 20\ \% * V_{constaté} * (P_{ref} - P_{constaté})$

Avec :

¹⁸ [Délibération n°2023-01 de la CRE du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations de la Commission de régulation de l'énergie n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 6 HTB\) et n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

- $V_{constaté}$ correspondant au volume de pertes constaté de l'opérateur ;
 - P_{ref} correspondant au prix de référence d'achat des pertes de l'opérateur ;
 - $P_{constaté}$ correspondant au prix constaté d'achat des pertes de l'opérateur.
- Incitation sur les volumes : $Incitation\ volume = 20\ \% * P_u * (V_{ref} - V_{constaté})$

Avec :

- P_u correspondant au prix unitaire gelé de 50 €/MWh ;
- V_{ref} correspondant au volume de pertes de référence de l'opérateur ;
- $V_{constaté}$ correspondant au volume de pertes constaté de l'opérateur.

L'incitation totale de l'opérateur est calculée comme la somme de ces deux incitations.

En parallèle, la fiabilité de l'estimation du volume des pertes par Enedis est suivie, dans le cadre de la régulation de la qualité de service, à travers deux indicateurs (cf. partie 3.5.4) :

- le volume d'Energie Non Affectée (ENA), c'est-à-dire la différence entre les pertes modélisées par Enedis et les volumes finalement comptabilisés ;
- le pourcentage d'écarts en Recoflux sur le périmètre d'équilibre d'Enedis, c'est-à-dire la capacité d'Enedis à prévoir ses pertes et à acheter des volumes d'électricité correspondants.

3.3.1.3.2. Incitation sur le volume des pertes

Pour le volume de référence, celui-ci est calculé comme la somme :

- d'un volume de référence sur les pertes techniques, déterminé par l'application d'un polynôme d'approximation des pertes techniques et ;
- d'un volume de référence sur les PNT, déterminé par l'application d'un taux, qui prenait en compte pour la période TURPE 6 une trajectoire de diminution, en lien avec le déploiement de Linky et l'utilisation de ses données pour réduire les fraudes.

Pour le volume de référence sur les pertes techniques, une formule de type polynomiale qui correspond au modèle 2020 d'Enedis pour les pertes techniques a été utilisée. A ce titre, la CRE n'a pas défini dans sa délibération TURPE 6 HTA-BT de trajectoire prévisionnelle des pertes techniques.

S'agissant des pertes non techniques, afin notamment d'être en mesure d'identifier et de suivre spécifiquement les gains associés à Linky, la CRE a retenu des taux de référence, appliqués à la consommation brute sur le réseau d'Enedis, permettant de définir le volume de référence pour les PNT. La CRE a défini les valeurs ci-dessous en se fondant sur l'année 2018 pour laquelle il a été considéré que 0,5 TWh de gain Linky avait déjà été atteint et a fixé une cible pour 2024 concrétisant une baisse de 3 TWh des pertes non techniques (PNT) (objectif fixé dans le modèle économique Linky en 2014).

Cet objectif de -3 TWh devait initialement être atteint en 2021 mais Enedis a indiqué que la baisse des PNT allait nécessiter le déploiement de l'ensemble des outils de pilotage du réseau, ainsi qu'une période d'observation. La CRE a donc décalé cet objectif à 2024.

	2018 <i>référence pour les gains Linky</i>	2021	2022	2023	2024
Taux de pertes de référence retenu	3,2 %	2,9 %	2,8 %	2,6 %	2,5 %
Volume de PNT résultant indicatif (TWh)	12	10,9	10,3	9,8	9,4
Gain Linky (TWh)	0,5	1,6	2,2	2,7	3,1

Tableau 6. Trajectoire de taux de référence de PNT retenue pour la période du TURPE 6 HTA-BT

3.3.1.3.3. Incitation sur le prix moyen d'achat des pertes

Le prix de référence des pertes est déterminé à partir du prix de marché constaté pour un panier de produits de référence. Ce panier comporte des produits à terme et *spot*, base et pointe. Les modalités de calcul du coût de référence figurent dans une annexe confidentielle de la délibération tarifaire. Cette approche permet de couvrir l'opérateur contre le risque d'évolution des prix de marché et de ne l'inciter que sur la performance de sa stratégie d'achat.

Comme énoncé plus haut, afin de maintenir le caractère incitatif de la régulation incitative dans un contexte de volatilité et de hausse des prix de gros de l'électricité, la CRE a décidé d'adapter ce dispositif incitatif pour les années 2023 et 2024 dans la délibération n°2023-01 du 5 janvier 2023. L'écart entre le volume réel et le volume de référence est depuis valorisé au prix d'achat unitaire des pertes d'Enedis tel que défini au moment de l'élaboration du TURPE 6 (soit 50 €/MWh) plutôt qu'au prix moyen réel d'achat des pertes de l'opérateur.

3.3.1.3.4. Bilan du dispositif sur la période TURPE 6 HTA-BT

En raison du processus de réconciliation des flux, appelé « Recoflux », le volume et le montant des pertes pour une année N ne sont connus qu'au mois d'avril N+3. Le cycle d'acquisition des relèves et de traitement des réclamations s'étendant sur plus d'une année, les données sont amenées à évoluer durant 14 mois. Le mécanisme de régulation s'applique de manière *ex post* pour une année donnée et l'incitation n'est connue définitivement qu'en avril N+3. Une première estimation d'incitation est néanmoins calculée en avril N+2 à titre temporaire. Par conséquent, le bilan du dispositif de régulation incitative sur la période du TURPE 6 HTA-BT porte à ce jour uniquement sur les années 2021 et 2022 (à titre temporaire pour cette dernière).

Incitation sur le volume des pertes

Pour les années 2021 et 2022, le volume réel de pertes est significativement supérieur au volume de référence pris en compte dans le cadre de régulation (voir tableau ci-dessous).

	2021	2022 ¹⁹
Volume de référence (TWh)	23,6	22,1
Volume des pertes réalisées (TWh)	24,5	23,6
Ecart (Volume réalisé - volume de référence) (TWh)	0,9	1,5

Tableau 7. Ecart entre le volume de pertes de référence et le volume réalisé en 2021 et 2022

Enedis a ainsi supporté une pénalité cumulée de 44 M€ sur 2021-2022, soit 1,2 % du coût total des pertes cumulé sur ces deux années.

¹⁹ Pour l'année 2022, le volume des pertes ne sera définitivement connu qu'à la fin du processus Recotemp, soit octobre 2024. Le volume indiqué est prévisionnel.

Ces différences importantes entre le volume de référence défini par la CRE et le volume réalisé des pertes d'Enedis peuvent principalement s'expliquer par l'absence de réduction des PNT. La CRE constate que les gains que devait apporter Linky dans ce domaine ne semblent pas s'être matérialisés à ce jour. En effet, selon les éléments présentés par Enedis, les pertes non techniques après avoir été diminuées jusqu'en 2021 de près d'1 TWh, suivent depuis 2022 une tendance haussière comme illustré dans la figure suivante.

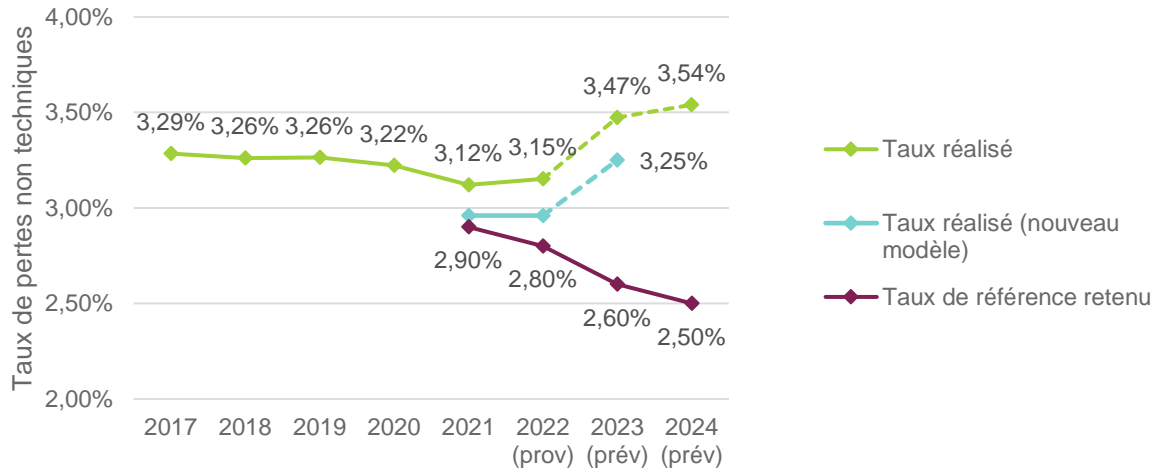


Figure 2. Evolution des PNT d'Enedis entre 2017 et 2024

La Figure 2 présente une trajectoire de taux de PNT différente en fonction du polynôme de pertes techniques utilisé (polynôme fixé par la délibération TURPE 6 ou polynôme actualisé d'Enedis dit P2021) mais qui suivent la même tendance. Le niveau de pertes total restant constant, les pertes techniques plus importantes calculées par l'application du nouveau polynôme d'Enedis P2021 impliquent une baisse symétrique des PNT.

Dans le détail, Enedis considère ainsi que le déploiement des compteurs Linky a permis réduire les PNT d'environ 1 TWh, dont 0,5 TWh de correction de dysfonctionnements matériels et 0,5 TWh grâce à la réduction des consommations durant les périodes d'inter-contrat. Dès 2022, une rupture de cette amélioration continue est observée avec l'augmentation du taux de PNT. Enedis explique cette dégradation par deux effets :

- une hausse importante des fraudes, dans un contexte de hausse des prix de l'électricité ;
- dans une moindre mesure, la baisse de la consommation totale avec les effets de la sobriété pouvant expliquer une incidence sur le taux de PNT.

Compte tenu de la hausse des fraudes, et de sa promotion sur les réseaux sociaux, Enedis a lancé courant 2024 un programme « Pertes et Fraudes » pour renforcer ses moyens de lutte contre les fraudes. Enedis a ainsi formulé dans sa demande tarifaire une augmentation significative des ressources allouées à cette tâche avec des investissements SI et un doublement des effectifs.

Incitation sur le prix moyen d'achat des pertes

Le prix moyen d'achat de référence défini par le TURPE 6 HTA-BT vise à refléter le prix moyen des achats d'énergie d'un gestionnaire de réseau suivant une stratégie de couverture progressive du risque prix.

Pour les années 2021 et 2022, Enedis a acheté ses pertes à un prix moyen globalement inférieur au prix d'achat de référence de respectivement -3 % et -10 %. Ces bonnes performances sur le prix unitaire des pertes permettent de compenser sur la période les mauvaises performances au titre de l'incitation sur le volume des pertes.

	2021	2022 (prévisionnel)
Volume de pertes de référence (TWh)	23,6	22,1
Volume de pertes réalisé (TWh)	24,5	23,6
Taux de pertes réalisé	6,53 %	6,50 %
Prix réel Enedis des pertes (€/MWh)	58,85	96,74
Prix unitaire de référence (€/MWh)	60,83	107,19
Incitation volume (M€)	-11,9	-32,1
Incitation prix (M€)	9,7	49,2
Montant global de l'incitation (M€)	-2,1	17,2

Tableau 8. Bilan des primes/pénalités perçues par Enedis au titre des deux mécanismes incitatifs

3.3.1.3.5. Orientations envisagées pour la période du TURPE 7 HTA-BT

La CRE considère que ce dispositif permet effectivement d'inciter Enedis à la maîtrise des volumes de pertes et à l'optimisation de sa stratégie d'achat. En conséquence, la CRE envisage de maintenir le dispositif dans TURPE 7 tout en le faisant évoluer à la marge, selon les modalités présentées ci-après.

Régulation incitative sur le volume des pertes en TURPE 7

Comme rappelé précédemment, le volume de référence pris en compte pour la régulation incitative de la période TURPE 6, est obtenu par la somme de l'application d'un polynôme de pertes techniques, fixé en début de période, et du volume de PNT de référence correspondant à un taux de perte visant à inciter à la baisse de ces PNT, notamment *via* l'exploitation des compteurs Linky.

Demandes d'Enedis

Durant la période TURPE 6, Enedis a mis en place un nouveau modèle de pertes techniques afin de mieux prendre en compte l'évolution de la structure des flux du réseau. Il n'a pas été utilisé pour le calcul du volume de référence, la délibération TURPE 6 ayant auparavant fixé le polynôme de référence.

Enedis propose de fixer un taux de référence total et non plus la somme d'un taux de référence pour les PNT et d'un volume de pertes techniques obtenu par un polynôme. Ce taux de pertes de référence global devrait selon Enedis être fixé pour toute la période à un niveau équivalent à celui anticipé pour 2023 à savoir 6,88 % afin de tenir compte du contexte inédit d'augmentation des fraudes. A défaut, Enedis propose d'actualiser le modèle de référence utilisé et de permettre sa réactualisation en cours de période.

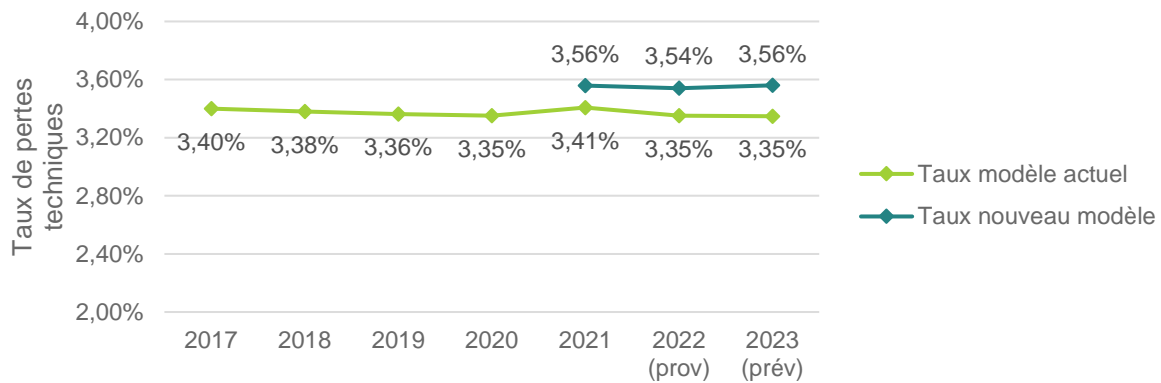


Figure 3. Evolution des Pertes Techniques (PT) d'Enedis

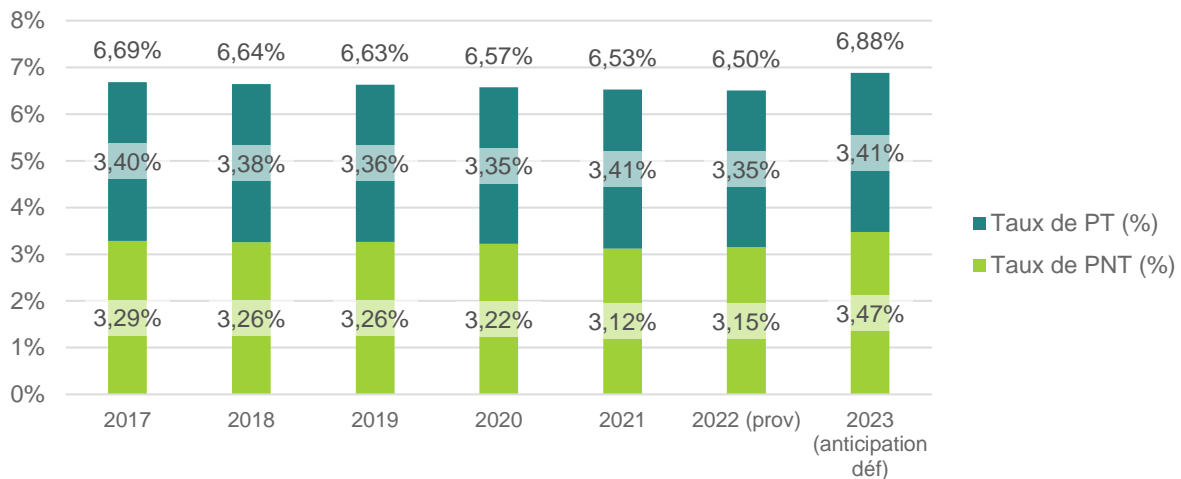


Figure 4. Evolution des taux de pertes totales d'Enedis depuis 2017

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de faire évoluer le mécanisme en fixant un taux de pertes total afin de tenir compte de l'évolution des usages du réseau mais aussi par simplification et uniformisation de la régulation avec les autres gestionnaires de réseau.

Pour le niveau des taux de référence des pertes, la CRE envisage de prendre en compte le contexte inédit de ces dernières années tout en fixant des objectifs de baisse des taux en les liant avec les gains Linky attendus.

Pour cela, les taux de référence envisagés se fondent sur l'estimation d'Enedis du taux anticipé 2023 de 6,88 % (équivalent à la demande d'Enedis) auquel seraient appliqués deux retraitements en lien, d'une part, avec les gains Linky attendus et non atteints à ce jour (ce qui correspond à 0,6 % de taux de pertes) et, d'autre part, aux nouveaux moyens mis en place pour la lutte contre les fraudes. La CRE considère ainsi qu'au vu des effectifs et du plan d'action mis en place par Enedis dès l'année 2024, des résultats doivent pouvoir être visibles à partir de 2026.

Taux des pertes totales	2025	2026	2027	2028
Demande Enedis	6,88 %	6,88 %	6,88 %	6,88 %
Traitement lié aux gains Linky attendus et non atteints	-0,6 %	-0,6 %	-0,6 %	-0,6 %
Traitement lié aux effets attendus du plan d'action contre les fraudes	-	-0,1 %	-0,2 %	-0,3 %
Objectifs envisagés	6,28 %	6,18 %	6,08 %	5,98 %

Tableau 9. Taux de référence des pertes totales envisagés pour la période TURPE 7

Le retraitement lié aux gains attendus du projet Linky est basé sur le taux réalisé en 2021. En effet, sur les années suivantes, Enedis n'est pas en mesure de distinguer ni de démontrer une baisse des PNT liée aux gains Linky à cause de l'augmentation concomitante des fraudes, causant une augmentation soudaine des PNT. La CRE considère que ces gains auraient dû être atteints et envisage en conséquence l'application d'un retraitement équivalent à l'écart entre le taux réalisé en 2021 de 3,12 % et celui attendu pour la fin de période TURPE 6 de 2,5 %.

Le deuxième retraitement a pour objectif d'inciter à la performance des actions menées par Enedis contre les fraudes. Il est fondé sur une performance de baisse -0,1 %/an (environ 0,37 TWh/an) incrémentée dès 2026.

Régulation incitative sur le prix d'achat des pertes en TURPE 7

Le principe du dispositif envisagé par la CRE à ce stade, est identique à celui établi pour la période TURPE 6, à savoir une stratégie de couverture progressive du risque prix permettant de couvrir le volume total annuel de pertes, en énergie et en capacité.

Toutefois, la CRE envisage de faire évoluer la stratégie d'achat de référence afin de prendre en compte l'évolution des conditions de marché notamment la fin prévue des mécanismes de l'ARENH et des évolutions sur le mécanisme de capacité.

La méthodologie de calcul du prix de référence fait l'objet d'une annexe confidentielle à la délibération tarifaire.

Plafonnement de l'incitation

Le taux d'incitation des pertes a été fixé à 20 % en TURPE 6 et le plafonnement du montant de l'incitation à 40 M€.

La CRE propose d'actualiser le plafond global de l'incitation proportionnellement à l'évolution envisagée du revenu autorisé d'Enedis entre TURPE 6 et TURPE 7 afin de maintenir un niveau d'incitation constant.

Le plafond global serait ainsi relevé à 52 M€, correspondant à 0,26 % du revenu autorisé moyen d'Enedis pour le TURPE 7.

Modalité de calcul de l'incitation

Pour rappel, le mécanisme de régulation s'applique de manière ex post pour une année donnée et l'incitation n'est connue définitivement qu'en avril N+3. Un premier calcul d'incitation est néanmoins calculé en avril N+2 à titre temporaire.

La fusion des processus Ecart et Recotemp avec la mise en place du système cible prévue pour octobre 2024 devra permettre un gain global d'un an sur la temporalité de la Recoflux. Pour tenir compte de cette évolution, la CRE envisage de modifier la temporalité de cette incitation en avançant la date du calcul et de la répercussion de l'incitation d'une année.

La formule de calcul de l'incitation serait la suivante :

$$\text{Incitation} = 20\% * V_{\text{constaté}} * (P_{\text{ref}} - P_{\text{constaté}}) + 20\% * P_{\text{ref}} * (V_{\text{ref}} - V_{\text{constaté}})$$

Question 11 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des pertes pour la période TURPE 7 ?

3.3.2. Régulation incitative des coûts d'investissements

La CRE a maintenu pour le TURPE 6 HTA-BT le principe général de couverture à 100 % au CRCP des écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées. En revanche, Enedis est incité à l'efficacité de ses dépenses d'investissements, *via* deux mécanismes distincts portant, d'une part, sur les coûts unitaires de certains investissements dans les réseaux et, d'autre part, sur certains investissements « hors réseaux ».

3.3.2.1. Incitation à la maîtrise des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux

3.3.2.1.1. Rappel du dispositif et des objectifs du mécanisme

Le TURPE 6 HTA-BT prévoit une régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux, afin d'assurer l'optimisation des coûts des investissements d'Enedis dans les réseaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage, en tant que gestionnaire de réseau efficace, sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité du réseau. Ce mécanisme couvre environ 57 % des investissements d'Enedis (en 2023) dans les réseaux, soit 2,4 Md€ sur un total de 4,2 Md€ d'investissements. Il s'appuie sur la définition d'un modèle de coûts de référence des ouvrages mis en service par Enedis et prend en compte :

- leurs caractéristiques techniques : les ouvrages sont regroupés en 24 catégories (6 types d'ouvrages différents sur 4 zones géographiques pour prendre en compte les spécificités techniques induites par certaines caractéristiques locales telles que la densité de population) ;
- la structure des coûts : la modélisation distingue une part fixe et une part variable (hormis pour les branchements) ;
- une évolution tendancielle des coûts au cours du temps : les coûts unitaires cibles de chaque année de la période tarifaire ont été déterminés sur la base (i) d'un panier pertinent d'indices de référence, de façon à exclure les effets exogènes et ainsi à évaluer uniquement la performance du GRD, et (ii) d'un objectif de productivité.

Les valeurs de ces paramètres ont été estimées à partir des coûts des investissements mis en service entre 2016 et 2019.

- pour chaque année de la période du TURPE 6 HTA-BT, la CRE évalue la différence entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages, calculé à partir du modèle de coûts unitaires de référence appliqué aux quantités d'ouvrages effectivement mis en service. Le résultat reflète l'efficacité de l'opérateur pour le volume d'investissements qu'il a effectivement réalisé. La différence fait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau ;
- les investissements concernés sont intégrés dans la BAR d'Enedis à hauteur de leur valeur réelle, sous réserve des contrôles que la CRE pourrait mener sur le caractère efficace et prudent des coûts engagés. Les charges de capital liées à ces investissements restent donc couvertes sur la base des dépenses effectives. Ainsi, le consommateur final couvre, sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif, la performance de l'opérateur *via* des CCN moindres ou supérieures ;
- Enedis reçoit, *via* le CRCP, un bonus ou un malus, équivalent à 20 % de l'écart entre le coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme incite Enedis à maîtriser ses coûts unitaires d'investissement, sans remettre en cause le volume des investissements réalisés. L'incitation est plafonnée à +/-30 M€ par an.

Certaines affaires, notamment les ouvrages de canalisations, demandent des travaux importants et mettent plus d'une année à être immobilisées comptablement. C'est la raison pour laquelle le cadre de régulation incitative fixe, pour l'année N, le montant de l'incitation définitive au titre de l'année N-2. Entre-temps, sur la base d'immobilisations non définitives, la CRE calcule un montant provisoire de l'année N-1 qui est régularisé lors du calcul définitif du mécanisme à l'année N+1.

3.3.2.1.2. Bilan du dispositif pour la période TURPE 6

La CRE dresse un retour d'expérience positif sur la régulation des coûts unitaires des travaux de réseaux : le dispositif a été pleinement intégré dans les indicateurs internes de pilotage de la performance d'Enedis et l'incite à maîtriser ses coûts.

Sur les deux exercices pour lesquels la CRE dispose de données (définitives pour 2021 et provisoires pour 2022), les coûts réalisés d'Enedis excèdent la trajectoire de référence sur le périmètre des investissements incités, de +6,6 % en 2021 et de +10,5 % en 2022, soit une sous-performance moyenne globale de 8,5 %. Une dérive des coûts est constatée depuis 2019, notamment sur les ouvrages hors branchement (canalisations et lignes aériennes en basse tension). Enedis explique cette dégradation notamment par les exigences croissantes des parties prenantes qui renchérissent le coût des ouvrages avec notamment des demandes de « sur-largeurs » des gestionnaires de réseau. Enedis considère également que des biais de méthode ont conduit à fixer des références de coûts trop basses.

Les graphiques ci-après présentent, pour les années 2021 et 2022²⁰, l'écart en pourcentage entre le coût unitaire réalisé et le coût de référence pour chacune des catégories d'investissements.

Tout d'abord, des surcoûts très significatifs sont constatés pour les branchements consommateurs et producteurs inférieurs à 36 kVA, de 13 % en moyenne :

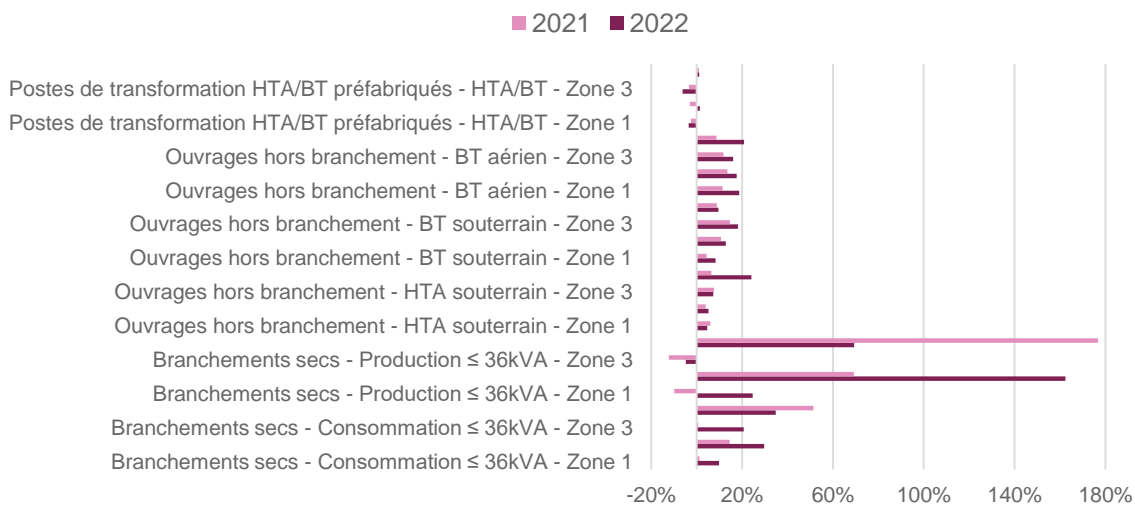


Figure 5. Ecart entre le coût modélisé et le coût réalisé des branchements secs soumis au dispositif de régulation incitative des coûts unitaires²¹ (mis en service en 2021 et en 2022) par zone Emerald²²

²⁰ Pour l'année 2022, le graphique présente des montants temporaires. Les montants définitifs seront communiqués à la CRE en début d'année 2025.

²¹ Un écart positif signifie que les coûts unitaires réels engagés par Enedis sont supérieurs aux coûts de référence

²² Zone 1 (agglomérations <10 000 hab), 2 (agglomérations [10k-100k] hab), 3 (agglomérations >100 000 hab), 4 (communes > 100000 hab, Paris, Banlieue Paris).

Pour les autres types d'ouvrages, les écarts sont plus modérés que pour les branchements. Les ouvrages hors branchement (canalisations et lignes aériennes en basse tension) présentent un surcoût moyen de 9 % et les postes de transformation HTA/BT préfabriqués une économie moyenne de 3 % :

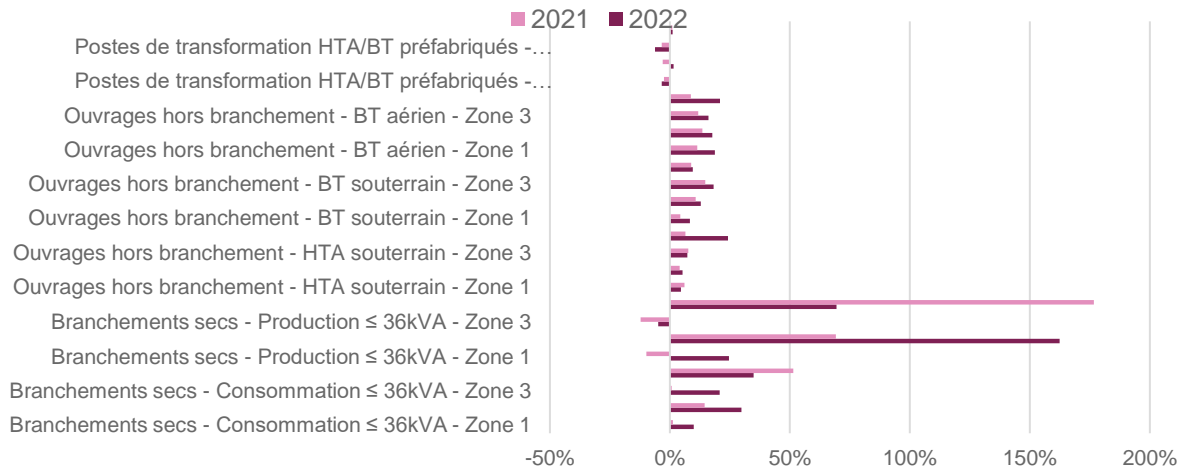


Figure 6. Écart entre le coût modélisé et le coût réalisé des différentes catégories d'ouvrages, hors branchements secs, soumises au dispositif de régulation incitative des coûts unitaires²³ (mises en service en 2021 et en 2022)

Enedis se voit imputer 20 % de l'écart de performance dans la limite d'un plafond de +/-30 M€ par an, soit une pénalité de 53 M€ pour les exercices 2021 et 2022 (respectivement de 23 M€₂₀₂₁ et estimée à 30 M€₂₀₂₂) :

- 2021 : 19 catégories génèrent du malus et 5 du bonus ;
- 2022 : 21 catégories génèrent du malus et 3 du bonus.

3.3.2.1.3. Evolutions envisagées par la CRE pour le TURPE 7

Demandes d'Enedis

Enedis demande que la régulation incitative des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux soit reconduite selon les mêmes principes généraux, mais en y apportant les adaptations suivantes :

- établir les coûts unitaires de référence sur la base des années 2022 et 2023 afin d'être au plus proche des coûts unitaires réels : Enedis considère que la prise en compte de l'année 2021 conduirait à sous-estimer les coûts unitaires de référence et à le pénaliser ;
- aménager la méthode de détermination des coûts unitaires de référence pour corriger un biais : selon Enedis, pour le TURPE 6 les coûts unitaires de référence des canalisations et des postes HTA/BT préfabriqués ont été sous-estimés, car ils ont été établis à partir des coûts des installations mises en service de 2017 à 2019 en début d'année 2020. Or, certaines dépenses n'étaient alors pas encore comptabilisées car elles sont intervenues après la mise en service de ces équipements. Enedis propose donc de corriger les coûts unitaires de référence des années 2022 et 2023 en les pondérant par des coefficients de respectivement 1,013 et 1,101 pour les canalisations et de 1,042 pour les postes HTA-BT ;
- mettre à jour des coefficients d'indexation annuelle des indices de référence pour refléter l'évolution des conditions économiques, afin de bien traduire le poids de chaque poste (matériels, travaux, main d'œuvre) dans les coûts unitaires de référence.

²³ Un écart positif signifie que les coûts unitaires réels engagés par Enedis sont supérieurs aux coûts de référence

Analyse préliminaire de la CRE

La régulation incitative sur les coûts unitaires ayant permis d'inciter Enedis à la maîtrise de ses coûts malgré la dérive constatée, la CRE considère pertinent de la reconduire pour la prochaine période tarifaire et envisage de le faire évoluer à la marge, en particulier dans un contexte où la trajectoire d'investissements d'Enedis est en forte hausse.

Extension du périmètre incité

La CRE envisage d'étendre le périmètre d'incitation pour tenir compte de l'évolution de la nature des investissements futurs d'Enedis, en y intégrant :

- les postes-sources et les postes HTA-BT (en complément des créations de postes préfabriqués déjà incités pendant la période du TURPE 6), particulièrement en croissance du fait de l'intégration des EnR. Cette extension s'inscrit par ailleurs dans la continuité des orientations déjà envisagées par la CRE dans la consultation publique TURPE 6²⁴ ;
- les raccordements par le biais de liaisons réseaux et de colonnes montantes, avec ou sans dérivation individuelle, dont le grand nombre d'actifs et d'interventions rend possible l'incitation à la maîtrise des coûts unitaires. Ces ouvrages représentent 10 % des coûts d'investissements totaux d'Enedis en 2023 et n'étaient pas incités durant la période TURPE 6. Avant la mise en œuvre du projet ADELE (Actif Détaillé et Localisé), visant à localiser comptablement les ouvrages dits « non localisés », ces actifs n'étaient pas suivis de manière individualisée par Enedis. Enedis a réalisé l'inventaire détaillé des liaisons réseaux et des dérivations individuelles en 2023. La CRE envisage de demander à Enedis de mettre en place un suivi des coûts de ces actifs, afin de les intégrer dans la régulation incitative sur les années 2027 et 2028.

Evolution de la méthodologie de calcul des coûts de référence

S'agissant de la prise en compte des seules années 2022 et 2023 et de l'intégration de coefficients multiplicateurs dans la méthode de détermination des coûts unitaires, la CRE observe que ces modalités seraient particulièrement conservatrices et peu incitatives, car reposant sur deux années marquées par une forte inflation, majorées par l'application de coefficients multiplicateurs. Par ailleurs, comme la CRE l'a précisé dans sa délibération relative au tarif ATRD7 de GRDF, l'année 2021 peut être retenue dans le périmètre de référence, l'impact de la crise sanitaire sur les coûts unitaires en 2020 et 2021 ayant été modéré (de l'ordre de +1,5 %). Enfin, la référence 2021-2023 n'est pas défavorable à Enedis, dans la mesure où elle prend en compte les conséquences de la crise sanitaire observée en 2021.

Par ailleurs, la CRE n'envisage pas, à ce stade, de retenir de coefficient de majoration pour le calcul des coûts de référence, car le contexte dans lequel intervient Enedis ne diffère pas substantiellement de celui d'autres opérateurs de réseaux réalisant les mêmes typologies de travaux, dans des environnements similaires (voirie, milieu urbain...) en relation avec des autorités concédantes. Enfin, la CRE n'a pas retenu de coefficients de majoration dans la régulation des coûts unitaires d'investissements de GRDF pour le tarif ATRD 7.

La CRE envisage, en conséquence, de maintenir une référence historique de trois ans (2021-2023) pour la détermination de la référence des coûts unitaires, sans application de coefficient. Elle propose toutefois de prévoir la possibilité d'actualiser, à son initiative, le niveau de référence à mi-période en fonction de l'évolution constatée des coûts dans la régulation incitative sur 2023 et 2024.

Question 12 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement d'Enedis ?

²⁴ [Consultation publique n°2020-017 de la CRE du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

3.3.2.2. Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »

3.3.2.2.1. Rappel du dispositif et des objectifs du mécanisme

Le TURPE 6 HTA-BT a prolongé le mécanisme introduit en TURPE 5 incitant Enedis à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux », comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). L'objectif est que, pour ces trois postes où des arbitrages comptables entre dépenses d'investissements et d'exploitation sont possibles, l'incitation pour Enedis soit la même.

Ce mécanisme incite Enedis à optimiser globalement l'ensemble de ses charges sur ces trois postes de coûts. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui sont alors exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par Enedis pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations est prise en compte dans la BAR ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs. La CRE mène en fin de période une analyse des mises en service afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards ou du report de certains projets.

S'agissant du périmètre des investissements concernés par le mécanisme, la CRE a exclu certains projets SI pour la période TURPE 6. Leur exclusion était justifiée par des enjeux croissants de cybersécurité et de numérisation des activités de l'opérateur. Ces dépenses ont donc été prises en compte intégralement via le CRCP et représentaient environ 18 % des investissements SI d'Enedis.

3.3.2.2.2. Bilan du dispositif sur la période du TURPE 6 HTA-BT

Dans l'ensemble et depuis la mise en place du mécanisme incitant à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux », il n'y a pas eu de dérive de coûts : les enveloppes de dépenses sont globalement maîtrisées. C'était l'objectif principal du dispositif.

Sur la période 2021-2023, pour laquelle elle dispose des données réalisées, la CRE constate qu'Enedis a dépensé :

- plus que les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation et de charges de capital normatives, pour les catégories SI et Véhicule ;
- moins que les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation et de charges de capital normatives pour la catégorie Immobilier.

On observe un gain pour Enedis de 9 M€ sur la période, sur un total de dépenses incitées de 3 776 M€.

En M€ courants	2021	2022	2023	Total	Ecart (réal. - prév.)
Systèmes d'information (CCN+CNE)					
CCN prévisionnelles	230	251	283	764	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	478	503	525	1506	
TOTAL prévisionnel	708	754	808	2270	
CCN réalisées	216	223	261	700	-64
CNE réalisées	491	508	567	1565	+59
TOTAL réalisé	707	731	828	2266	-4
Immobilier					
CCN prévisionnelles	56	60	62	178	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	360	368	370	1098	
TOTAL prévisionnel	416	428	432	1276	
CCN réalisées	54	68	63	185	+7
CNE réalisées ²⁵	353	341	368	1063	-35
TOTAL réalisé	408	409	432	1248	-28
Véhicules					
CCN prévisionnelles	28	30	32	90	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	48	50	51	149	
TOTAL prévisionnel	76	80	83	239	
CCN réalisées	32	31	39	103	+13
CNE réalisées	50	50	59	159	+10
TOTAL réalisé	82	81	99	262	+23
TOTAL					
Ecart global sur les CCN					-43
Ecart global sur les CNE					+34
Ecart total					-9

Tableau 10. Bilan des charges soumises au mécanisme de régulation incitative des charges « hors réseaux » sur la période 2021-2023

Au-delà de la maîtrise des charges globales sur les trois postes ciblés, ce mécanisme avait également pour objectif de permettre à Enedis de choisir de manière indifférente entre des dépenses comptabilisées en charges nettes d'exploitation et des dépenses comptabilisées en charges de capital normatives. Enedis indique qu'il a peu utilisé cette faculté.

²⁵ Ces montants ne tiennent pas compte de toutes les conséquences de la réintégration en 2019 des activités immobilières chez Enedis et du démixtage des sites avec GRDF : la baisse observée en 2019 est donc par ailleurs associée à une hausse des charges de personnel.

3.3.2.2.3. Evolutions envisagées pour la période du TURPE 7 HTA-BT

La CRE envisage de reconduire les grands principes de ce mécanisme et de le faire évoluer à la marge.

Demandes d'Enedis

Dans sa demande tarifaire, Enedis demande qu'une partie de ses projets d'investissements SI (liés notamment à la cybersécurité, à la publication de données, à la digitalisation du réseau, au stockage de données, à la flexibilité, ou encore la refonte des SI obsolètes) soient exclus du périmètre de la régulation incitative sur les investissements « hors réseaux ». Enedis estime que ces projets présentent un niveau de risque ou d'incertitude qui justifie leur couverture *via* le CRCP.

La liste des projets concernés, fournie par Enedis, conduirait à exclure du mécanisme de la régulation incitative environ 21 % (288 M€) de ses investissements SI sur la période TURPE 7.

Analyse préliminaire de la CRE

S'agissant du périmètre des investissements, la CRE considère que, sauf justification détaillée pour un projet spécifique, la règle est l'inclusion des investissements SI dans le périmètre de la régulation incitative sur les investissements « hors réseaux ». La demande formulée par Enedis réduirait le caractère incitatif du dispositif sur les investissements « hors réseaux » et n'est, à ce stade, pas justifiée car les dépenses de ces projets sont en partie prévisibles et maîtrisables. Notamment, le déploiement massif de Linky est terminé et Enedis dispose d'objectifs précis en ce qui concerne les services Linky (atteinte de collecte de 50 % des courbes de charges du parc d'ici 2025). Par ailleurs, la CRE constate un surcoût d'environ +46 % par rapport à la trajectoire initiale pour les projets SI ayant été exclus de ce mécanisme pour le TURPE 6. Enfin, la plupart des projets ayant fait l'objet d'une exclusion durant la période TURPE 6 sont aujourd'hui terminés.

En revanche, la CRE considère à ce stade que les enjeux croissants pour Enedis en la matière justifient d'exclure les investissements SI associés à la cybersécurité du périmètre de la régulation incitative.

La trajectoire incitée sera fixée sur la base de la performance réalisée pendant le TURPE 6 et des analyses fournies par l'auditeur.

Par ailleurs, la demande d'Enedis présente de nouveaux projets de grande ampleur, tels que Stockage et Traitement de la Mesure (STM) et le *Distributed Energy Resources Managements System* (DERMS), dont les dépenses totales sur la période TURPE 7 représentent respectivement 109 M€ et 19 M€. Pour ces projets, la CRE envisage de demander un suivi spécifique à Enedis.

Question 13 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des investissements « hors réseaux » pour le TURPE 7 ?

3.4. Régulation incitative relative aux raccordements

Le raccordement au réseau électrique est une étape clé des projets d'installations de production et de consommation sur le réseau. Dans un contexte d'électrification des usages et d'accélération du déploiement des énergies renouvelables, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent assurer l'efficacité des coûts et des délais de raccordement aux réseaux d'électricité.

La régulation incitative des raccordements d'Enedis a ainsi pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de distribution dans ce domaine particulièrement important pour un accès efficace aux réseaux de distribution d'électricité.

3.4.1. Rappel du dispositif en vigueur

La CRE a significativement renforcé le niveau des objectifs et la force des incitations financières relatifs au raccordement dans le TURPE 6.

Pour la période TURPE 6, la régulation incitative sur les raccordements d'Enedis reposait sur 3 catégories d'indicateurs incités financièrement :

- le taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans le délai prévu par la procédure du gestionnaire de réseau ou dans le délai convenu avec le client ;
- le délai moyen de réalisation des opérations de raccordement au travers de 7 catégories de raccordement ;
- le nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur.

Par ailleurs, six autres indicateurs sont suivis et publiés par Enedis, mais ne font pas l'objet d'une incitation financière.

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance d'Enedis, en fonction du respect ou non de cet objectif, génère des bonus ou des pénalités. Ces incitations sont par ailleurs plafonnées.

Les résultats des indicateurs incités financièrement sont publiés dans les délibérations d'évolution annuelle du tarif.

La liste détaillée des indicateurs relatifs au raccordement est présentée dans l'annexe dédiée.

3.4.2. Bilan de la régulation incitative des raccordements du TURPE 6 HTA-BT

La période TURPE 6 a été marquée par l'accélération de la dynamique des raccordements, notamment pour les producteurs BT > 36 kVA et HTA ainsi que les consommateurs HTA. Malgré cette hausse significative, l'essentiel du volume des raccordements, soit plus de 70 %, reste constitué par des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA dont la dynamique est stable autour de +1 %/an.

Enedis a pu répondre à la croissance des raccordements des injections BT ≤ 36 kVA (multipliés par 5 entre 2019 et 2023, notamment avec le développement du petit photovoltaïque) grâce à l'automatisation de ses processus et à la généralisation de la téléopération permise par les compteurs évolués.

Le retour d'expérience du TURPE 6 montre que la régulation incitative sur les raccordements a atteint son objectif principal de stopper la dégradation constatée les années précédentes sur la plupart des indicateurs. Pour autant, une grande partie des résultats, notamment sur le délai moyen de raccordement des catégories BT > 36 kVA et HTA, restent en deçà des objectifs fixés par la CRE pour le TURPE 6.

3.4.2.1. Respect du délai d'envoi de la proposition de raccordement par Enedis

La CRE a mis en œuvre, depuis le TURPE 5, une régulation incitative sur le respect des délais de remise de la Proposition de Raccordement (PDR) affichés dans les procédures (allant de 10 jours à 3 mois de délais selon la catégorie du raccordement).

Sur la période TURPE 6, la performance d'Enedis s'est améliorée pour les affaires BT ≤ 36 kVA avec notamment le taux de PDR dans les délais pour les consommateurs qui est passé de 88,7 % en 2019 à 96,6 % en 2023.

Enedis a simplifié la procédure pour certaines affaires d'injection BT ≤ 36 kVA (notamment pour les opérations d'autoconsommation individuelle), qui ne nécessitent plus de travaux de raccordement, mais seulement une téléopération avec un contrôle de pièces obligatoires (certificat de conformité de l'installation, attestation CONSUEL²⁶). Le délai moyen d'envoi de la PDR pour la catégorie affaires Producteurs BT ≤ 36 kVA est ainsi passé de 20 jours en 2018 à 0,9 jour en 2023.

²⁶ Définie aux articles [D. 342-18 à 21](#) du code de l'énergie

A l'inverse, la performance d'Enedis pour la catégorie BT > 36 kVA et HTA s'est écartée de la trajectoire d'objectifs. Enedis explique cela par l'augmentation de la volumétrie des affaires à traiter sur le segment producteur (dont le taux de respect du délai de l'envoi de la PDR atteint 78 % en 2023 contre 84 % en 2021). Pour les consommateurs HTA, BT > 36 kVA et les raccordements collectifs, Enedis explique que l'arrivée du nouvel outil SI RACING²⁷ nécessite un temps d'adaptation pour les équipes qui a perturbé les performances. Certains acteurs ont par ailleurs remonté des délais parfois extrêmement longs de remise de Proposition Technique et Financière (PTF) concernant les raccordements complexes incluant une convention de raccordement.

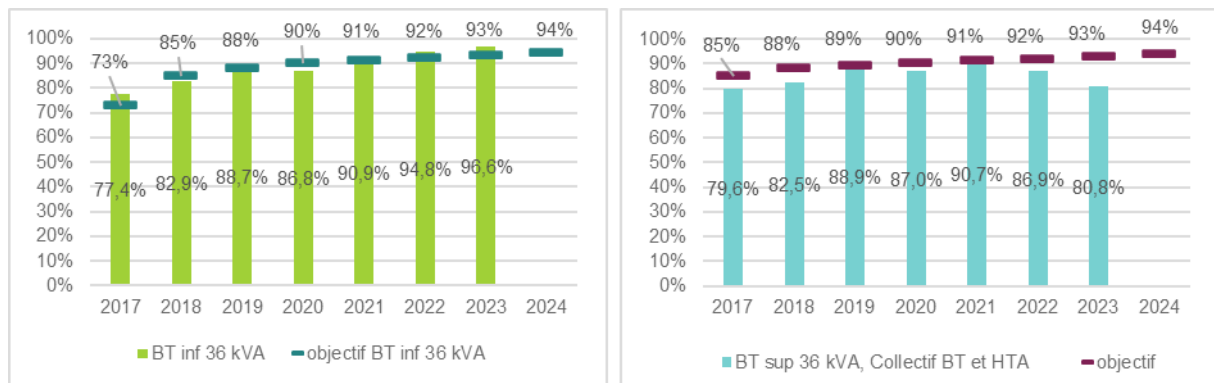


Figure 7. Historique de la performance d'Enedis sur le respect de la date d'envoi de la PDR (Proposition de Raccordement)

3.4.2.2. Délais moyens de réalisation des opérations de raccordement par catégorie d'utilisateurs

Pour la période TURPE 6, la CRE avait modifié l'indicateur de suivi des délais de réalisation des raccordements, en passant d'une incitation fondée sur le délai convenu avec le client à une incitation du délai moyen par catégorie d'utilisateurs. En effet, l'ancien indicateur ne reflétait pas la dégradation constatée par les acteurs, car la date convenue était en pratique souvent éloignée de la date souhaitée par l'utilisateur. En parallèle de la refonte de cet indicateur, Enedis s'était engagé en 2020 à travers de son Projet Industriel et Humain (PIH) à « *diviser par 2 les délais de raccordement d'ici à fin 2022* ».

Pour répondre à ces objectifs, Enedis a engagé une refonte des parcours raccordement sur plusieurs segments clients. Des actions de standardisation et d'harmonisation des processus, comme la parallélisation d'étapes de préparation des travaux ou encore le recours à la téléopération, ont été effectuées afin de simplifier et accélérer les procédures de raccordement. Enedis a également modernisé ses portails de raccordement avec des investissements dans ses SI d'environ 3 M€ sur la période 2020 à 2023. Enfin, un nouveau suivi plus précis des délais intermédiaires et des stocks d'affaires a été mis en place. Enedis indique que ces évolutions ont été progressivement mises en œuvre par les équipes opérationnelles sans qu'il soit nécessaire de dédier des ressources spécifiques complémentaires.

Le retour d'expérience du TURPE 6 montre que la régulation incitative fondée sur le délai moyen et le programme de performance d'Enedis ont permis de rompre la dégradation observée les années passées, à l'exception des catégories soutirage HTA et producteurs BT > 36 kVA et HTA, et de réduire les délais sur certaines catégories (voir annexe 5).

²⁷ Outil de suivi des affaires Raccordement et Ingénierie

Ces résultats diffèrent nettement selon la catégorie d'utilisateurs. Pour les consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA, les délais ont été réduits (de 7 % et 22 % entre 2021 et 2023) mais restent au-dessus des objectifs cibles. Pour les catégories impliquant des travaux importants (notamment pour les producteurs BT > 36 kVA et HTA et soutirage HTA), les délais ont continué à augmenter comme dans les années antérieures à TURPE 6. Enedis explique ces hausses par l'augmentation importante de la volumétrie de ces catégories de raccordement. Par exemple, le délai moyen de raccordement des consommateurs en soutirage HTA augmente de 14 % alors que leur nombre est en hausse de 27 % entre 2021 et 2023. Pour les producteurs BT > 36 kVA et HTA, le nombre de raccordements a augmenté de 33 % en 2023 par rapport à 2021 alors que les délais de raccordement ont augmenté de 19 % à 279 jours, pour un objectif de 165 jours.

3.4.2.3. Mise à disposition du raccordement à la date convenue avec l'utilisateur

En plus du suivi du délai moyen des travaux de raccordement, le TURPE prévoit le versement direct d'une indemnité à l'utilisateur pour la non-mise à disposition du raccordement à la date convenue à la suite d'une réclamation client. Le versement de cette indemnité est conditionné à un retard dont les causes sont imputables au gestionnaire de réseau et à la réclamation effective du client. Cette indemnité est suivie par l'indicateur nommé « Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur ».

Enedis a versé au total 191 indemnités (dont 176 pour les consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA) pour la non-mise à disposition des raccordements dans les délais convenus sur la période TURPE 6. Ces indemnités ont représenté environ 7 950 € au total sur la période TURPE 6.

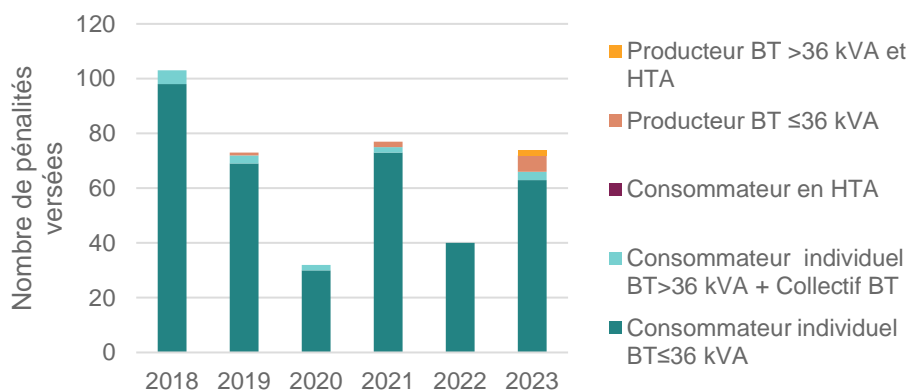


Figure 8. Historique 2018-2023 du nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur

Le versement de l'indemnité étant conditionné à une réclamation effective du client, il est difficile d'en analyser les tendances. Notamment, la méconnaissance par les utilisateurs de ce dispositif, ou la lourdeur d'un dépôt de réclamation, peuvent expliquer la faible volumétrie.

3.4.3. Evolutions du cadre de régulation incitative envisagées pour la période TURPE 7

3.4.3.1. Enjeux et priorités pour la période TURPE 7

L'ambition de neutralité carbone en 2050 signifie que des producteurs EnR et des consommateurs (en vue de leur décarbonation) devront être raccordés massivement d'ici cette échéance. Ce contexte implique l'accélération du déploiement des énergies renouvelables en parallèle de l'électrification des usages tels que la mobilité électrique et la décarbonation de l'industrie.

Dans ce contexte, la régulation incitative des raccordements au réseau de distribution est un des enjeux forts pour la prochaine période tarifaire. Dans la lignée des renforcements qu'elle avait adoptés pour le TURPE, la CRE envisage de compléter et de renforcer le cadre existant.

La CRE a identifié quatre axes de travail qu'elle considère, à ce stade, prioritaires pour la période TURPE 7 :

- 1) réduire les délais de remise des études préalables au raccordement ;
- 2) optimiser les délais de raccordement ;
- 3) inciter la création de capacité de postes sources dans le cadre des S3REnR ;
- 4) améliorer la transparence des données liées au raccordement.

La CRE a organisé un atelier public sur les raccordements le 28 mai 2024, au cours duquel elle est revenue sur la performance d'Enedis dans ce domaine pendant le TURPE 6, et a présenté des premières pistes d'évolution du dispositif. Les acteurs ont rappelé leurs attentes fortes sur la question du raccordement. Ils se sont montrés globalement favorables aux orientations de la CRE, dont ils ont demandé de renforcer le niveau d'exigence sur certains points.

Les orientations de la CRE à ce stade sont présentées en détail ci-après et synthétisées en partie 3.4.3.

3.4.3.2. Respect du délai d'envoi de la proposition de raccordement

La PDR constitue un élément essentiel à la matérialisation d'un projet de raccordement, elle est transmise au demandeur dans le délai prévu par la procédure ou dans un délai convenu avec celui-ci.

Demandes d'Enedis

Pour le segment BT \leq 36 kVA, Enedis propose :

- le maintien de cet indicateur au périmètre des consommateurs uniquement, les producteurs de cette catégorie relevant quasi-intégralement de téléopérations ;
- de modifier l'indicateur pour ne prendre en compte que le délai de la procédure et non le délai « demandé par le client » ;
- le maintien d'un objectif du taux de respect du délai d'envoi au niveau de l'objectif 2024 soit 94 % (en 2023, le taux réalisé était de 96,6 % pour l'ensemble du segment BT \leq 36 kVA et 93,9 % pour les consommateurs uniquement) pour la période TURPE 7, qu'Enedis considère suffisant.

Pour le segment BT $>$ 36 kVA et HTA, Enedis ne demande pas d'évolution du périmètre mais sollicite un objectif à 91 % sur la période TURPE 7, en baisse par rapport à l'objectif de fin de TURPE 6 (94 % en 2024) pour tenir compte de la volumétrie croissante.

Analyse préliminaire et orientations de la CRE

S'agissant du segment BT \leq 36 kVA pour les producteurs, afin de tenir compte de l'exploitation généralisée de la téléopération pour les producteurs, la CRE est favorable au retrait de ces affaires du périmètre incité. Elle envisage toutefois de continuer à les suivre sans incitation financière.

La CRE envisage de répondre favorablement à la demande d'Enedis concernant le retrait de la mention du délai « demandé par le client » de l'indicateur afin de simplifier l'indicateur. Cela ne dégraderait pas l'incitation puisque la configuration initiale prenait comme référence le délai le moins contraignant pour le GRD.

Enfin, la CRE envisage de renforcer progressivement le niveau des objectifs afin de continuer à améliorer les performances. A partir du dernier objectif TURPE 6, soit 94 % en 2024, les niveaux d'objectifs envisagés augmenteraient linéairement de 95 % en début de période à 98 % en fin de période (voir annexe dédiée).

S'agissant du segment BT $>$ 36 kVA, collectifs en BT et HTA, face à la dégradation de l'indicateur depuis deux ans et au constat de certains délais extrêmement longs de remise de PTF, la CRE envisage :

- d'une part, de fixer le premier objectif de référence à 91 %, soit au niveau atteint en 2021, et de renforcer progressivement le niveau d'incitation de l'indicateur, jusqu'à 94 % en fin de période, afin d'inciter Enedis à engager des actions de réduction des délais tout en tenant compte de la dégradation passée (voir annexe dédiée) ;

- d'autre part, de mettre en place un indicateur dédié aux remises des PTF les plus tardives, à savoir, le délai moyen (en jours) des 5 % les plus longues. Dans le cas où cet indicateur montrerait une dérive, la CRE pourrait l'assortir d'une incitation financière en cours de période TURPE 7.

Question 14 Êtes-vous favorable au retrait des producteurs BT \leq 36 kVA du périmètre incité de l'indicateur de remise de la proposition de raccordement et à leur suivi sans incitation ?

Question 15 Êtes-vous favorable aux niveaux d'objectifs proposés par la CRE pour le respect de l'envoi de la proposition de raccordement pour les différents niveaux de tension à savoir, de 95 % à 98 % pour le segment BT \leq 36 kVA et de 91 % à 94 % pour le segment BT $>$ 36 kVA, collectifs en BT et HTA ?

Question 16 Êtes-vous favorable à la mise en place d'un suivi sans incitation du délai moyen (en jours) de remise des 5 % des PTF les plus longues ?

3.4.3.3. Optimiser les délais de raccordement

3.4.3.3.1. Délais moyens de réalisation des raccordements par catégorie d'utilisateurs

Les indicateurs de délais de raccordement constituent un enjeu crucial pour le TURPE 7 et la CRE considère qu'Enedis doit poursuivre ses efforts. La CRE envisage de faire évoluer la régulation incitative sur trois aspects : le périmètre des catégories incitées, le niveau des objectifs et la force des incitations financières.

Enedis demande principalement, d'une part, d'adopter une vision commune entre les « familles » d'utilisateurs de son PIH et les catégories de raccordement de la régulation et, d'autre part, de fixer des objectifs en s'appuyant sur le retour d'expérience du TURPE 6.

La définition des périmètres des catégories d'utilisateurs incitées présente des enjeux de lisibilité du signal et de précision du suivi dans un contexte évolutif. Elle doit assurer la cohérence des catégories établies (par la nature et la durée des travaux de raccordements) et prendre en compte les nouveaux usages (IRVE notamment). Dans un objectif de priorisation et de simplification du mécanisme, il peut être pertinent de mettre fin aux incitations financières lorsque les objectifs ont été atteints durablement.

Les évolutions envisagées par la CRE par catégorie de raccordement sont présentées ci-après.

Raccordements individuels en soutirage BT \leq 36 kVA sans extension du réseau (160 000 affaires/an)

Demandes d'Enedis

Enedis propose une différenciation sur cette catégorie entre les raccordements des particuliers et ceux des professionnels, justifiée par des attentes différentes en termes de délais. En outre, Enedis demande d'intégrer les dérivations individuelles sur colonnes horizontales et verticales dans le périmètre de cet indicateur.

Enedis met en évidence l'influence significative d'affaires anormalement longues qui seraient, selon lui, la conséquence de demandes sur-anticipées ou de travaux non réalisés incombant aux clients. Sur l'ensemble des raccordements individuels en soutirage BT \leq 36 kVA sans extension du réseau finalisés en 2023, le délai moyen est de 66 jours. Or, les dossiers traités en 2023, mais dont l'accord client date d'avant novembre 2022, représentent seulement 5 % des dossiers mais augmentent le délai moyen de 8 jours. Enedis suggère donc d'exclure de l'assiette du calcul ces affaires longues qui déforment la performance moyenne (par exemple pour les raccordements individuels en soutirage BT \leq 36 kVA sans extension de réseau, en excluant les affaires dont le délai entre l'accord client et la réalisation des travaux est supérieur à 6 mois).

S'agissant des objectifs de délais pour cette catégorie, après une amélioration significative sur TURPE 6, Enedis demande une stabilisation des objectifs pour ancrer cette performance autour de 60 jours car ces délais intègrent désormais des étapes considérées comme incompressibles (liées aux arrêtés de voirie, aux procédures de déclarations de travaux ou d'intention de commencement de travaux (DT-DICT), ou au repérage des réseaux).

Analyse préliminaire et orientations de la CRE

Les particuliers représentent 78 % de cette catégorie de raccordements, part stable depuis plusieurs années avec des délais moyens qui ont suivi la même tendance baissière que ceux des professionnels et collectifs. La CRE considère que scinder la catégorie risquerait de dégrader l'historique et la robustesse de l'indicateur, sans bénéfice pour les utilisateurs.

Les dérivations individuelles représentent 5 % des opérations en soutirage BT ≤ 36 kVA (environ 8 600 affaires par an) et ne sont actuellement pas dans le périmètre incité. Ces affaires, en légère hausse sur la période 2021-2023, présentent un délai moyen proche de ceux de la catégorie actuelle. Dans une logique d'extension du périmètre d'incitation et compte tenu des caractéristiques similaires à celle des branchements simples, la CRE est favorable à l'intégration des dérivations individuelles.

La CRE n'est en revanche pas favorable à l'exclusion des affaires jugées anormalement longues. D'une part, la définition des affaires en question aurait un caractère subjectif et il serait difficile d'imputer la responsabilité de ce retard à l'une des parties (utilisateur, Enedis, tiers...). D'autre part, Enedis possède encore des leviers pour optimiser les processus de raccordement comme un meilleur accompagnement, la clarification du processus ou encore l'anticipation des demandes d'autorisation administratives. L'utilisation d'une valeur moyenne capte ces valeurs extrêmes et incite Enedis à les améliorer. La CRE n'envisage donc pas à ce stade d'évolution sur ce point.

Pendant le TURPE 6, la performance d'Enedis s'est progressivement rapprochée de l'objectif cible, jusqu'en 2023. La CRE se réjouit de ces bons résultats, liés aux actions mises en œuvre par Enedis pour diminuer les délais sur l'ensemble du processus de raccordement. La CRE estime que cette tendance peut se poursuivre sur la période suivante. Ainsi, elle envisage à ce stade de fixer une trajectoire de réduction progressive des délais de raccordement jusqu'à un niveau cible de 50 jours en fin de période TURPE 7. La trajectoire est détaillée dans le graphique ci-dessous.

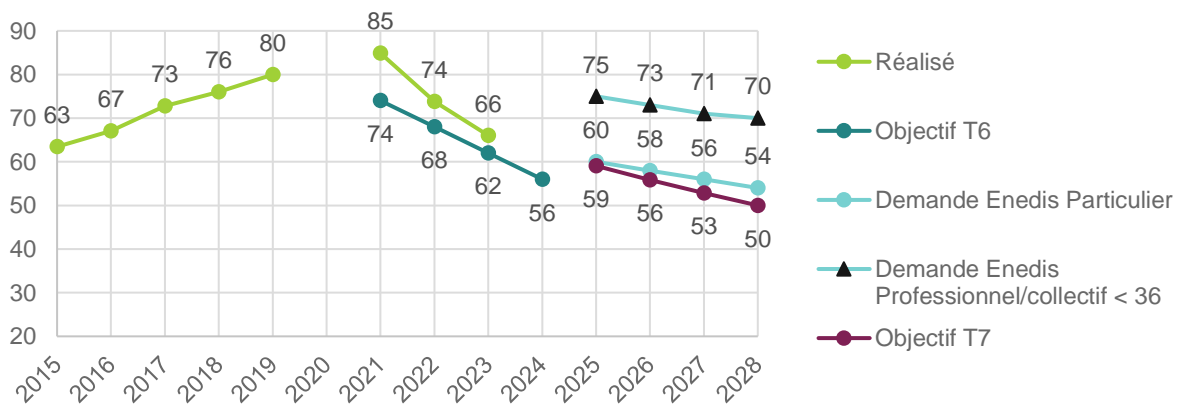


Figure 9. Bilan et objectifs envisagés du délai moyen des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau

Question 17 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE, dont l'intégration des dérivations individuelles dans la catégorie des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau ? Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs proposée par la CRE pour le TURPE 7 ?

Ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA (200 000 affaires/an)

Bien que la volumétrie de ces raccordements ait fortement augmenté (passant d'environ 35 000 en 2020 à près de 200 000 en 2023), les délais moyens ont été fortement réduits de 8 jours à 0,17 jour.

Demandes d'Enedis

Enedis propose de ne pas retenir cet indicateur pour la suite puisque la majorité des dossiers ne nécessitent pas la réalisation d'un nouveau raccordement mais se limitent à l'activation de l'injection du compteur *via* téléopération.

Analyse préliminaire et orientations de la CRE

La CRE estime que les gains obtenus en termes de réduction des délais sont pérennes, notamment grâce à la téléopération. Elle est donc favorable à la demande d'Enedis, qui permettra de prioriser les efforts sur les autres types de raccordement et de simplifier la régulation incitative.

Par ailleurs, la CRE envisage de maintenir le suivi des affaires nécessitant des travaux (moins de 2 000 affaires/an), sans incitation sur les délais de réalisation.

Question 18 Êtes-vous favorable à la suppression de la catégorie « Ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA » et au suivi sans incitation des affaires nécessitant des travaux ?

Raccordements en soutirage BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau (7 000 affaires/an) et Raccordements BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau (9 000 affaires/an)

Demande d'Enedis

Enedis propose la fusion de ces deux catégories, considérant que les travaux sont similaires dans leur nature, en termes de technique de raccordement employée comme de matériels. Cette activité est réalisée par les mêmes équipes du marché d'affaires au sein d'Enedis, avec un SI de traitement commun.

Enedis demande par ailleurs une trajectoire d'objectifs revue à la hausse par rapport à TURPE 6 et stable pendant le TURPE 7, à un niveau proche de celui attendu pour l'année 2021 pour la catégorie BT ≤ 36 kVA avec extension. Cette trajectoire tient compte notamment de l'environnement plus contraint observé au cours de la période TURPE 6 en lien avec les difficultés d'obtention des autorisations administratives et d'approvisionnement en matériel.

Analyse préliminaire et orientations de la CRE

La CRE est favorable à la fusion des deux catégories dont la nature, les équipes impliquées et les délais réalisés sont proches.

La CRE estime en revanche que les objectifs demandés par Enedis ne sont pas suffisamment ambitieux, notamment car ils sont déjà dépassés par la performance d'Enedis sur le segment BT ≤ 36 KVA sur la période TURPE 6. Enedis est en mesure de poursuivre l'optimisation de ses procédures, en particulier les délais d'obtention des autorisations administratives.

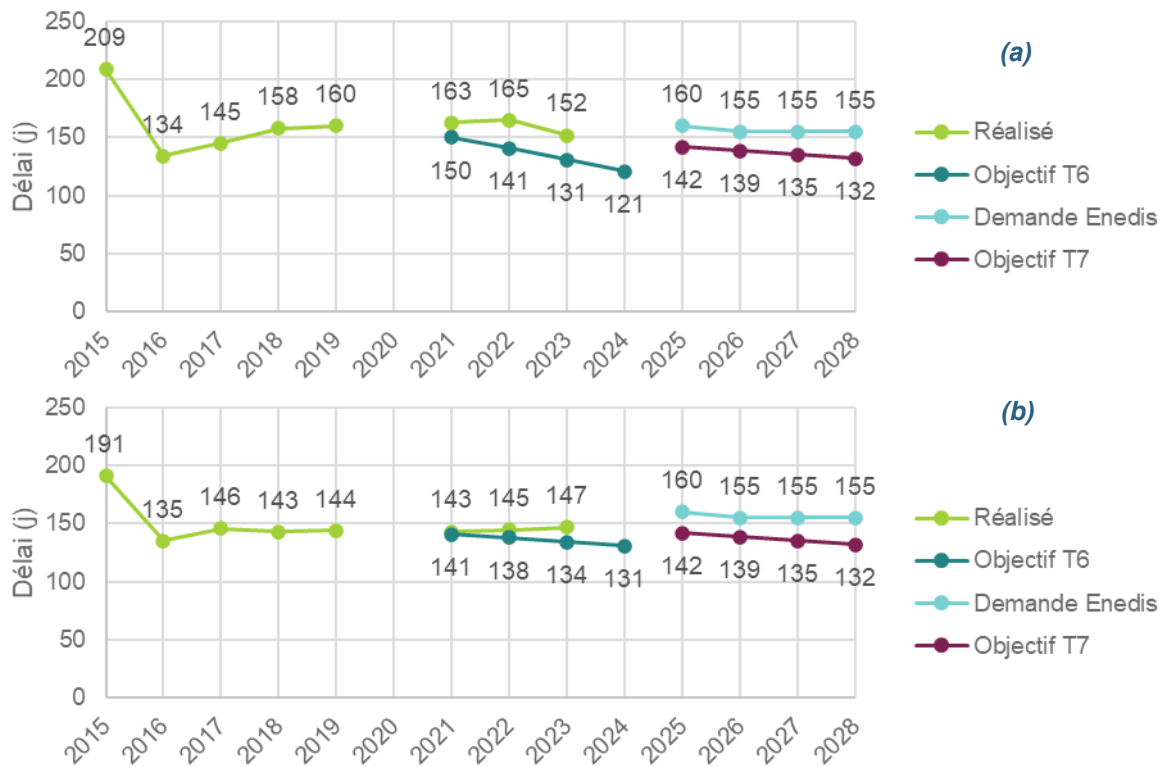


Figure 10. Bilan et objectifs envisagés du délai moyen des raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau (a) et des raccordements BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau (b)

La CRE propose ainsi une trajectoire fondée sur le dernier résultat réalisé (149 jours en 2023) avec une poursuite du rythme d'amélioration réalisé entre 2022 et 2023. Le niveau des objectifs envisagé par la CRE est de 142 jours en 2025 pour terminer à 132 jours en fin de période TURPE 7.

Question 19 Êtes-vous favorable à la fusion des catégories des raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau ? Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs envisagée par la CRE sur TURPE 7 ?

Raccordements collectifs (22 000 affaires/an)

Demandes d'Enedis

Enedis annonce être confronté à un environnement de plus en plus complexe, qui ne lui a pas permis de mettre fin à la dégradation observée. Enedis considère donc que les cibles pour le TURPE 7 doivent être recalées au niveau des attentes de début de TURPE 6, en visant une stabilisation. Enedis indique dépendre des travaux préalables devant être réalisés par les promoteurs et que des objectifs plus exigeants seraient hors d'atteinte.

Analyse préliminaire et orientations de la CRE

La CRE considère qu'Enedis doit poursuivre la réduction des délais de raccordement pour cette catégorie engagée dans le TURPE 6, après une forte dégradation dans la période précédente. Enedis a, par exemple, mis en œuvre une convention cadre avec les promoteurs qui vise à mieux encadrer dans la durée la gestion des raccordements concernés et qui a été généralisée en 2023. La CRE envisage ainsi une trajectoire fondée sur le dernier délai réalisé (201 jours en 2023) auquel une amélioration continue égale à celle réalisée en moyenne entre 2019 et 2023 est appliquée. Le niveau d'objectif pour TURPE 7 débuterait ainsi à 185 jours pour terminer à 163 jours sur la dernière année.

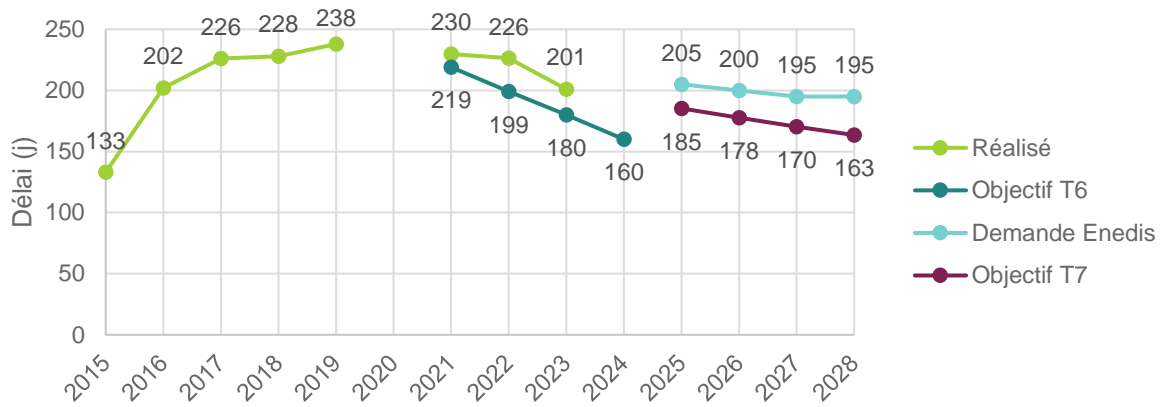


Figure 11. Bilan et objectifs envisagés du délai moyen des raccordements collectifs

Enfin, la CRE envisage un suivi sans incitation des raccordements collectifs des IRVE dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation (colonnes horizontales), qui sont une nouvelle catégorie de raccordement qui se développera pendant le TURPE 7.

Question 20 Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs proposée par la CRE pour les raccordements collectifs sur la période TURPE 7 ? Êtes-vous favorable au suivi sans incitation des raccordements des colonnes horizontales (IRVE) ?

Raccordements en soutirage sur le réseau HTA (1 900 affaires/an)

Demandes d'Enedis

Enedis indique que l'imbrication des délais « Enedis » et des délais propres à l'utilisateur est forte sur cette catégorie et n'a pas permis d'atteindre les objectifs du TURPE 6. Enedis évoque notamment les difficultés suivantes :

- les travaux sont conditionnés à la construction systématique par le client d'un poste privé HTA sur son site de consommation ;
- à partir de 100 k€, Enedis est tenue par le code de la commande publique²⁸ de réaliser un appel d'offres pour établir un devis aux meilleures conditions (représentant un délai supplémentaire moyen de 100 jours) ;
- certains linéaires de travaux peuvent concerner plusieurs communes et nécessitent l'obtention d'arrêtés de voirie de chaque commune, les DT-DICT (10 jours) ainsi que l'avis des maires et des gestionnaires de voiries prévu à l'article R. 323-25 du code de l'énergie (21 jours).

²⁸ Décret n°2022-1683 du 28 décembre 2022 portant diverses modifications du code de la commande publique

Enedis demande un objectif stable à 250 jours, avec un périmètre qui n'intégrerait pas les affaires longues dont le délai entre l'accord du client et la facturation des travaux est supérieur ou égal à 2 ans.

Analyse préliminaire et orientations de la CRE

Le volume de cette catégorie est en croissance de 8 % par an depuis 2019. Alors que le TURPE 6 avait fixé un objectif de baisse des délais après une hausse continue depuis 2015, les délais ont continué à augmenter pendant le TURPE 6.

La CRE considère que le niveau des objectifs proposé par Enedis n'est pas suffisamment ambitieux, et qu'Enedis doit mettre en œuvre les actions nécessaires pour mieux anticiper la volumétrie de ces raccordements. Au vu des performances passées et des prévisions d'augmentation de la volumétrie concernée, la CRE envisage à ce stade une réévaluation du niveau des objectifs en partant du dernier délai réalisé (247 jours en 2023) et en visant un niveau final proche des délais atteints en fin de période TURPE 5. Enfin, la CRE n'envisage pas d'exclure les affaires longues du périmètre de l'indicateur.

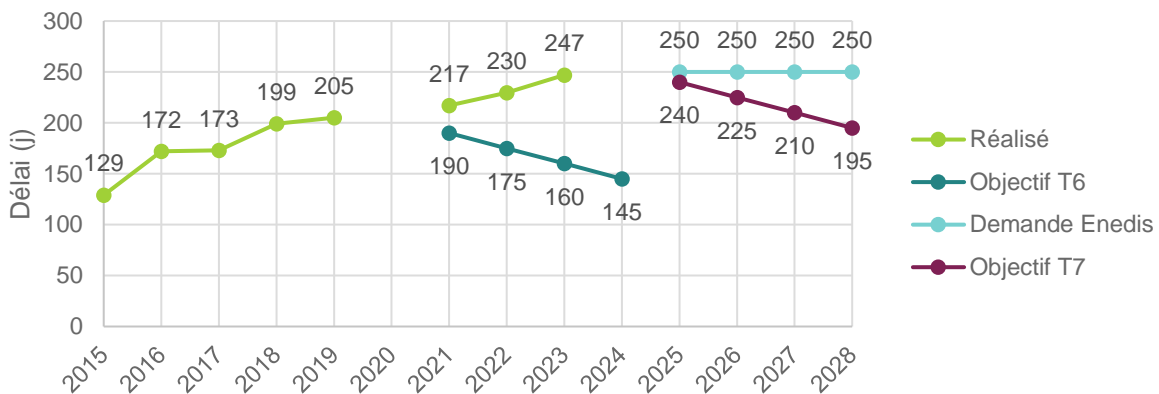


Figure 12. Bilan et objectifs envisagés du délai moyen des raccordements en soutirage sur le réseau HTA

Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA (respectivement 8 000 et 500 affaires/an)

Demandes d'Enedis

Enedis propose de centrer cette catégorie sur les affaires BT > 36 kVA dont le volume est en forte croissance et majoritaire par rapport aux affaires HTA, dont Enedis propose l'exclusion. Enedis justifie la dégradation de sa performance pour cette catégorie par la forte demande en lien avec la parution de l'arrêté tarifaire S21. Cela se traduit par des chantiers plus importants et par les créations plus fréquentes de postes HTA/BT sur le réseau public, dont l'approvisionnement a connu des tensions. Enedis demande ainsi de recaler l'objectif 2025 autour de 360 jours (en ligne avec le délai maximal prévu par la loi APER²⁹ pour le raccordement d'une installation de production EnR) avec une trajectoire de performance qui conduirait à un objectif de 330 jours en 2028.

Analyse préliminaire et orientations de la CRE

Le volume de cette catégorie a fortement augmenté en 2023 (+28 %). La CRE n'envisage pas de mettre en œuvre la distinction demandée par Enedis entre les affaires BT > 36 kVA et HTA au sein de cette catégorie qui n'est pas justifiée par des natures des travaux différentes. Une telle distinction romprait l'historique de l'indicateur et nuirait à la lisibilité de la régulation.

²⁹ [Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables](#), article 106 codifié à l'article [L. 342-8](#) du code de l'énergie

La proposition d'objectif d'Enedis s'appuie sur le délai réglementaire de 12 mois instauré par la loi APER alors qu'il s'agit d'un délai maximal à ne pas dépasser pour le raccordement d'une installation de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Un tel objectif s'éloignerait de la performance atteinte par Enedis pendant le TURPE 6, elle-même en dégradation. En outre, Enedis demande une augmentation importante de ses ressources liées à l'activité de raccordement, qui doit s'accompagner d'objectifs ambitieux sur la qualité de service des raccordements.

Enfin, certains acteurs ont insisté sur l'importance d'abaisser les délais de raccordement de cette catégorie et ont demandé des objectifs plus ambitieux que ceux initialement présentés par la CRE durant l'atelier organisé le 28 mai 2024.

Le niveau d'objectifs envisagé à ce stade par la CRE s'appuie sur le dernier résultat réalisé (279 jours en 2023) auquel une baisse progressive est appliquée pour atteindre un objectif cible final équivalent au délai réalisé en fin de période TURPE 5 (211 jours en 2019).

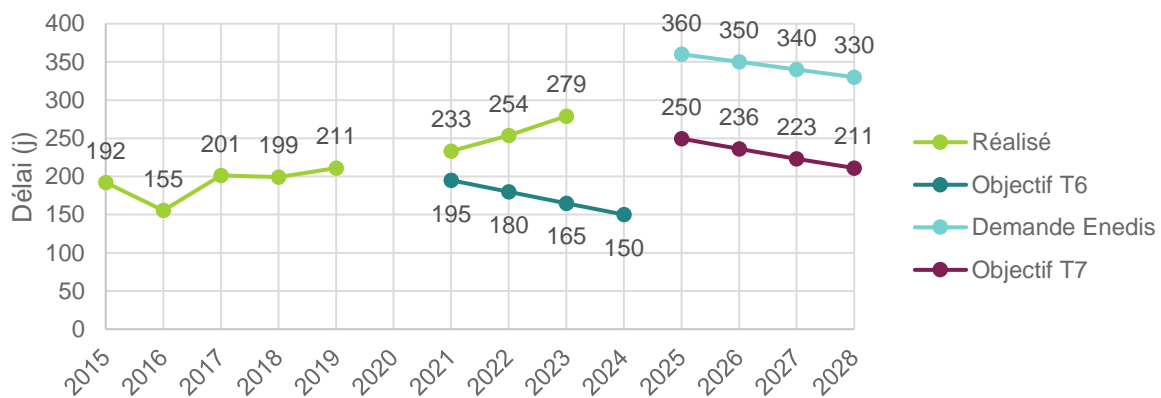


Figure 13. Bilan et objectifs envisagés du délai moyen des raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA

Raccordements provisoires (95 000 affaires/an)

Dans le cadre du TURPE 6, Enedis suit un indicateur sur le délai moyen de raccordement pour les raccordements provisoires, avec comme objectif de l'inciter lors de la période tarifaire suivante. Depuis 3 ans, la volumétrie de ces raccordements est stable autour de 95 000 affaires/an et le délai moyen s'est amélioré de 36 jours en 2021 à 21 jours en 2023 environ.

La CRE souhaite donc interroger les acteurs sur la pertinence de mettre en place une incitation sur ce segment au vu de l'amélioration déjà constatée.

Question 21 Considérez-vous pertinent de mettre en place une incitation pour les raccordements provisoires ?

3.4.3.3.2. Mise à disposition du raccordement à la date convenue avec l'utilisateur

Le nombre d'indemnités versées varie entre les années et reste très bas. Le conditionnement du versement de l'indemnité à une réclamation effective du client nuit à la lisibilité et l'efficacité de cet indicateur. La CRE considère que cet indicateur doit évoluer et envisage à ce stade la mise en place d'un système automatique de versement des indemnités (comme pour les indemnités pour coupures longues) afin de permettre à chaque client subissant un retard imputable au GRD d'obtenir une compensation. Néanmoins, cette évolution pourrait avoir des impacts sur l'organisation d'Enedis, la CRE poursuit donc ses analyses sur l'opportunité de sa mise en œuvre.

Question 22 Êtes-vous favorable à la mise en place d'un système automatique pour le versement des indemnités en cas de retard de mise à disposition du raccordement ?

3.4.3.3.3. Raccordement des IRVE dans le résidentiel collectif

L'enjeu de la rapidité des raccordements d'IRVE est essentiel pour le développement de la mobilité électrique en France. En copropriété, deux modes de raccordement prédominent :

- un raccordement porté par des opérateurs privés qui consiste à créer un point de livraison derrière lequel l'opérateur de recharge déploiera une grappe de bornes de recharge (réseau privé) dont il gèrera l'exploitation ;
- une colonne horizontale appartenant au réseau public de distribution sur laquelle seront créés autant de points de livraison que de bornes de recharge. Ces colonnes horizontales sont préfinancées par le TURPE selon les modalités prévues par le décret de Préfinancement³⁰.

Le décret de Préfinancement prévoit, dans le cas de raccordements en solution préfinancée par le TURPE, le versement du GRD au propriétaire/syndic d'une indemnité en cas de retard de raccordement de l'immeuble au réseau public de distribution. La CRE a émis un avis favorable le 19 mai 2022³¹ sur ce projet de décret. Par sa délibération du 31 mai 2023³², la CRE a étendu cette incitation au respect du délai de 6 mois à l'ensemble des solutions de raccordement, dans l'objectif d'inciter au respect du délai sur l'ensemble des IRVE et de ne pas créer de distorsion entre les différentes solutions.

Dans le contexte, la CRE considère qu'il n'est pas nécessaire que le TURPE prévoie une régulation incitative des délais de raccordement pour cette catégorie.

Enfin, la CRE a mis en place³³ un suivi annuel des raccordements des IRVE dans les immeubles collectifs incluant le délai de raccordement, la répartition des solutions et le coût de raccordement. Le premier bilan sera dressé lors du premier trimestre 2025 pour Enedis et les ELD de plus de 100 000 clients.

3.4.3.4. Inciter les raccordements dans les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) et les zones de mutualisation

De nombreux producteurs ENR rencontrent actuellement des difficultés pour se raccorder sur le réseau de distribution, principalement en raison d'un manque de capacités techniques sur le réseau de transport amont. Il faut parfois attendre 1 à 3 ans pour la révision des S3REnR, puis 3 à 5 ans supplémentaires pour la réalisation des travaux nécessaires sur le réseau de transport.

La loi APER³⁴ vise à simplifier le processus de révision des schémas S3REnR et à réduire les délais de raccordement : révision plus régulière des S3REnR, simplification du processus de concertation, mise en place d'ouvrages prioritaires, etc.

Cependant, la CRE identifie toujours certains enjeux importants restant à traiter pour le TURPE 7.

³⁰ [Décret n°2022-1249 du 21 septembre 2022 relatif au déploiement d'infrastructures collectives de recharge relevant du réseau public de distribution dans les immeubles collectifs en application des articles L. 353-12 et L. 342-3-1 du code de l'énergie](#)

³¹ [Délibération n°2022-147 de la CRE du 19 mai 2022 portant avis sur le projet de décret relatif à la mise en place d'un dispositif de préfinancement par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité des infrastructures collectives de recharge dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation](#)

³² [Délibération n°2023-134 de la CRE du 31 mai 2023 portant projet de décision sur la mise en place d'indemnités versées par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité en cas de retard pour le raccordement des infrastructures de recharge de véhicule électrique dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation non concernées par l'article L. 353-12 du code de l'énergie](#)

³³ [Délibération n°2023-103 de la CRE du 12 avril 2023 portant proposition sur l'encadrement de la contribution prévue par le décret n° 2022-1249 du 21 septembre 2022 relatif au déploiement d'infrastructures collectives de recharge relevant du réseau public de distribution dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation](#)

³⁴ [Loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables](#)

Régulation incitative sur la capacité créée dans le cadre des S3REnR

Les S3REnR ont été institués par la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010³⁵ (dite « Grenelle II ») afin de faciliter et d'organiser le développement des énergies renouvelables en mutualisant une partie des coûts de raccordement entre producteurs d'une même région. Pour chaque région administrative, un S3REnR est élaboré par le GRT en accord avec les GRD concernés et après avis des autorités organisatrices de la distribution concernées. Cette capacité globale est définie par l'autorité administrative de l'Etat en tenant compte de la programmation pluriannuelle de l'énergie, des objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables lorsqu'ils ont été fixés en application de l'article L. 141-5-1 du code de l'énergie, du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou du schéma régional en tenant lieu et, enfin, de la dynamique de développement des énergies renouvelables dans la région. Ainsi, les S3REnR :

- définissent les ouvrages à créer ou à renforcer sur le réseau pour atteindre les objectifs de capacité fixés par le préfet de région en matière d'énergies renouvelables ;
- évaluent le coût prévisionnel de ces ouvrages de réseaux à créer ou renforcer ;
- permettent la mutualisation d'une partie des coûts des ouvrages à créer, *via* le paiement d'une quote-part par les producteurs d'électricité renouvelable au moment de leur raccordement au réseau.

La réalisation des ouvrages des S3REnR est sur le chemin critique de nombreux projets d'installations de production EnR puisqu'elle conditionne leur raccordement et donc l'injection de l'électricité produite sur le réseau. Dans un contexte d'accélération du développement des énergies renouvelables, les S3REnR en cours prévoient la mise à disposition de capacités d'injection importantes durant la période du TURPE 7, notamment *via* la création de postes sources. La CRE considère qu'il est primordial que la création de ces postes sources soit effectuée dans des délais raisonnables. Elle envisage donc la mise en place d'une régulation incitative qui reposerait sur une cible de capacités de postes sources à créer en priorité parmi les capacités totales prévues par les S3REnR sur l'ensemble de la période TURPE 7.

RTE demande une trajectoire cible (exposée en Figure 14) de capacités à créer portant sur des ouvrages mutualisés des S3REnR mis en service entre 2025 et 2028 et sur la création de postes sources qualifiés de prioritaires, au sens de l'ordonnancement propre aux travaux d'Enedis et RTE. Cette priorisation a été réalisée conjointement avec Enedis notamment au regard des critères suivants :

- le seuil de déclenchement des travaux d'un poste source est déjà atteint ou proche de l'être ;
- la dynamique d'intégration des EnR est modérée à forte ;
- le volume des limitations de la production EnR pour cause de congestions du réseau est important.

Pour tenir compte de l'incertitude pesant sur la réalisation des projets, RTE demande l'application d'un abattement statistique croissant sur la période (de 15 % en 2025 à 24 % en 2028) sur la capacité à créer par les ouvrages prioritaires identifiés. Cet ajustement correspond aux aléas de réalisation des projets retenus dans le cadre du programme d'investissements de RTE, il est fondé sur le retard moyen constaté des projets des S3REnR.

³⁵ [Loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement](#)

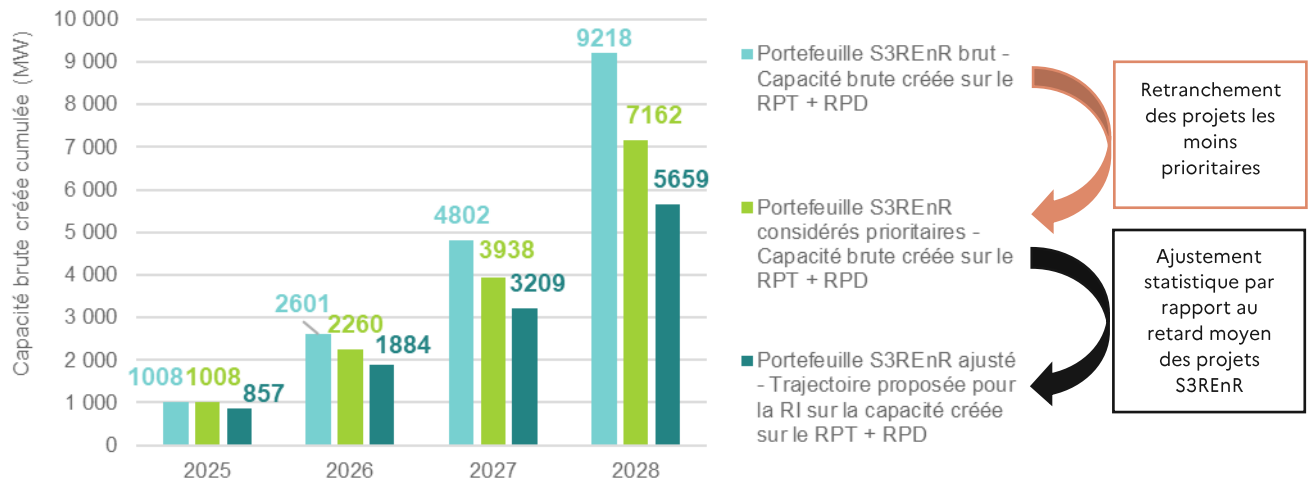


Figure 14. Trajectoire cible de capacité cumulée créée de postes sources prioritaires entre le 1er janvier 2025 et le 31 décembre de chaque année demandée par RTE pour la période TURPE 7

La CRE envisage, à ce stade, de retenir la trajectoire demandée par RTE. La CRE estime notamment important qu'une priorisation soit réalisée dans le choix des projets, afin de ne pas créer de capacités additionnelles non utilisées, qui occasionneraient un coût échoué pour la collectivité.

La CRE estime que la régulation incitative doit inciter RTE et Enedis à réaliser, dans les délais, les projets qualifiés de prioritaires, et envisage donc la mise en place d'un mécanisme asymétrique avec :

- un malus si la capacité créée est inférieure au portefeuille ajusté ;
- un bonus si la capacité créée est supérieure à celle du portefeuille ajusté mais inférieure au portefeuille brut avec priorisation ;
- pas de bonus supplémentaire si la capacité créée est supérieure au portefeuille brut avec priorisation.

La CRE envisage de réévaluer la trajectoire de la régulation incitative à mi-période tarifaire, de façon à prendre en compte les éventuelles évolutions de dynamique dans les S3REnR. La CRE envisage que RTE et Enedis puissent lui soumettre l'ensemble des éléments permettant de justifier la modification de la trajectoire initialement fixée.

La CRE considère que chaque opérateur dispose d'une maîtrise partielle dans l'avancement des projets prioritaires. Compte tenu du foisonnement des différents projets, la CRE envisage de répartir également l'incitation entre RTE et Enedis (50 % chacun).

La CRE envisage de fixer le niveau d'incitation à 20 k€/MW d'écart à la trajectoire prévisionnelle, avec un plafond de 20 M€/an (soit une force d'incitation à 10 k€/MW et plafond à 10 M€/an par opérateur).

Question 23 Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE concernant la capacité de postes sources à créer en priorité, dans le cadre des S3REnR ?

3.4.3.5. Améliorer la transparence sur les données liées au raccordement

Rapport annuel sur le raccordement

La CRE souhaite que RTE et Enedis publient chacun un rapport sur le raccordement, avant le 31 mars de chaque année, qui permettrait d'agréger toutes les données utiles dans un seul document public :

- bilan des raccordements sur l'année ;
- indicateurs de qualité de service du TURPE 7 relatifs au raccordement ;

- bilan de l'application des procédures de raccordement envoyé à la CRE.

La CRE n'envisage pas de mettre en œuvre d'incitation financière sur la publication de ce rapport. Si des retards venaient à être constatés, la CRE pourrait décider de la mise en œuvre d'une incitation financière en cours de la période tarifaire.

Question 24 Identifiez-vous d'autres données à intégrer au rapport annuel sur le raccordement à publier par les gestionnaires de réseau ?

3.4.3.6. Synthèse des évolutions envisagées

Objectif	Indicateur	Evolutions envisagées
Réduire les délais de remise des études préalables au raccordement	Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client	<p><u>Segment BT ≤ 36 kVA</u> : renforcement du niveau des objectifs</p> <p><u>Segment BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> : maintien du niveau des objectifs de la période passée</p>
Optimiser les délais de raccordement	Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement par catégorie de raccordement	<p><u>Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau</u> :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ajout des dérivations individuelles au périmètre de cette catégorie • Renforcement des niveaux d'objectifs pour atteindre 50 jours en fin de période <p><u>Ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA</u> :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Suppression de l'incitation sur cette catégorie et suivi du délai moyen pour les opérations nécessitant encore des travaux <p><u>Raccordements en soutirage BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau & Raccordements BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau</u> :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fusion de ces deux catégories au sein d'une seule • Réévaluation du niveau des objectifs pour atteindre 132 jours en fin de période <p><u>Raccordements Collectifs</u> :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Retrait du périmètre de cette incitation des raccordements horizontal dédiés aux IRVE • Réévaluation du niveau des objectifs pour atteindre 163 jours en fin de période <p><u>Raccordements en soutirage sur le réseau HTA</u> :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Réévaluation du niveau des objectifs pour atteindre 195 jours en fin de période <p><u>Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA</u> :</p>

		<ul style="list-style-type: none"> Réévaluation du niveau des objectifs pour atteindre 211 jours en fin de période
	Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur	Mise en place d'un système automatique de versement des indemnités au lieu du conditionnement à une réclamation client
Inciter les raccordements dans les S3REnR et les zones de mutualisation	Régulation incitative sur la capacité créée dans le cadre des S3REnR	Mise en place d'une régulation incitative sur la création de capacité dans le cadre des S3REnR. Cette régulation incitative pourrait prendre la forme d'objectifs cibles annuels de capacité créée (en MW) durant la période du TURPE 7 associés à un mécanisme de bonus/malus.
Améliorer la transparence des données liées au raccordement	Rapport annuel sur le raccordement	<p>Mise en place d'un rapport annuel sur le raccordement, qui permettrait d'agréger toutes les données utiles dans un seul document public :</p> <ul style="list-style-type: none"> bilan des raccordements sur l'année ; indicateurs de qualité de service du TURPE ; bilan de l'application des procédures de raccordement envoyé à la CRE.

3.5. Régulation incitative de la qualité de service

La régulation incitative a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu par Enedis aux utilisateurs des réseaux de distribution dans les domaines considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du système électrique.

Pour la période TURPE 6, la qualité de service d'Enedis est pilotée au moyen de 13 indicateurs incités financièrement (dont 2 indicateurs pour lesquels la pénalité est versée directement à l'utilisateur). 32 autres indicateurs sont suivis et publiés par Enedis, mais sans incitation financière. A ces indicateurs s'ajoutent également les indicateurs spécifiques au comptage évolué Linky, soit 8 indicateurs incités financièrement, et 9 autres suivis mais non incités.

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance d'Enedis, en fonction du respect ou non de cet objectif, génère des bonus ou malus, qui sont par ailleurs plafonnés.

Les 13 indicateurs incités financièrement (hors régulation spécifique au projet Linky) portent sur les thèmes suivants :

- l'acheminement, qui recouvre la relation d'Enedis avec les utilisateurs (5 indicateurs) ;
- les interventions réalisées par Enedis (1 indicateur) ;
- la qualité des données de consommation (4 indicateurs) ;
- la qualité du bilan électrique, qui concerne la mesure de la fiabilité des prévisions réalisées par Enedis quant à son bilan électrique (3 indicateurs).

La CRE incite par ailleurs la qualité du service rendu par Enedis concernant les raccordements (cf. partie 3.4) et la continuité d'alimentation (cf. partie 3.6).

Les 8 indicateurs incités spécifiques au comptage évolué Linky portent tous sur la performance du système de comptage (cf. partie 3.5.2).

La liste détaillée des indicateurs suivis par la CRE est présentée en annexe. Les résultats des indicateurs incités financièrement sont publiés dans les délibérations annuelles de mise à jour du TURPE.

La CRE a présenté ses orientations préliminaires concernant la qualité de service lors d'un atelier thématique, le 3 juillet 2024, dédié à la qualité de service et à la continuité d'alimentation des gestionnaires de réseaux d'électricité.

3.5.1. Acheminement

3.5.1.1. Bilan de la régulation incitative de la qualité de service du TURPE 6 HTA-BT

Depuis l'introduction de la régulation incitative de la qualité de service en 2009, la performance d'Enedis a progressé : Enedis a atteint un niveau de qualité de service globalement satisfaisant, démontrant l'efficacité du mécanisme.

Sur la période TURPE 6, le contexte de la qualité de service est d'abord celui de la fin du déploiement massif de Linky et, consécutivement, du passage en téléopération d'un grand nombre d'actes réalisés par Enedis (relève, mise en service...). Ainsi, sur la période TURPE 6, le nombre de réclamations liées à la relève et à la facturation est en forte baisse (-38 % entre 2021 et 2023, cf. Figure 15). On observe également une réduction des délais de traitement des réclamations par Enedis (cf. Figure 16).

Par ailleurs, le TURPE 6 incite Enedis sur l'accessibilité de sa ligne téléphonique fournisseurs, après une dégradation de la performance observée pendant le TURPE 5. Depuis 2021, cette performance s'est significativement améliorée, du fait d'un nombre d'appels en baisse importante sur la période, mais aussi d'évolutions informatiques entreprises par Enedis pour fluidifier le traitement des appels. La performance d'Enedis est également supérieure à l'objectif pour la disponibilité du portail à destination des fournisseurs.

En revanche, la performance d'Enedis sur le volume des réclamations multiples, qui mesure le nombre de réclamations pour un même point de connexion et pour un même type de réclamation, est en-deçà des objectifs du TURPE 6. Or cet indicateur est la principale mesure disponible de la qualité des réponses apportées par Enedis lors d'une première réclamation, au-delà du suivi du délai de traitement. Dans son rapport annuel, le Médiateur national de l'énergie (MNE) considère cet indicateur comme important dans l'analyse du service rendu par Enedis aux utilisateurs du réseau, et demande qu'il soit renforcé pour la période TURPE 7.

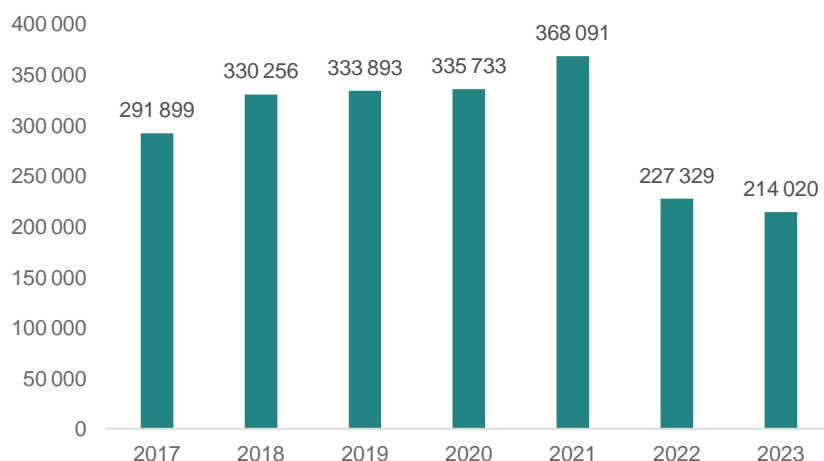


Figure 15. Volume annuel de réclamations (en unités)

Le détail de la performance d'Enedis sur les indicateurs « Relations aux utilisateurs » est présenté dans le Tableau 11 ci-dessous :

	2021		2022		2023	
	Objectif	Résultat	Objectif	Résultat	Objectif	Résultat
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	93,0 %	91,4 %	94,0 %	96,8 %	95,0 %	97,1 %
Taux de réclamations multiples	9,7 %	11,1 %	9,5 %	12,2 %	9,2 %	11,4 %
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	95,0 %	94,6 %	95,5 %	96,9 %	96,0 %	97,1 %
Taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes	74,0 %	77,3 %	76,0 %	81,7 %	78,0 %	82,6 %
Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur et tiers	99,0 %	99,8 %	99,0 %	99,6 %	99,0 %	99,8 %

Tableau 11. Bilan des indicateurs relatifs à l'acheminement sur la période 2021-2023

Cette performance globalement en amélioration sur le TURPE 6 a conduit Enedis, sur les années 2021-2023, à bénéficier d'un bonus de 8,9 M€, dont le détail est présenté en Tableau 12.

M€	2021	2022	2023	Total
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	-1,3	2,2	1,6	2,5
Taux de réclamations multiples	-0,4	-0,7	-0,5	-1,5
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	-0,2	0,4	0,3	0,6
Taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes	1,8	3,0	2,7	7,5
Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur et tiers (<i>malus exclusivement</i>)	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	-0,1	4,9	4,1	8,9

Tableau 12. Volumes financiers associés à la régulation incitative « Acheminement » d'Enedis en TURPE 6 HTA-BT

3.5.1.2. Enjeux identifiés sur la période TURPE 7 HTA-BT

La régulation incitative de la qualité de service d'Enedis a démontré son efficacité dans la durée tout en s'adaptant à l'évolution de l'activité d'Enedis et des attentes des utilisateurs. La période TURPE 6 a vu les activités d'Enedis évoluer en profondeur avec le déploiement massif des compteurs Linky, qui s'est achevé fin 2021. A ce jour, plus de 37 millions de compteurs évolués ont été posés, soit un taux de 95 % de déploiement.

La généralisation du comptage évolué a des effets directs sur l'ensemble des activités d'Enedis et sur de nombreux indicateurs de qualité de service. Par exemple, les compteurs Linky ont permis de simplifier et de téléopérer un grand nombre d'interventions d'Enedis chez les utilisateurs.

Dans ce contexte, pour la période TURPE 7, la CRE identifie trois priorités pour la qualité de service relative à la relation d'Enedis avec les utilisateurs :

- adapter la régulation incitative au contexte post-déploiement massif de Linky, afin d'aligner le niveau d'exigence sur l'évolution des activités d'Enedis (baisse des réclamations, généralisation des téléopérations) ;
- inciter Enedis au maintien d'une bonne performance de la chaîne communicante Linky, qui constitue une condition essentielle à la matérialisation des gains du projet ;
- renforcer les incitations sur le traitement des réclamations, compte tenu de la mauvaise performance d'Enedis sur le taux de réclamations multiples.

3.5.1.3. Orientations envisagées par la CRE pour la période TURPE 7 HTA-BT

Dans son atelier du 3 juillet 2024, la CRE a proposé de reconduire la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis, en la faisant évoluer sur le fondement des enjeux et priorités identifiés, ainsi que de la performance observée sur la période passée.

Elle a ainsi proposé de revoir les objectifs ou le niveau d'incitation pour 4 des 5 indicateurs relatifs à la relation aux utilisateurs, et de supprimer six indicateurs suivis qu'elle considère comme obsolètes ou dont la suppression n'altère pas l'analyse de la qualité de service d'Enedis.

Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

La performance d'Enedis s'est significativement améliorée sur la période TURPE 6, dans un contexte de rehaussement continu des objectifs cibles depuis TURPE 5, et a atteint une performance supérieure à l'objectif en 2022 et 2023.



Figure 16. Résultats de l'indicateur « Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires » par rapport à l'objectif

Cette bonne performance s'inscrit dans le cadre de la fin du déploiement massif de Linky, de la baisse du nombre de réclamations, et de la généralisation des télé-relevés et des téléopérations.

Enedis demande que l'objectif du TURPE 7 soit maintenu au niveau de l'objectif de 2023, c'est-à-dire à 95 %, considérant que le traitement des réclamations complexes nécessite un délai de traitement long et incompatible avec le délai de 15 jours adapté aux réclamations simples.

Compte tenu de la performance déjà atteinte par Enedis (97 % en 2023), et de la diminution pérenne du nombre de réclamations, la CRE envisage de rehausser l'objectif cible, selon une trajectoire progressive de 97 % à 97,5 % pour la période TURPE 7.

Taux de réclamations multiples

La CRE a introduit une incitation financière en TURPE 6 sur le taux de réclamations multiples afin d'inciter Enedis à renforcer la qualité de ses premières réponses aux réclamations des utilisateurs.

Les réclamations multiples concernent en général les réclamations les plus complexes, notamment liées à des demandes d'indemnisation ou à des perturbations d'alimentation. Enedis considère par ailleurs que la méthode de calcul de l'indicateur est affectée par des biais méthodologiques, l'indicateur comptabilisant par exemple des saisines au MNE dont la réclamation initiale était adressée au fournisseur, ou imputable à ce dernier. Ces cas de figure représenteraient environ 20 % des saisines totales comptabilisées dans l'indicateur. Enedis propose donc de retirer les saisines du MNE du périmètre de l'indicateur.

La CRE constate que la baisse du nombre de réclamations consécutive à la fin du déploiement massif de Linky ne s'accompagne pas d'une amélioration de la qualité des réponses d'Enedis. Ce constat est partagé par le médiateur national de l'énergie, qui soutient un renforcement de cet indicateur.

La CRE envisage à ce stade de maintenir le niveau de l'objectif sur le nombre de réclamations multiples au niveau fixé pour l'année 2023, à 9,2 %, et de doubler l'incitation financière associée.

Par ailleurs, la CRE envisage de recentrer le périmètre de l'indicateur sur les réclamations effectivement destinées à Enedis (et d'exclure celles qui concernent les prestations des fournisseurs) et de maintenir, dans le périmètre de l'indicateur, les saisines au MNE destinées directement à Enedis, qui constituent des rebonds de réclamations qu'il convient de comptabiliser.

Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs

Dans un contexte de baisse importante du volume d'appels passés sur cette ligne, et compte tenu de la performance élevée atteinte par Enedis depuis 2021, la CRE envisage de rehausser l'objectif de cet indicateur à 97 % (contre un objectif moyen de 96 % sur la période TURPE 6) et d'instaurer une incitation asymétrique (malus uniquement).

Taux d'appels à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes

La CRE envisage de rehausser l'objectif de 80 % en 2024 à 82,5 % pour la période TURPE 7, compte tenu de la performance réalisée par Enedis à la fin de la période TURPE 6, et d'instaurer une incitation asymétrique (malus uniquement), dans le contexte de baisse du nombre d'appels.

Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseurs et tiers

La CRE envisage de maintenir l'objectif à 99 % sur la période TURPE 7, compte tenu de la bonne performance réalisée par Enedis sur la période TURPE 6.

Par ailleurs, la CRE envisage de supprimer trois indicateurs suivis (c'est-à-dire ne faisant pas l'objet d'une incitation financière) relatifs aux « Interventions » : ces indicateurs ne sont plus nécessaires, dans la mesure où ces prestations (résiliation, mise en service, changement de fournisseur...) sont aujourd'hui largement téléopérées post-déploiement massif de Linky :

- « Taux de résiliation par tranche de délais et par catégorie d'utilisateurs » ;
- « Taux de mise en service par tranche de délais et par catégorie d'utilisateurs » ;

- « Taux de changement de fournisseurs réalisé par tranche de délai et par catégorie d'utilisateurs ».

La CRE envisage également de supprimer trois indicateurs relatifs à la « relève et facturation », pour les mêmes motifs de généralisation de la télérelève permise par les compteurs Linky :

- « Taux d'absence au relevé 2 fois et plus des consommateurs BT \leq 36 kVA » ;
- « Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre » ;
- « Taux d'index rectifié pour les consommateurs BT \leq 36 kVA ».

La liste complète des indicateurs ainsi que les orientations de la CRE sont détaillées dans l'annexe dédiée.

Question 25 Partagez-vous les orientations préliminaires de la CRE concernant la qualité de service relative à l'acheminement ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?

3.5.2. Système de comptage évolué

3.5.2.1. Bilan de la régulation incitative de la qualité de service du TURPE 6 HTA-BT

Compte tenu de la fin de la phase de déploiement des compteurs évolués Linky fin 2021, et des bénéfices attendus pour les utilisateurs de ce compteur, la CRE a considéré nécessaire de suivre et d'inciter la performance d'Enedis relative à ce nouveau système de comptage. A cet effet, la CRE a complété le cadre de régulation incitative du TURPE 6 HTA-BT par sa délibération en date du 17 mars 2022.

Cette délibération a introduit :

- 6 indicateurs incités ;
- 9 indicateurs suivis ;
- 2 dispositifs d'indemnités versées directement aux clients sur réclamation de leur part en cas de non-communication du compteur Linky pendant plus de 6 mois et de réalisation d'une prestation téléopérable dans un délai strictement supérieur au délai standard de réalisation ou après la date de réalisation demandée par le client.

La performance d'Enedis est dans l'ensemble en amélioration pendant le TURPE 6 et se situe à un bon niveau. Toutefois, Enedis n'a pas atteint tous les objectifs fixés par le TURPE 6.

La CRE relève notamment la persistance de compteurs injoignables (c'est-à-dire ne transmettant pas les données). En 2023, 0,65 % des compteurs Linky étaient silencieux depuis plus de deux mois, alors que l'objectif fixé était de 0,5 %. Les compteurs non communicants depuis plus de 6 mois représentent quant à eux 0,37 % du parc installé. Pour autant, parmi tous les clients éligibles à l'indemnité prévue de 20 €, seuls 1 721 en ont fait la réclamation, soit 0,7 % des utilisateurs concernés.

De même, les indemnités prévues en cas de retard dans la réalisation de la téléopération, fixées forfaitairement à 20 € pour une opération de modification de puissance et à 30 € pour une prestation de mise en service, ont fait l'objet de peu de sollicitations de la part des utilisateurs.

Le détail de la performance d'Enedis sur les indicateurs « Comptage évolué » sur la période 2021-2023 est présenté dans le Tableau 13 ci-dessous :

	2021 ³⁶		2022		2023
	Résultat	Objectif	Résultat	Objectif	Résultat
Taux de télé-relevés journaliers réussis	97,8 %	98,0 %	98,3 %	98,0 %	98,4 %
Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	98,8 %	99,0 %	99,0 %	99,0 %	99,1 %
Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	0,71 %	0,50 %	0,67 %	0,50 %	0,65 %
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	98,4 %	98,0 %	99,0 %	98,0 %	98,6 %
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	98,0 %	98,0 %	98,4 %	98,0 %	98,8 %
Nombre de calendriers spécifiques fournisseurs mis en place après les délais impartis	N/A	0	0	0	0
Nombre d'indemnités pour non-communication du compteur de manière prolongé	N/A	N/A	N/A	0	1 721
Nombre d'indemnités à la suite d'une téléopérations réalisées à une date ultérieure à la date souhaitée par le client	N/A	N/A	N/A	0	21

Tableau 13. Bilan des indicateurs relatifs au comptage évolué sur la période 2021-2023

Cette performance a entraîné pour Enedis, sur les trois premières années du TURPE 6, un malus de 3,8 M€, dont le détail est présenté en Tableau 14.

M€	2021	2022	2023	Total
Taux de télé-relevés journaliers réussis	-0,59	0,00	0,00	-0,59
Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	-0,39	-0,10	0,00	-0,49
Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	-0,38	-1,00	-0,89	-2,27
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	-0,42	0,00	0,00	-0,42
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	0,00	0,00	0,00	0,00
Nombre de calendriers spécifiques fournisseurs mis en place après les délais impartis	-	0,00	0,00	0,00
Indemnités pour non-communication du compteur de manière prolongé	-	-	-0,03	-0,03
Indemnités à la suite d'une téléopérations réalisées à une date ultérieure à la date souhaitée par le client	-	-	-0,00	-0,00
Total	-1,78	-1,10	-0,92	-3,80

Tableau 14. Volumes financiers associés à la régulation incitative « Comptage évolué » d'Enedis en TURPE 6 HTA-BT

³⁶ En 2021, les indicateurs ne faisaient pas l'objet d'incitation et n'étaient donc pas associés à des objectifs.

3.5.2.2. Enjeux identifiés pour la période TURPE 7 HTA-BT

Le déploiement massif des compteurs Linky s'est achevé au début du TURPE 6. A ce jour, plus de 95 % des points de livraison sont équipés de compteurs Linky. La bonne performance de la chaîne communicante est une condition essentielle à la matérialisation des gains du projet.

Si Enedis a amélioré sa qualité de service sur la période TURPE 6, des progrès restent possibles au bénéfice des utilisateurs et des acteurs de marché.

Le système de comptage évolué doit notamment permettre la télérelève des index pour la facturation et la réalisation de téléopérations pour les changements de fournisseurs. Il doit permettre aux consommateurs de suivre, comprendre et agir sur leur consommation. La crise énergétique de 2022-2023 a significativement renforcé la volonté des consommateurs résidentiels et professionnels de maîtriser leur consommation. Le bon accès aux données de comptage permet, par exemple, d'optimiser sa consommation en heures creuses, d'identifier les usages les plus gourmands et donc de réduire la facture d'électricité. La performance de la chaîne de comptage permet également aux acteurs de marché de proposer des offres innovantes au bénéfice du consommateur et du système électrique en incitant à la flexibilité, dont les besoins sont en croissance.

La CRE considère ainsi comme nécessaire de maintenir un niveau d'exigence élevé et de renforcer certaines des incitations d'Enedis sur la performance de la chaîne communicante Linky.

3.5.2.3. Orientations de la CRE pour la période TURPE 7 HTA-BT

La CRE a présenté, lors d'un atelier le 3 juillet 2024, ses premières pistes concernant la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis et de RTE pour la période TURPE 7. S'agissant de la qualité de la chaîne communicante Linky, la CRE a proposé de reconduire la régulation incitative d'Enedis, en renforçant les objectifs suivant une logique d'amélioration continue fondée sur les besoins du marché. Ainsi Enedis doit réduire autant que possible les défaillances pénalisant la facturation, les modifications contractuelles et la proposition d'offres innovantes.

La CRE a ainsi proposé de revoir les objectifs ou le niveau d'incitation de cinq indicateurs, de maintenir le niveau d'attente sur un indicateur (« Nombre de calendriers spécifiques fournisseurs mis en place après les délais impartis ») et d'automatiser le versement des indemnités aux clients pour non-communication ou retard de téléopération. Les évolutions envisagées sont décrites ci-après et le détail est présenté en annexe.

Exclusion des événements exceptionnels

Pour plusieurs indicateurs, Enedis demande que soient exclus du calcul les événements exceptionnels (intempéries, délestages, incidents liés aux opérateurs de télécommunications, etc.).

La CRE rappelle qu'une évolution du périmètre d'un indicateur implique des modifications des objectifs associés pour tenir compte du nouveau périmètre. Par ailleurs, certains acteurs ont exprimé des craintes vis-à-vis de la répliquabilité de la mesure des indicateurs. Enfin, une partie des événements mentionnés par Enedis est maîtrisable (par exemple la performance des télécommunications) ou n'est pas de nature à empêcher la collecte des données (par exemple les délestages de 2 heures maximum).

Pour ces raisons, bien que n'étant pas opposée par principe à l'exclusion d'événements exceptionnels indépendants des opérateurs et de leurs partenaires, la CRE envisage à ce stade de ne pas modifier le périmètre de calcul des indicateurs.

Taux de télé-relevés journaliers réussis

Considérant qu'il ne dispose plus de marge de manœuvre pour améliorer ses résultats sur cet indicateur, Enedis demande que cet indicateur ne soit plus incité, ou *a minima* que le calcul des incitations soit réalisé sur une base annuelle (et non plus mensuelle), pour compenser les effets des événements exceptionnels (intempéries, incidents des opérateurs de télécommunications, etc.).

La CRE considère que les télé-relevés journaliers constituent la donnée de base pour la connaissance des volumes consommés, pour les fournisseurs et les consommateurs. A ce titre, elle envisage de rehausser l'objectif de cet indicateur de 98 % à 99 %, tout en procédant à un calcul annuel de l'incitation.

Taux de publication par Ginko des index réels mensuels

Enedis est favorable à la poursuite de l'incitation, mais estime ne plus pouvoir améliorer les résultats de cet indicateur, du fait des limites des communications CPL et de la présence de compteurs non communicants.

Les index mensuels sont des données critiques pour la facturation des consommateurs par les fournisseurs. La CRE considère qu'il est essentiel de maintenir l'incitation sur cet indicateur et qu'Enedis doit se rapprocher d'une performance de 100 %. Elle envisage donc de fixer le taux cible de l'indicateur à 99,5 % pour la période TURPE 7, tout en maintenant le caractère asymétrique de l'incitation (malus seulement).

Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois

Enedis demande que l'incitation soit calculée annuellement (et non plus mensuellement) et que l'objectif soit stabilisé à 0,5 %. Enedis demande également que soient exclus du périmètre de calcul de l'indicateur les compteurs coupés au court-circuit (qui sont par définition dans l'impossibilité de communiquer), ainsi que l'ensemble des compteurs inactifs. Enedis estime en effet que l'évolution de la volumétrie de ces compteurs peut induire des variations de l'indicateur indépendantes de son action, et sans impact sur la qualité de service perçue par les clients.

La CRE estime que les compteurs inactifs peuvent faire l'objet de souscriptions ultérieures et présentent donc toujours l'intérêt d'être communicants. A ce titre, la CRE envisage de les maintenir dans le périmètre de calcul de l'indicateur.

L'absence de communication d'un compteur génère des contraintes pour les utilisateurs, notamment en freinant les changements d'offre de fourniture ou la facturation au réel de la consommation. La performance d'Enedis sur cet indicateur est en-dessous des objectifs du TURPE 6. La CRE envisage de renforcer l'incitation financière associée, la faisant passer de 500 k€/mois et par point au-dessus de l'objectif de référence à 1 000 k€/mois et par point au-dessus de l'objectif de référence.

Par ailleurs, la CRE partage la demande d'Enedis d'exclure les compteurs coupés au court-circuit, puisque leur non-communication n'est pas pénalisante pour un utilisateur. L'objectif serait renforcé à 0,4 % au lieu de 0,5 %, pour tenir compte du resserrement du nombre d'utilisateurs concernés.

Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs

Enedis souhaite faire évoluer cet indicateur. En particulier, Enedis demande que l'incitation soit calculée annuellement (et non plus mensuellement) pour refléter l'attente client vis-à-vis de la performance moyenne sans pénaliser les incidents ponctuels. Enedis demande également que les événements exceptionnels tels que les tempêtes ou délestages soient exclus du calcul de l'indicateur. Enedis souhaite enfin maintenir stable l'objectif à 98 % en fin de TURPE 7.

La CRE propose d'augmenter progressivement le niveau de l'objectif cible de 98,0 % à 99,3 % sur la période TURPE 7 afin de tenir compte de la performance atteinte en 2022 et 2023 à 99,0 % et 98,6 % respectivement, tout en procédant au calcul annuel de l'incitation. Le périmètre de l'indicateur ne serait pas modifié.

Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile

Les défaillances dans l'activation des ordres de pointes mobiles ont un impact sur les fournisseurs qui proposent ce type d'offre, en leur faisant porter un risque (ne leur permettant pas de facturer leurs clients à la hauteur des coûts d'approvisionnement), ce qui pénalise les offres d'effacements indissociables de la fourniture. Le contexte récent et l'augmentation de la souscription des offres à pointes mobiles rendent la performance d'Enedis sur ce sujet d'autant plus importante.

Enedis demande que les évènements exceptionnels tels que les tempêtes ou délestages soient exclus du calcul de l'indicateur. Enedis propose également que l'indicateur soit réhaussé à 98,5 % en fin de TURPE 7, contre un objectif à 98 % TURPE 6.

La CRE envisage à ce stade de laisser le périmètre de l'indicateur inchangé, d'augmenter progressivement l'objectif cible à 99,5 % en fin de période et d'adapter la force de l'incitation financière au volume d'ordres à pointes mobiles à transmettre.

Indemnités pour Compteurs Linky non communicants de manière prolongée

Le versement de ces indemnités est conditionné à la demande de l'utilisateur et vise à la fois à inciter Enedis à résoudre les problèmes empêchant la communication de compteurs depuis plus de six mois, et à indemniser les clients pour le préjudice. La complexité et le manque d'information des clients éligibles ne conduisent qu'une minorité d'entre eux (1 721 en 2023) à demander le versement de l'indemnité. La CRE envisage donc d'automatiser le versement de ces indemnités sans en modifier le montant.

Indemnités pour Téléopérations réalisées à une date ultérieure à la date souhaitée par le client

Le versement de ces indemnités vise à la fois à inciter Enedis à la performance et à indemniser les clients pour le préjudice. Là encore, la complexité et le manque d'information des clients éligibles ne conduisent qu'une minorité d'entre eux à demander le versement de l'indemnité. La CRE envisage donc d'automatiser le versement de ces indemnités et d'étendre le périmètre des téléopérations éligibles à d'autres changements contractuels. Le montant forfaitaire défini pour l'ensemble des indemnités serait fixé à 20 € HT, à l'exception des mises en service pour lesquelles l'indemnité serait maintenue à 30 € HT. Néanmoins, cette évolution pourrait avoir des impacts sur l'organisation d'Enedis, la CRE poursuit donc ses analyses sur l'opportunité de sa mise en œuvre.

La liste complète des indicateurs est détaillée dans l'annexe dédiée.

Question 26 Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service du système de comptage évolué envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?

Question 27 Considérez-vous pertinent de maintenir le périmètre existant (ne pas en exclure les compteurs concernés par une coupure longue sur les jours concernés), pour les indicateurs « Taux de télé-relevés journaliers réussis », « Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs » et « Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile » ?

Question 28 Êtes-vous favorable à l'automatisation du versement des indemnités et à l'extension du périmètre d'application ?

3.5.3. Transmission des données

3.5.3.1. Bilan de la régulation incitative de la qualité de service du TURPE 6 HTA-BT

Les données collectées et détenues par les gestionnaires de réseaux jouent un rôle croissant pour le bon fonctionnement des marchés de l'énergie et la fourniture de services innovants. C'est pourquoi le TURPE 6 HTA-BT prévoit quatre indicateurs incités et un indicateur suivi sur la mise à disposition des données.

Enedis a globalement atteint ou dépassé les objectifs du TURPE 6, définis dans un contexte d'usage peu répandu des courbes de charges pour la facturation ou la proposition de nouveaux services.

Toutefois, certains acteurs de marché ont pu faire part de demandes d'amélioration, notamment sur la thématique des courbes de charges.

La performance d'Enedis sur les indicateurs « Données » est présentée dans le Tableau 15 ci-dessous :

	2021		2022		2023	
	Objectif	Résultat	Objectif	Résultat	Objectif	Résultat
Taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky	95,5 %	97,7%	96,0 %	97,7%	96,5 %	98,1%
Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h)	90,0 %	90,0%	92,0 %	93,3%	94,0 %	96,3%
Taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA	97,8 %	98,7%	98,1 %	98,9%	98,4 %	99,2%
Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires	93,0 %	91,6%	95,0 %	97,1%	96,0 %	96,9%

Tableau 15. Bilan des indicateurs incités relatifs à la mise à disposition des données sur la période 2021-2023

La performance d'Enedis s'est améliorée sur la période et lui a permis, sur les trois premières années du TURPE 6, de bénéficier d'un bonus de 2,8 M€ dont le détail est présenté en Tableau 16.

M€	2021	2022	2023	Total
Taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky	0	0	0	0
Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h)	-0,5	0	0	-0,5
Taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA	0	0	0	0
Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires	-0,9	3,0	1,2	3,3
Total	-1,4	3,0	1,2	2,8

Tableau 16. Volumes financiers associés à la régulation incitative « Comptage évolué » d'Enedis en TURPE 6 HTA-BT

3.5.3.2. Enjeux identifiés pour le TURPE 7 HTA-BT

Alors que le déploiement massif des compteurs évolués s'est achevé au début du TURPE 6, les données numériques offrent de nombreuses opportunités au service de la sécurité d'approvisionnement, de la transition énergétique et des consommateurs, qui ne pourront se concrétiser que grâce à la transmission de données complètes, de qualité et dans les délais prévus.

Les dernières années ont vu émerger un intérêt croissant pour les données de consommation. Les courbes de charge Linky font l'objet de demandes en très forte croissance (8,3 millions de clients abonnés fin 2023), ce qui pose un défi à Enedis pour le maintien de la qualité de service. Afin de faire face à ces demandes croissantes, Enedis, après concertation avec les acteurs de marché, a engagé des travaux visant à renforcer sa capacité à collecter et traiter ces volumes de données.

Par ailleurs, de nouvelles exigences ont émergé, notamment concernant la complétude des données, qui appellent à enrichir les indicateurs incités pour répondre aux besoins des acteurs de marché, notamment pour le développement d'offres de fourniture innovantes ou la valorisation de flexibilités reposant sur les courbes de charge.

La CRE estime essentiel pour le développement de nouveaux services d'assurer un niveau de service élevé tant vis-à-vis de la qualité que des délais de mise à disposition des données par Enedis. Il est nécessaire d'inciter Enedis à maintenir et améliorer sa performance dans un contexte de croissance des demandes et des attentes des utilisateurs. La CRE envisage également de compléter le cadre de régulation par de nouveaux indicateurs.

3.5.3.3. Orientations envisagées pour le TURPE 7 HTA-BT

Lors de l'atelier du 3 juillet 2024, la CRE a envisagé de faire évoluer la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis sur la base des enjeux et priorités identifiés, ainsi que des attentes des utilisateurs et des acteurs de marché. Elle a ainsi envisagé de rehausser les objectifs ou le niveau d'incitation des indicateurs, de supprimer un indicateur incité devenu moins pertinent et d'en introduire de nouveaux.

Exclusion des événements exceptionnels

Pour plusieurs indicateurs, Enedis demande que soient exclus du calcul les événements exceptionnels (intempéries, délestages, incidents liés aux opérateurs de télécommunications, etc.).

La CRE rappelle qu'une évolution du périmètre d'un indicateur implique des modifications des objectifs associés pour tenir compte du nouveau périmètre. Par ailleurs, certains acteurs ont exprimé des craintes vis-à-vis de la réplicabilité de la mesure des indicateurs. Enfin, une partie des événements mentionnés par Enedis est maîtrisable (tels que la performance des télécommunications) ou n'est pas de nature à empêcher la collecte des données (délestages de 2 heures maximum).

Pour ces raisons, bien que n'étant pas opposée par principe à l'exclusion d'événements exceptionnels indépendants des opérateurs et de leurs partenaires, la CRE envisage à ce stade de ne pas modifier le périmètre de calcul des indicateurs.

Taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky

Enedis demande un maintien de l'objectif à 97,0 %, conforme à l'objectif en fin de période TURPE 6, ainsi que l'exclusion des événements exceptionnels. Enedis souligne également que la hausse de la volumétrie des abonnements aux courbes de charge sur le marché de masse représente un défi pour l'entreprise, qui prévoit de renforcer la chaîne communicante pour être en mesure de gérer 50 % de points de livraison abonnés fin 2025. La performance d'Enedis pourrait s'en trouver temporairement dégradée.

La CRE considère qu'une amélioration continue de la chaîne de communication Linky est attendue depuis la fin du déploiement massif, la courbe de charge constituant l'apport majeur des compteurs évolués, essentielle au développement de nouvelles offres innovantes ou de nouveaux services de maîtrise de la consommation. La CRE attend d'un gestionnaire de réseau efficace une anticipation et une adaptation à la hausse des demandes sans perturbation de la qualité de service.

Ainsi, la CRE envisage, d'une part, de rehausser progressivement l'objectif de cet indicateur de 97 % à 99 % (la performance ayant atteint un taux de 98,1 % en 2023) et, d'autre part, de rendre l'incitation symétrique, de telle sorte qu'Enedis soit incité à poursuivre les améliorations si elles permettent d'atteindre une performance supérieure à l'objectif. La CRE envisage également d'harmoniser les indicateurs entre les segments BT ≤ 36, BT > 36 et HTA.

Par ailleurs, la CRE envisage d'adapter le niveau de l'incitation financière à la hausse de la volumétrie des abonnements à la courbe de charge, de telle sorte que la valeur d'une défaillance reste stable aux alentours de 0,05 € par courbe de charge journalière. Le plafond de bonus/malus serait également proportionnel aux abonnements aux courbes de charge, et correspondrait à un bandeau compris entre 1 point au-dessus de l'objectif et 3 points en dessous de l'objectif. (Sur l'hypothèse de 11 millions de clients abonnés à la courbe de charge, le bonus maximal serait donc de 2 M€ et le malus maximal de 6 M€.)

Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h)

Enedis ne constate plus de réclamation sur ces données pour les segments BT > 36 et HTA, et considère donc que cet indicateur ne reflète plus une attente des clients. En effet, la courbe de charge est désormais la donnée de référence sur ces segments. Enedis demande de supprimer cet indicateur.

La CRE est favorable, à ce stade, au maintien du suivi de cet indicateur sans incitation, afin de conserver une transparence sur la qualité de service aux acteurs ayant toujours l'usage de ces données.

Taux de télérelevés pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA (et HTA)

Enedis a atteint un bon niveau de performance sur cet indicateur (99,2 % en 2023) et demande un maintien de l'objectif à 98,7 % en TURPE 7 et une potentielle intégration des consommateurs HTA dans le périmètre, initialement restreint aux compteurs BT > 36 kVA.

Comme demandé par Enedis, la CRE envisage d'inclure les compteurs HTA et de poursuivre la dynamique de hausse de l'objectif jusqu'à 99,2 % et de le maintenir stable pendant le TURPE 7.

Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires

Enedis demande un maintien de l'objectif à 97 %, comme en fin de TURPE 6.

Compte tenu du caractère essentiel des courbes de charge pour le marché d'affaires, la CRE considère nécessaire de poursuivre la hausse des objectifs de cet indicateur (passés de 93 % en 2021 à 97 % en 2024). La CRE envisage une stabilisation de l'objectif pendant le TURPE 7 à 99 %, tout en maintenant le caractère symétrique de l'incitation.

Taux de transmission ponctuelle en infra-journalier des données

Cet indicateur est suivi sans incitation financière. Enedis demande la suppression du suivi de l'indicateur.

Afin de garantir un suivi de la performance d'Enedis et d'assurer une réponse rapide aux demandes de données infra journalières pour les utilisateurs, la CRE envisage de maintenir cet indicateur en suivi sans incitation financière.

En outre, en réponse aux nouveaux enjeux prioritaires ayant émergé au cours de la période TURPE 6, la CRE envisage d'introduire pour la période TURPE 7 les nouveaux indicateurs suivants, en les incitant financièrement.

Complétude des courbes de charge

Les fournisseurs sont confrontés à des problématiques de complétude des courbes de charge qui peuvent les freiner pour proposer de nouvelles offres ou nouveaux services, notamment pour valoriser la flexibilité. Des manquements dans les courbes de charge peuvent également mener à des problèmes de facturation en cas de données inexacts.

A ce titre, la CRE a plusieurs fois demandé à Enedis de proposer un indicateur visant à mesurer la complétude des courbes de charge. Dans le cadre du GT SI ED, Enedis a demandé le suivi d'un indicateur consistant à mesurer le nombre de courbes de charges journalières complètes parmi les courbes publiées. Les premières mesures d'Enedis ont conduit à des résultats de 99,92 % pour le marché d'affaires et de 97,79 % pour le marché de masse³⁷.

La CRE envisage d'inciter cet indicateur pour le marché d'affaires et le marché de masse. Des objectifs initiaux seraient définis à 99,8% pour le marché d'affaires et à 99 % pour le marché de masse.

La CRE envisage des incitations financières symétriques définies comme suit :

- 0,50 € par courbe de charge en dessous ou au-dessus de l'objectif de référence pour le marché d'affaires ;
- 0,05 € par courbe de charge en dessous ou au-dessus de l'objectif de référence pour le marché de masse.

Par ailleurs, la CRE considère que cet indicateur ne suffit pas à refléter pleinement la qualité de service concernant la publication des courbes de charge. En effet, une courbe de charge complète pourrait comprendre des points de mesure faussés.

Qualité des courbes de charge

Pour répondre aux problématiques rencontrées par les fournisseurs sur la qualité des courbes de charge, la CRE envisage d'introduire un nouvel indicateur sur la qualité des courbes de charge, d'une part pour le marché d'affaires et d'autre part pour le marché de masse.

L'indicateur serait la somme de la valeur absolue des écarts journaliers entre les index et les courbes de charge, après correction, en J+7, rapportée à la somme de l'énergie transitée comptée sur les index.

L'objectif serait défini à 0,3 %, correspondant à une marge d'erreur acceptable et difficile à éviter. Il ne paraît ainsi pas nécessaire d'inciter Enedis à diminuer davantage la valeur de cet indicateur.

La CRE envisage donc de mettre en place une pénalité asymétrique définie à 2 €/MWh d'écart au-delà de l'objectif de référence, avec un plafond fixé à 5 M€.

Publication des courbes de charge de postes sources en open data

La CRE souhaite inciter les opérateurs sur la publication en open data des données de réseaux, telles que les courbes de charge des postes sources. Ces données peuvent être utiles aux utilisateurs ou potentiels futurs utilisateurs, notamment pour identifier les opportunités de raccordements ou les besoins de flexibilité. Un nouvel indicateur incité mesurerait le nombre de courbes de charges journalières de postes sources publiées en M+1, rapporté au nombre de jours et au nombre de postes sources du réseau d'Enedis. L'objectif serait fixé à 99 %.

La CRE envisage de mettre en place une pénalité asymétrique définie à 500 k€ par point en dessous de l'objectif de référence avec un plafond fixé à 2 M€.

Enfin, la CRE propose d'intégrer, pour le TURPE 7, les indicateurs suivants sans les inciter financièrement :

³⁷ Sur la période du 02/05/2023 au 20/04/2024.

Traitement des tickets sur les données (SGE)

Afin de s'assurer d'un bon traitement des anomalies et demandes des utilisateurs des données (fermées) gérées par Enedis et mises à disposition *via* la plateforme SGE, la CRE propose de collecter chaque année des informations sur les tickets reçus. L'indicateur suivi mesurerait distinctement pour les anomalies et pour les demandes :

- le nombre de tickets reçus ;
- la durée moyenne de traitement des tickets ;
- le nombre de tickets non traités au bout de 30 jours.

Traitement des tickets sur les Open data

Afin de s'assurer d'un bon traitement des anomalies et demandes des utilisateurs des données ouvertes publiées par Enedis, la CRE propose de collecter chaque année des informations sur les tickets reçus. L'indicateur suivi mesurerait distinctement pour les anomalies et pour les demandes :

- le nombre de tickets reçus ;
- la durée moyenne de traitement des tickets ;
- le nombre de tickets non traités au bout de 30 jours.

Mise à disposition des données statiques des compteurs aux tiers autorisés

Par ailleurs, la CRE souhaite introduire un projet prioritaire visant la mise à disposition des données statiques des compteurs aux tiers bénéficiant d'une autorisation de l'utilisateur d'accès à ses données (ci-après « tiers autorisés »). En effet, ces derniers n'ont pas accès à certaines données telles que la puissance souscrite ou les plages temporelles des clients, qui sont accessibles uniquement aux fournisseurs. Comme demandé par de nombreux acteurs, la CRE propose de demander à Enedis de mettre ces données à la disposition des tiers autorisés, c'est-à-dire ayant recueilli le consentement des titulaires des contrats. Le délai de réalisation de ce projet prioritaire serait le 1^{er} janvier 2027.

Question 29 Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative de la transmission des données envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?

Question 30 Considérez-vous pertinent de maintenir le périmètre existant des indicateurs (ne pas en exclure les compteurs concernés par une coupure longue sur les jours concernés) ?

3.5.4. Bilan électrique

Les indicateurs sur la fiabilité du bilan électrique permettent de mesurer la performance d'Enedis dans le calcul de ce bilan, et notamment :

- la transmission des données à RTE pour réaliser le bilan électrique ;
- la fiabilité du profilage pour les sites qui ne sont pas relevés sur courbe de charge mais sur index : une bonne fiabilité évite des adaptations *a posteriori* pour les fournisseurs ;
- la fiabilité de la prévision du volume de pertes : une bonne fiabilité minimise la génération d'écarts pour Enedis qui est Responsable d'Equilibre de ses pertes. Les différences de volume entre le prévisionnel (acheté) et le réalisé sont facturées au prix des écarts qui intègre un surcoût par rapport au prix spot.

Plusieurs évolutions intervenues pendant le TURPE 6 conduisent la CRE à envisager de réviser certains indicateurs et d'en supprimer d'autres. Il s'agit des évolutions des règles MA-RE, de la refonte de la reconstitution des flux (dit « système cible ») avec notamment la fusion des processus écart et Recotemp, ainsi que du passage en pertes bouclantes avec l'utilisation des données Linky au pas journalier. La CRE propose la modification de 3 des 4 indicateurs incités et la suppression du quatrième.

Ces évolutions sont présentées ci-après.

Transmission des Bilan Globaux de Consommation (BGC) à RTE

Cet indicateur mesure le taux de respect du délai d'envoi à RTE des Bilans Globaux de Consommation (BGC) des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (c'est-à-dire avec des sites dans leur périmètre d'équilibre) sur le réseau d'Enedis pour la semaine S-2 en semaine S.

Les règles MA-RE à l'article 3.R.1.7.2 précisent que ces données doivent être envoyées par Enedis en S+1 pour la semaine S. La CRE propose de faire évoluer cet indicateur en cohérence avec les règles MA-RE afin de mesurer le taux de respect du délai d'envoi à RTE des BGC des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'Enedis en S+1 pour la semaine S.

La CRE envisage de maintenir l'objectif à 98 %, dans la continuité du TURPE 6, et de conserver le principe d'incitation asymétrique en cohérence avec l'obligation d'Enedis de transmettre ces éléments à RTE. Ainsi, Enedis supporte un malus financier s'il n'atteint pas l'objectif fixé.

Question 31 Êtes-vous favorable à l'orientation de la CRE d'adapter l'indicateur conformément aux évolutions des règles MA-RE ? Êtes-vous favorable au maintien du niveau de l'objectif et de l'incitation asymétrique ?

Energie calée et normalisée en Recotemp

Cet indicateur incité mesure la précision du modèle de profilage pour les clients profilés (BT ≤ 36 kVA). Le « système cible » entraînant une fusion du processus écart (jusqu'en M+12) et Recotemp (en M+14), rend nécessaire d'adapter cet indicateur à ces évolutions. La dernière étape du nouveau processus aura lieu pour chaque mois en M+12.

Enedis a proposé dans sa demande tarifaire une nouvelle méthode de calcul pour cet indicateur. La CRE est favorable à cette demande et propose de faire évoluer le calcul de cet indicateur de la manière suivante :

- somme pour chaque Responsable d'Equilibre et chaque pas quart-heure de la valeur absolue de la différence entre l'énergie allouée en M+12 avant calage et normalisation (journalière) et l'énergie allouée après calage et normalisation (journalière), en pourcentage de la somme des consommations et productions profilées.

La fréquence de calcul de cet indicateur passerait, d'après cette définition, à un pas mensuel.

Par ailleurs, les évolutions successives associées à la refonte du processus Recoflux ont permis une très forte amélioration de la précision du profilage, ce qui explique les très bonnes performances d'Enedis sur la période TURPE 6 par rapport à l'objectif fixé.

Indicateur		2021	2022	2023	Cumulé 2021-2023
Energie calée et normalisée en Recotemp	Objectif	3,97%	3,87%	3,7%	
	Résultat	1,97%	1,55%	1,2%	
	Incitation (M€)	2.5	2.5	2.5	7.5

La CRE envisage à ce stade :

- de retenir l'évolution de la méthode de calcul et de fixer l'objectif mensuel à 1,20 % pour l'ensemble de la période TURPE 7, en ligne avec le niveau proposé par Enedis et en cohérence avec les résultats observés ;
- de l'accompagner d'une incitation asymétrique (Enedis subirait un malus financier dans le cas où l'objectif ne serait pas atteint) afin d'inciter Enedis à maintenir le bon niveau de performance acquis. La CRE estime à ce stade qu'une nouvelle amélioration de performance n'est pas indispensable et pourrait entraîner des coûts trop importants.

Question 32 Êtes-vous favorable à l'évolution du calcul de l'indicateur pour prendre en compte les évolutions sur le processus Recoflux ? Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de ne pas inciter Enedis à rechercher une performance encore meilleure ?

Ecart au périmètre des pertes

Cet indicateur permet d'apprécier la qualité de prévision des pertes par Enedis. La délibération TURPE 6 prévoyait, d'une part un audit en cas de dépassement d'un taux d'écart de 4 % jusqu'à la mise en place du « système cible » et, d'autre part, la suspension de cet indicateur dès le passage en système cible pour éviter des résultats non pertinents. Les processus écart et Recotemp étant fusionnés dans un unique processus écart, le nouveau taux d'écart avait une probabilité d'augmentation importante et difficilement prévisible (cette suspension est intervenue pour le calcul de l'indicateur annuel de 2023). Le taux de 4 % pour les processus écart n'a pas été dépassé sur la période TURPE 6 où il était en vigueur soit 2021 et 2022.

Les écarts dans la prévision des pertes, affectés au périmètre d'équilibre d'Enedis, génèrent des surcoûts d'achat de ces pertes qui sont supportés in fine par les consommateurs notamment *via* le prix de règlement des écarts.

Enedis demande la suppression de cet indicateur ou le cas échéant, de fixer un objectif cible d'écart à 7,2 % fondé sur le réalisé observé sur le deuxième semestre 2023. Sur la période TURPE 6, le taux relatif au processus écart a été maintenu en dessous des 4 %. Toutefois, le nouveau processus écart intègrera désormais le processus historique Recotemp en plus du processus écart historique et il n'est donc pas possible de caler le niveau sur les performances passées d'Enedis pour cet indicateur.

La CRE envisage à ce stade de maintenir cet indicateur et d'introduire une incitation financière avec un niveau cible de 5,6 % fondé sur l'historique d'un an disponible à ce jour (année 2023 complète) du fait du passage en « système cible » avec une dégressivité pour atteindre 5,4 % en 2028.

La CRE estime que les bonus/malus associés à cette incitation doivent être cohérents avec les enjeux associés avec les écarts au périmètre d'équilibre. La CRE envisage donc de fixer une incitation financière symétrique avec une force de l'incitation de 100 k€ par 0,1 % d'écart supérieur au taux cible.

Question 33 Êtes-vous favorable à une incitation financière sur les écarts au périmètre des pertes pour Enedis et au niveau de l'objectif proposé par la CRE ? Êtes-vous favorable aux modalités d'incitation financière proposées ?

Qualité de la prévision des pertes relative à l'énergie non affectée

Enedis demande la suppression de l'indicateur sur la qualité de la prévision des pertes relative à l'énergie non affectée (ENA). La CRE partage cette position et envisage de supprimer cet indicateur car la refonte du processus Recoflux fait disparaître l'énergie non affectée (ENA) en fusionnant le processus écart et Recotemp.

Indicateurs de suivi

Le TURPE 6 prévoyait 6 indicateurs spécifiques au bilan énergie. Enedis demande la suppression de ceux qui ne sont plus adaptés du fait du passage en système cible.

La CRE propose de supprimer l'indicateur sur la transmission des BGC en S-1 car il est équivalent à l'indicateur que la CRE propose d'inciter (Transmission des BGC à RTE) et elle est favorable à la demande concernant les indicateurs devenus obsolètes. La liste des deux indicateurs de suivi que la CRE propose de maintenir est présentée en annexe.

Question 34 Êtes-vous favorable à la suppression de l'indicateur sur la qualité de prévision des pertes relatives à l'ENA, ainsi qu'à la suppression d'indicateurs de suivi de la qualité de service relative au bilan électrique envisagées par la CRE ?

3.6. Régulation incitative de la qualité d'alimentation

3.6.1. Dispositif en vigueur

3.6.1.1. Définitions des indicateurs

Pour la période TURPE 6, la continuité d'alimentation d'Enedis est suivie au moyen de 5 indicateurs, tous incités financièrement :

- durée moyenne de coupure en BT (dit critère B), ce critère est exprimé en minutes de coupure par point de livraison par an ;
- durée moyenne de coupure en HTA (dit critère M), ce critère est exprimé en minutes de coupure par point de livraison par an ;
- fréquence moyenne de coupure en BT (dit critère F-BT), ce critère est exprimé en nombre de coupures par point de livraison par an ;
- fréquence moyenne de coupure en HTA (dit critère F-HTA), ce critère est exprimé en nombre de coupures par point de livraison par an ;
- mécanisme de pénalité versée aux consommateurs en cas de coupure longue.

S'agissant des quatre indicateurs relatifs aux durées et fréquences moyennes de coupure, les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance d'Enedis, en fonction du respect ou non de cet objectif, génère des bonus ou malus. Pour la période TURPE 6, les bonus et malus pour les quatre indicateurs combinés sont plafonnés à ± 83 M€ par an.

Le mécanisme de pénalités pour les coupures longues repose sur le versement automatique, directement par les GRD aux fournisseurs des consommateurs concernés³⁸, de pénalités en cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance des réseaux publics. Les pénalités sont calculées forfaitairement et déclinées par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure.

Lorsque l'interruption d'alimentation est due à une défaillance du réseau public de transport, les indemnités sont versées au consommateur par le GRD, mais RTE les rembourse au GRD concerné.

Le traitement tarifaire pour Enedis prend la forme suivante :

- un montant annuel prévisionnel de pénalités est intégré dans la trajectoire des charges nettes d'exploitation d'Enedis, et couverte par le TURPE ;
- si les indemnités sont inférieures à la prévision, Enedis conserve le gain ; si elles dépassent la prévision, elles sont laissées à la charge d'Enedis dans la limite d'un plafond. Les montants qui dépassent ce plafond sont alors couverts, *a posteriori*, via le CRCP.

Une définition détaillée des indicateurs figure en annexe de la présente consultation.

³⁸ Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage. Il est applicable à l'ensemble des GRD (Enedis, ELD et EDF SEI).

La CRE a présenté ses orientations préliminaires concernant la continuité d'alimentation lors d'un atelier thématique, le 3 juillet 2024, dédié à la qualité de service et à la continuité d'alimentation des gestionnaires de réseaux d'électricité.

3.6.2. Bilan du dispositif sur la période TURPE 6

3.6.2.1. Durées moyennes de coupure

Les critères B et M mesurent les durées moyennes de coupure, respectivement en BT et en HTA. Selon son niveau par rapport à l'objectif de référence, la performance réalisée d'Enedis donne lieu à un bonus ou à un malus, qui est de 6,4 M€/minute en BT et 5,9 M€/minute en HTA.

Depuis l'introduction de la régulation incitative sur la continuité d'alimentation dans le TURPE 3, la performance d'Enedis sur les critères B et M est en amélioration.

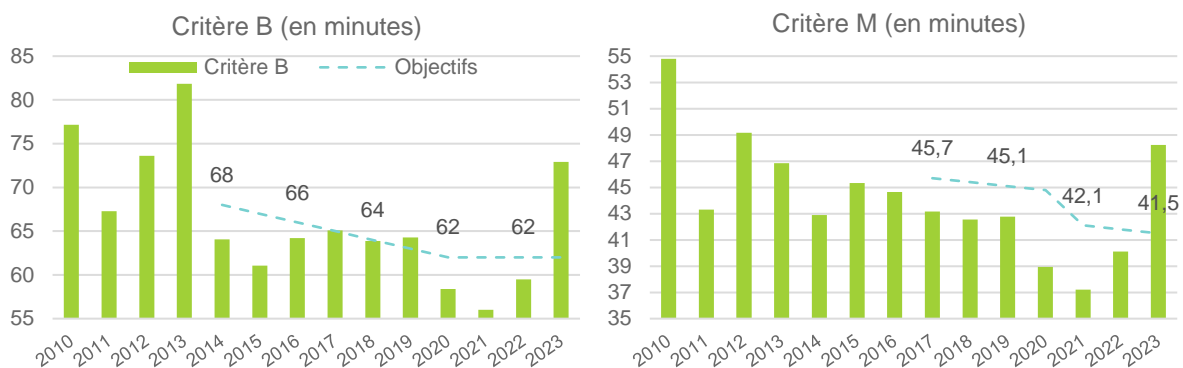


Figure 17. Durée moyenne de coupure en BT (critère B) et en HTA (critère M)

Sur la période TURPE 6, Enedis a battu les objectifs de référence en 2021 et 2022, mais sa performance en 2023 a été très inférieure aux objectifs fixés. En effet, un nombre élevé d'événements climatiques d'ampleur⁴⁷ (notamment les tempêtes Ciaran et Domingos en fin d'année) ont causé un nombre de coupures supérieur aux années précédentes. Les événements climatiques ont ainsi représenté 32 % du critère B en 2023, contre 24 % en 2022 et 22 % en 2021.

De même, les événements climatiques nombreux observés en 2023 expliquent la mauvaise performance d'Enedis sur le critère M (cf. Figure 17).

3.6.2.2. Fréquences moyennes de coupure

Les critères F-BT et F-HTA mesurent la fréquence moyenne des coupures sur les réseaux BT et HTA, et sont, comme les durées moyennes de coupures, associés à des objectifs de référence. Selon son niveau par rapport à cet objectif, la performance d'Enedis donne lieu à un bonus ou à un malus de 4 M€/coupure annuelle en BT et de 20 M€/coupure annuelle en HTA.

Le tarif TURPE 6 a poursuivi la dynamique de renforcement des objectifs, tout en en réduisant le rythme, compte tenu du niveau déjà atteint par Enedis sur la période TURPE 5.

Toutefois si les résultats ont été proches des objectifs en 2021, la performance d'Enedis s'est détériorée en 2022 et 2023, générant des malus (cf. Figure 18).

⁴⁷ Un événement climatique dit « d'ampleur » est défini par Enedis comme un épisode météorologique borné dans le temps qui génère au moins 100 incidents de cause climatique sur le réseau HTA.

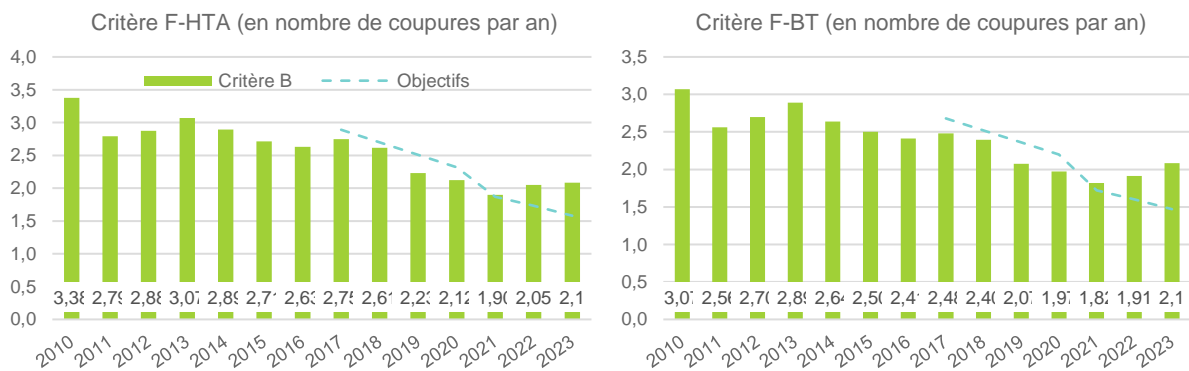


Figure 18. Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT) et en HTA (critère F-HTA)

3.6.2.3. Pénalités pour coupures longues

Comme présenté en partie 3.6.1.1, le mécanisme d'indemnités pour coupures longues impose aux GRD de verser des indemnités aux clients coupés pour une durée consécutive supérieure à 5 heures. Ces indemnités doivent être versées quelle que soit l'origine de la coupure.

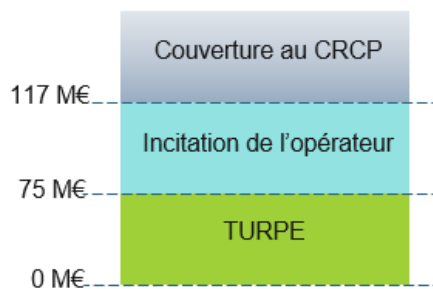


Figure 19. Fonctionnement du mécanisme de pénalités pour coupures longues pour Enedis sur la période TURPE 6

Le TURPE 6 prend en charge les indemnités versées par Enedis avec une couverture *ex ante* à 75 M€ par an. Le plafond au-delà duquel les sommes versées par Enedis sont compensées *via* le CRCP est fixé à 117 M€. Enedis est ainsi exposé à un « bandeau » de risque de 42 M€/an (cf. Figure 19).

En 2021 et 2022, Enedis a conservé 52 M€ du fait de versements d'indemnités inférieurs aux trajectoires tarifaires. En 2023, sur les 92 M€ de dépassement liés au montant exceptionnellement élevé d'indemnités, Enedis a supporté une perte de 42 M€ et 50 M€ lui ont été compensés *via* le CRCP.

3.6.2.4. Bilan du TURPE 6 sur la continuité d'alimentation

Au total, Enedis a supporté, sur la période 2021-2023, un malus cumulé de 42 M€ sur les indicateurs de durée et de fréquence de coupures, soit environ 0,1 % de son revenu autorisé, et conservé 10 M€ sur le mécanisme d'indemnités pour coupures longues. Le détail des performances et des incitations financières versées à Enedis est présenté dans le Tableau 17 et le Tableau 18 ci-dessous :

Consultation publique N°2024-16

11 octobre 2024

Indicateur		2021	2022	2023	Moyenne 2021-2023	Cumulé 2021-2023
Durée moyenne annuelle de coupure en BT (critère B)	Objectif (minutes)	62,00	62,00	62,00	62,00	
	Résultat (minutes)	56,00	59,50	72,90	62,80	
	Incitation (M€)	38,4	16,1	-69,9	-5,1	-15,4
Durée moyenne annuelle de coupure en HTA (critère M)	Objectif (minutes)	42,10	41,80	41,50	41,80	
	Résultat (minutes)	37,20	40,10	48,20	41,80	
	Incitation (M€)	29,0	9,9	-39,7	-0,3	-0,8
Fréquence moyenne annuelle de coupure en BT (critère F-BT)	Objectif (coupures/an)	1,72	1,60	1,50	1,60	
	Résultat (minutes)	1,82	1,91	2,10	1,90	
	Incitation (M€)	-0,4	-1,2	-2,4	-1,3	-4,0
Fréquence moyenne annuelle de coupure en HTA (critère F-HTA)	Objectif (coupures/an)	1,87	1,73	1,60	1,70	
	Résultat (minutes)	1,90	2,05	2,10	2,0	
	Incitation (M€)	-1,5	-6,4	-13,9	-7,3	-21,8
Total						-42,0

Tableau 17. Synthèse du bilan des indicateurs de qualité d'alimentation d'Enedis sur la période TURPE 6

	2021	2022	2023	Moyenne 2021-2023	Cumulé 2021-2023
Pénalités pour coupures longues versées par Enedis (en M€)	45	53	167	88	265
<i>dont montants couverts ex ante par le tarif</i>	75	75	75	75	225
<i>dont montants pris en charge au CRCP</i>	0	0	50	17	50
<i>dont montants supportés par Enedis*</i>	-30	-22	42	-3	-10

Tableau 18. Synthèse du bilan du mécanisme de pénalités pour coupures longues sur la période TURPE 6

* Un montant négatif correspond au cas où Enedis a versé moins d'indemnités que le bandeau ex ante (il conserve alors l'écart) ; un montant positif indique qu'Enedis a supporté des charges au titre de la bande d'exposition prévue par le tarif.

3.6.3. Evolutions envisagées de la régulation incitative de la continuité d'alimentation

3.6.3.1. Enjeux pour la période TURPE 7

La CRE identifie plusieurs enjeux pour Enedis concernant la continuité d'alimentation pour le TURPE 7.

L'intégration des données Linky dans le calcul des indicateurs de continuité d'alimentation constitue une priorité pour la prochaine période tarifaire. L'intégration de ces données améliorera la fiabilité des indicateurs, avec une vision plus fine des temps de coupure et une meilleure information sur la nature ou l'origine de ces coupures. Lors de l'atelier du 3 juillet dernier, plusieurs acteurs ont partagé l'importance de pouvoir bénéficier de données fiabilisées issues de Linky pour le calcul du critère B.

Dans la délibération TURPE 6, la CRE avait déjà fixé à Enedis un calendrier engageant pour l'automatisation du calcul du critère B en intégrant progressivement les données Linky dans le processus de collecte des données de coupure. Par ailleurs, en 2021, la CRE a mené un audit de la méthode de calcul du critère B par Enedis qui a fourni une première estimation quantitative de l'impact des données Linky sur le niveau du critère B.

La délibération TURPE 6 prévoyait qu'à fin 2024, Enedis devrait avoir mis en place un processus de calcul automatique du critère B utilisant les données issues du compteur évolué Linky. Les objectifs de ce calendrier sont en grande partie atteints (cf. partie 3.6.3.2).

3.6.3.2. Orientations envisagées pour la période TURPE 7

De manière générale, la CRE envisage de reconduire la régulation incitative de la continuité d'alimentation pour la période TURPE 7, en adaptant le niveau des objectifs pour tenir compte, d'une part, des niveaux de performance atteints par Enedis et d'autre part, de l'intégration des données Linky.

Les adaptations que la CRE envisage à ce stade sont présentées ci-après pour chacun des indicateurs.

3.6.3.2.1. Durée moyenne de coupure

Demande d'Enedis

Pour la période TURPE 7, Enedis propose une trajectoire des critères B et M en amélioration de -0,3 minute par an par rapport à l'objectif du TURPE 6 de 62 mn, pour atteindre 60,8 minutes en 2028. Enedis considère que le rythme d'amélioration de ces critères devrait ralentir, compte tenu du niveau déjà atteint et du coût élevé de toute nouvelle amélioration.

Enedis considère que l'intégration des données issues de la chaîne communicante Linky n'a pas d'effet sur le niveau de la performance, et ne demande pas d'adaptation particulière.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE a mandaté un cabinet externe pour auditer la demande d'Enedis sur le niveau des indicateurs de continuité d'alimentation, et notamment les critères B et M. Ce rapport est publié simultanément à la présente consultation publique. Cet audit fait à la suite d'une première étude en 2021 sur la méthodologie d'Enedis pour l'exploitation des données des compteurs Linky pour le calcul du critère B.

La délibération TURPE 6 a fixé l'objectif d'intégrer les données Linky dans le calcul du critère B d'ici fin 2024. A ce stade, Enedis a indiqué à la CRE que l'objectif devrait être atteint à cette échéance.

Les conclusions de l'audit mené pour la CRE en 2024 s'appuient sur une chaîne de remontée des événements de coupures qui n'est plus entièrement simulée comme en 2021, mais qui n'est pas encore complète. Afin d'estimer l'impact de la chaîne finale sur les niveaux de performance attendus sur la période TURPE 7, Enedis a mis en place un ensemble de scripts permettant de reproduire une partie des traitements qui ne sont pas réalisés opérationnellement aujourd'hui afin de produire des premières données.

Tenant compte de ces nouvelles données, les conclusions de l'audit de 2024 sont similaires à celles de l'audit de 2021 concernant les indicateurs relatifs aux durées moyennes de coupures.

Concernant le critère B, l'auditeur propose plusieurs approches, dont les résultats, relativement proches de la demande d'Enedis, attestent d'une certaine robustesse méthodologique. Il propose notamment d'adopter une méthode fondée sur une valeur 2024 égale à la moyenne des résultats observés entre 2020 et 2023, suivie d'une variation annuelle égale à la médiane des évolutions observées sur la période 2017-2023, soit -0,63 %/an, permettant de neutraliser les valeurs de certaines années exceptionnelles. Cette méthode permet d'harmoniser en partie l'approche avec les critères en fréquence. Elle est plus ambitieuse que la demande d'Enedis.

Concernant le critère M, l'auditeur propose deux méthodes similaires à celles explorées pour le critère B, dont les résultats sont similaires ou légèrement supérieurs à la demande d'Enedis.

A partir des analyses de l'auditeur, la CRE envisage à ce stade de renforcer les objectifs d'Enedis pour le critère B, mais de retenir la demande d'Enedis pour le critère M. Les orientations de la CRE, à partir des préconisations de l'auditeur, sont détaillées ci-après :

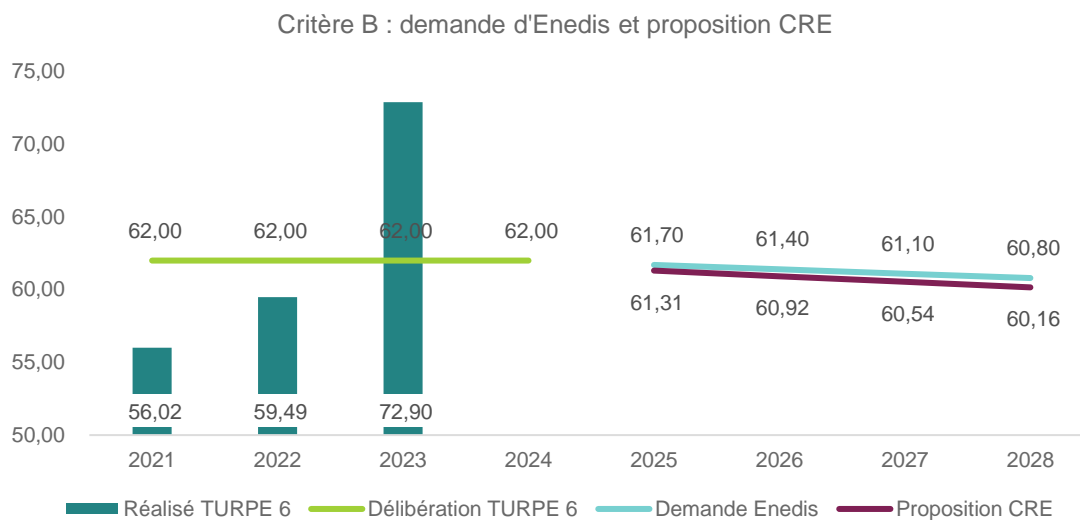


Figure 20. Critère B : orientation préliminaire de la CRE pour TURPE 7

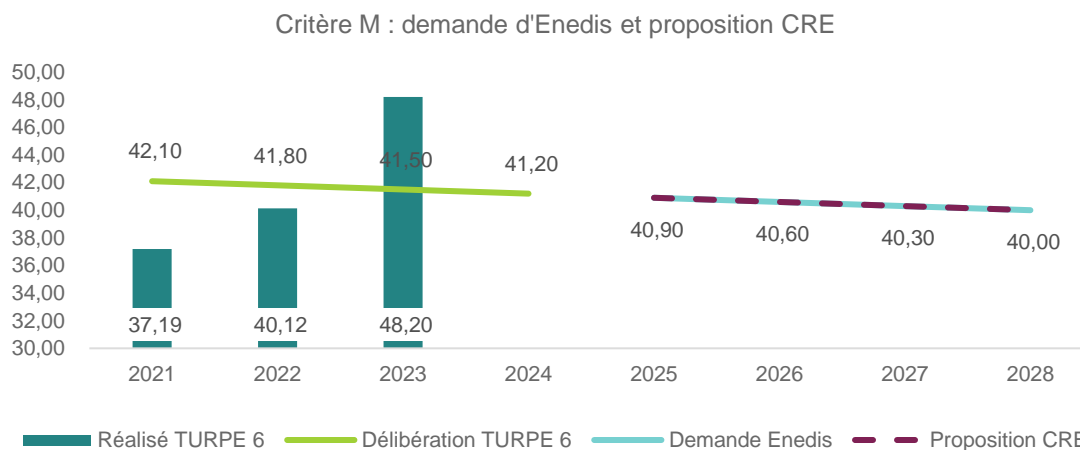


Figure 21. Critère M : orientation préliminaire de la CRE pour TURPE 7

Enfin, la CRE n'envisage pas d'augmenter les niveaux d'incitations pour les critères B et M pour la période TURPE 7 dans la même proportion que le revenu autorisé d'Enedis. Les valeurs pourraient être les suivantes, pour l'ensemble de la période :

- 6,4 M€/minute pour le critère B ;
- 5,9 M€/minute pour le critère M.

3.6.3.2.2. Fréquence moyenne de coupure

Demande d'Enedis

La demande d'Enedis est en rupture avec les objectifs fixés pour la période TURPE 6. Enedis considère en effet que ces derniers, trop ambitieux, ont entraîné des malus importants.

Aussi, pour la période TURPE 7, Enedis demande :

- un recalage de la trajectoire cible au début du TURPE 7 au niveau de la performance réalisée pendant le TURPE 6, et donc en net retrait par rapport aux objectifs du TURPE 6 ;
- un recalage supplémentaire consécutif à l'intégration des données Linky : Enedis estime que la fréquence moyenne de coupure augmentera mécaniquement du fait de la nouvelle chaîne communicante. En effet, à performance équivalente vue du réseau et du client, cette dernière compte plus finement le nombre de coupures, tandis que l'ancienne chaîne en agrégeait un certain nombre ;
- un renforcement ultérieur des objectifs, dont le rythme décroît progressivement.

Analyse préliminaire de la CRE

Concernant le recalage de la trajectoire cible, indépendamment des données Linky, la CRE partage le constat d'Enedis de niveaux d'objectifs trop élevés en TURPE 6, et la pertinence de rehausser le niveau des objectifs pour la période TURPE 7. Elle envisage toutefois de retenir un niveau d'objectif plus élevé que celui demandé par Enedis.

La CRE considère qu'il est prématuré de fixer des objectifs pour les critères en fréquence sur l'ensemble du TURPE 7, car les effets de l'intégration de la chaîne Linky sont très difficiles à prévoir. Elle envisage à ce stade de fixer les objectifs de la qualité d'alimentation en deux temps. Les objectifs en fréquence pour 2025 seraient recalés au niveau de la performance réalisée entre 2021 et 2023 :

- 1,87 coupure/an pour le critère F-BT ;
- 2,00 coupures/an pour le critère HTA.

Les objectifs pour les années 2026, 2027 et 2028 seraient fixés, après consultation publique, dans la délibération d'évolution annuelle du TURPE 7 HTA-BT au 1^{er} août 2026, afin d'intégrer les effets de la nouvelle chaîne SI et de l'intégration des données Linky.

L'approche envisagée par la CRE, à partir des préconisations de l'auditeur, amènerait aux trajectoires suivantes, hors intégration des données Linky :

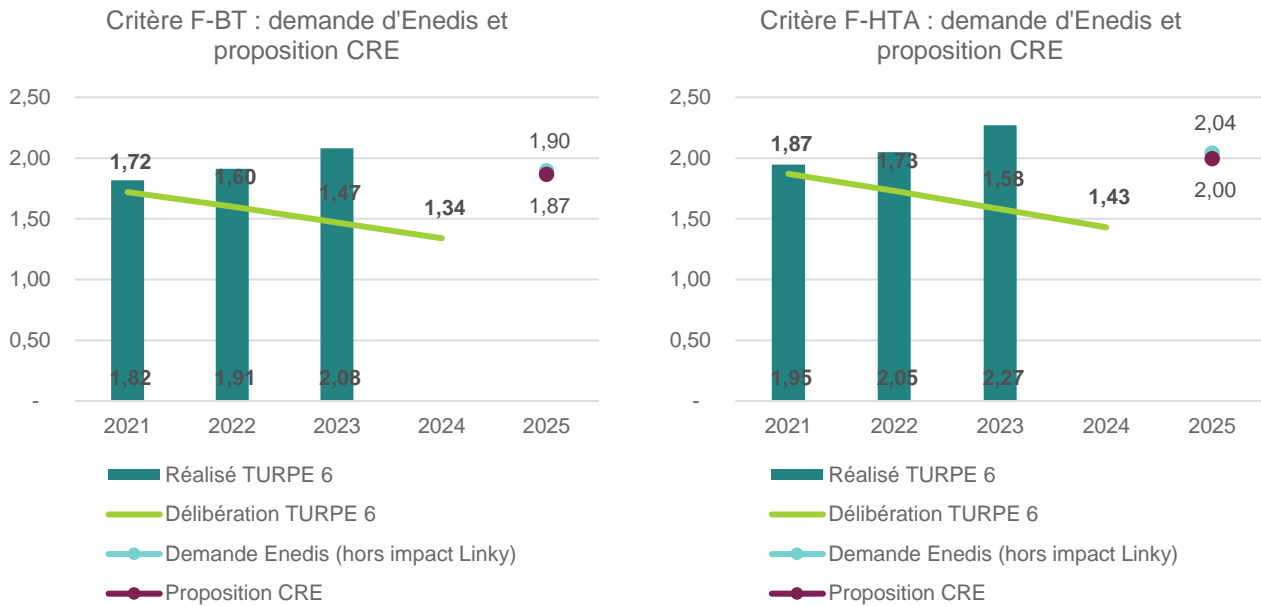


Figure 22. Critère F-BT et F-HTA : orientation préliminaire de la CRE

Enfin, comme pour les critères en durée, la CRE n’envisage pas de modifier les niveaux d’incitations des critères F-BT et F-HTA pour la période TURPE 7, qui serait donc les suivants :

- 4,0 M€/coupure pour le critère F-BT ;
- 20,0 M€/coupure pour le critère F-HTA.

Enfin, la CRE envisage d’augmenter le plafond pour l’ensemble des 4 indicateurs relatifs à la durée et à la fréquence des coupures. Fixé à ± 83 M€ par an pour le TURPE 6, la CRE envisage de le rehausser à proportion de l’évolution du revenu autorisé prévisionnel d’Enedis sur le TURPE 7 (cf. partie 3.10). Le plafond s’élèverait ainsi à ±108 M€ à partir de la demande tarifaire d’Enedis.

Question 35 Êtes-vous favorable aux niveaux d’objectifs proposés par la CRE pour les critères B, M, F-BT et F-HTA ? Êtes-vous favorable à la fixation lors de la première mise à jour tarifaire du TURPE 7 des objectifs des critères F-BT et F-HTA pour les années 2026, 2027 et 2028 ?

3.6.3.2.3. Pénalités pour coupures longues

Demande d’Enedis

Comme pour les indicateurs relatifs à la fréquence de coupures, Enedis considère que l’intégration des données Linky va profondément modifier le calcul des coupures longues par la nouvelle chaîne SI.

En effet, là où l’ancienne chaîne agrégeait les coupures liées à un même incident, la nouvelle chaîne pourra identifier plusieurs coupures distinctes si des réalimentations temporaires ont lieu. A performance équivalente vue du réseau, la nouvelle chaîne comptera plus de coupures, mais moins de coupures longues supérieures à 5 heures.

Enedis estime la baisse du nombre de coupures longues à -20 % pour le TURPE 7. Enedis propose de reconduire le mécanisme en vigueur, mais d’adapter les seuils de couverture tarifaire à l’évolution du nombre de coupures longues de plus de 5 heures avec le nouveau SI post-déploiement massif de Linky (-15 M€, soit 60 M€/an), tout en maintenant une exposition au risque de 42 M€ pour l’opérateur.

	2025	2026	2027	2028
Bandeau de trajectoire OPEX à couvrir <i>ex ante</i> par le tarif demandé par Enedis (M€/an)		60		
Plafond au-delà duquel Enedis demande la couverture <i>via</i> le CRCP (M€/an)		102		

Tableau 19. Demande d'Enedis relative aux indemnités pour coupures longues pour la période TURPE 7

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE note que certains utilisateurs ne bénéficieront plus d'indemnités du fait de la meilleure identification des coupures dans les SI d'Enedis, alors que le préjudice subi demeurerait similaire. Par ailleurs, l'effet de la nouvelle chaîne de mesure est très incertain, comme pour la fréquence de mesure.

La CRE envisage ainsi, de manière analogue aux critères relatifs à la fréquence de coupure, de déterminer en deux temps les niveaux du mécanisme d'indemnités pour coupures longues :

- pour la première année du TURPE 7 (2025), garder le niveau actuel, afin de confirmer l'effet de l'intégration des données Linky sur les coupures longues ;
- fixer, dans le cadre de la première évolution annuelle du TURPE au 1^{er} août 2026, les objectifs des années 2026, 2027 et 2028, en s'appuyant sur la comparaison de l'ancienne chaîne et de la nouvelle chaîne sur les années 2024 et début-2025 pour évaluer l'effet de la nouvelle chaîne sur le niveau de couverture des indemnités. La CRE pourrait, à cette occasion, faire évoluer le mécanisme pour les clients dont le préjudice ressenti est identique, mais qui ne seraient plus indemnisés du fait de la nouvelle chaîne de mesure. Elle envisage de demander à Enedis de lui donner la visibilité sur les délais d'adaptation des SI qui seraient nécessaires.

3.7. Développement des flexibilités au service du réseau

3.7.1. Contexte et enjeux du développement des flexibilités locales

Les réseaux électriques doivent s'adapter aux besoins générés par l'électrification rapide des usages et le développement des énergies renouvelables. Au vu des progrès récents réalisés dans les domaines du comptage évolué, du stockage, du numérique et des automates, de plus en plus d'équipements ont la capacité d'être flexibles, c'est-à-dire de modifier leur courbe d'injection ou de soutirage en réponse à un signal.

Pour les réseaux électriques, le développement de la flexibilité représente une opportunité pour :

- accélérer les délais d'accès au réseau électrique : la saturation de nombreuses zones du réseau retarde le raccordement de nouveaux actifs dans l'attente de travaux. La capacité des réseaux ne doit pas ralentir la transition énergétique en limitant le traitement des demandes de raccordements en forte croissance ;
- optimiser les coûts de dimensionnement et d'exploitation des réseaux : RTE et Enedis évaluent chacun à 100 Mds€ les besoins en investissements sur leurs réseaux d'ici à 2040, qui seront à la charge des utilisateurs. Le recours à la flexibilité peut permettre de reporter un investissement ou s'y substituer ;
- répondre à un besoin immédiat et court terme d'exploitation : l'usage des flexibilités au niveau national par RTE dans le cadre de la gestion de l'équilibre offre-demande est déjà largement répandu et très largement ouvert aux nouvelles capacités de flexibilité. *A contrario*, leur usage pour répondre aux congestions locales sur le réseau ne s'est pas encore généralisé.

En France, les capacités de flexibilité des installations de production et de consommation étaient jusqu'à présent principalement utilisées par RTE dans le cadre des mécanismes nationaux, tant pour assurer l'équilibre offre/demande que pour traiter les congestions sur le RPT. Les actifs flexibles, injectant ou soutirant sur le réseau, peuvent participer à divers marchés du système électrique à toutes les échelles de temps : *spot*, marché à terme, services système, mécanisme d'ajustement, etc.

A la différence du réseau de transport, les congestions locales au niveau des réseaux de distribution ne sont pas traitées par des mécanismes d'équilibrage offre-demande : les GRD procèdent par défaut à des renforcements de leurs réseaux afin de respecter les plages de tension contractuelles aux points de livraison, d'éliminer les risques de surcharge dans les ouvrages et de reconstituer les marges nécessaires pour les manœuvres de conduite et d'exploitation à la suite de travaux ou d'un incident sur le réseau. Or, le déploiement décentralisé des capacités de production renouvelable et les modifications des usages électriques entraînent une plus forte volatilité de la production et surtout une modification des flux sur les réseaux qui ne sont plus nécessairement descendants du réseau de transport vers le réseau de distribution, comme c'était le cas historiquement. Le refoulement du réseau public de distribution vers le réseau de transport est en hausse : il représentait 29 TWh en 2023 contre 13 TWh en 2018.

La directive 2019/944⁴⁰ du Clean Energy Package prévoit le développement des flexibilités et leur généralisation dans la gestion et le développement des réseaux, tout particulièrement pour les réseaux de distribution. Elle assigne aux Etats membres et notamment aux régulateurs nationaux le rôle d'inciter les gestionnaires de réseaux dans cette voie. En particulier, son article 32 dispose que les États membres doivent fournir « *le cadre réglementaire nécessaire pour autoriser et inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acquérir des services de flexibilité, y compris en ce qui concerne la gestion de la congestion dans leurs zones. [...] Les gestionnaires de réseau de distribution achètent ces services selon des procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché, à moins que les autorités de régulation n'aient établi que l'achat de ces services n'est pas efficace sur le plan économique* ».

Au vu de ces enjeux, la CRE a organisé un atelier de travail sur la mobilisation des flexibilités au service des réseaux le 25 avril 2024 au cours duquel un bilan du développement des différentes solutions de flexibilité réseau chez Enedis et RTE a été présenté. Cette analyse est accessible dans le support de l'atelier, publié simultanément à cette consultation publique.

3.7.2. Bilan du développement des flexibilités locales sur la période TURPE 6

A travers des projets et des expérimentations, à des stades de maturité plus ou moins avancés, Enedis et RTE testent le recours à la flexibilité locale dans différentes situations.

3.7.2.1. La mobilisation des flexibilités locales comme alternative à un investissement ou pour répondre à un besoin d'exploitation du réseau

Afin d'optimiser les coûts d'investissements de renforcement, plusieurs projets ont été initiés par Enedis et RTE :

- Enedis a élaboré la méthode CritFlex qui permet d'arbitrer entre des renforcements du réseau et le recours à la flexibilité locale dans le cas de contraintes en soutirage. Une solution de flexibilité est retenue si elle est plus efficace économiquement que l'investissement en tenant compte des risques de défaillances et des pertes évitées sur le réseau ;
- RTE a lancé un appel d'offres expérimental sur la zone de Perquie (Landes), attribué en septembre 2024⁴¹. L'appel d'offres consiste à mettre en concurrence un renforcement du réseau et un stockage raccordé en HTB.

⁴⁰ [Directive \(UE\) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE](#)

⁴¹ [Délibération n°2024-157 de la CRE du 4 septembre 2024 portant approbation d'un contrat entre RTE et EDF Renouvelables concernant la contractualisation de flexibilités locales pour la résolution des congestions](#)

Les flexibilités peuvent également être mobilisées en réponse à un besoin immédiat et court terme d'exploitation, notamment en cas de risques de coupures locales à la suite d'un incident sur le réseau, ou en cas de travaux pour éviter la mobilisation de groupes électrogènes et maintenir la continuité d'alimentation. Enedis publie des appels au marché depuis 2020⁴² pour répondre aux besoins de flexibilité locale. Si les premières éditions n'ont pas abouti, faute d'offre, Enedis a tenu compte du retour de plusieurs acteurs pour faire évoluer les modalités d'appel d'offres. En juin 2024, Enedis a retenu 51 offres proposées par trois acteurs pour un total de 46 MW.

3.7.2.2. La modulation de la production EnR au service d'un dimensionnement optimisé du réseau

La production des sites éoliens et solaires dépend des conditions météorologiques et atteint peu fréquemment la puissance installée des installations. Ainsi, un réseau dimensionné pour écouler la totalité de la production d'EnR serait rarement utilisé à sa capacité maximale. Il n'est donc pas pertinent de dimensionner tous les réseaux de manière à être capable d'y injecter la totalité de la production installée à tout instant. Les gestionnaires de réseau font donc évoluer leurs règles de dimensionnement afin d'optimiser les coûts de l'insertion des EnR dans le cadre du dimensionnement optimal du réseau pour RTE et du projet Reflex pour Enedis.

A compter du Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) élaboré en 2019, RTE a intégré le principe du « dimensionnement optimal » dans sa doctrine de dimensionnement du réseau. En modulant ponctuellement la production de certains sites EnR, RTE peut éviter la construction ou le renforcement d'ouvrages de réseau qui seraient très peu utilisés. Le recours à la modulation de production est économiquement pertinent si le coût de mobilisation des moyens de production de remplacement nécessaire pour compenser la baisse de production EnR (l'énergie non évacuée) est inférieur au coût du renforcement du réseau. RTE avait estimé que le recours à des écrêtements EnR, ne dépassant pas 0,3 % de la production d'EnR, permettrait d'éviter près de 7 Md€ d'investissements sur la période 2020-2035.

Pour mettre en place ce levier, RTE fait appel à deux types d'automates : des automates anciens « locaux » (AEP) qui effacent la totalité de la production des parcs visés et des automates NAZA, de conception récente, qui peuvent moduler les effacements. À fin 2023, huit automates NAZA sont en exploitation et environ 2 % des volumes d'écrêtements EnR ont été effectués à l'aide d'automates NAZA en 2023.

Dans le cadre du projet Reflex, Enedis, en coordination avec RTE, teste la prise en compte de flexibilités (foisonnement, écrêtements de la production EnR et flexibilités locales) pour optimiser le dimensionnement de son réseau et accueillir d'avantage d'injection EnR à volume d'investissement constant. Enedis a lancé une expérimentation sur deux zones (Landes et Picardie) en 2021 et a publié l'augmentation des capacités d'accueil dans les deux zones. A ce jour, du fait de retard dans le développement de certains projets de production renouvelable, après quelques limitations ponctuelles en 2024, les premières limitations significatives devraient intervenir en 2025 en Picardie et en 2026 dans les Landes.

3.7.2.1. Les raccordements intelligents

L'essor des EnR et l'électrification des usages génèrent une forte croissance des demandes de raccordement aux réseaux, tant en nombre d'offres qu'en puissance à raccorder. Pour faire face à ces demandes, la CRE a incité les gestionnaires de réseaux à développer de nouvelles offres de raccordement en alternative des offres classiques (offres de raccordement de référence – ORR).

⁴² <https://flexibilites-enedis.fr/>

L'ORR prévoit que le réseau sera dimensionné lors du raccordement pour permettre à l'utilisateur d'injecter ou soutirer à tout moment l'intégralité d'une puissance de raccordement fixe. En contrepartie de limitations ponctuelles, temporaires ou pérennes, en injection ou en soutirage en cas de contrainte réseau, les Offres de Raccordement Intelligentes (ORI) et les Offres de Raccordement Anticipées (ORA) permettent au demandeur d'un raccordement de bénéficier de coûts de raccordement moins élevés ou de délais de mise en service écourtés.

Le tableau suivant détaille les solutions de raccordement standardisées existantes offertes par les gestionnaires de réseaux :

Dénomination de l'Offre de Raccordement		Gestionnaire de réseau	Utilisateurs concernés	Type de limitation	Type de bridage
Offre de Raccordement de Référence : ORR		Tous	Tous les utilisateurs	Raccordements sans aucune limitation	
Offres de Raccordement Intelligentes : ORI	Offre de Raccordement Alternative à Modulation de Puissance : ORA-MP	En théorie, tous les gestionnaires de réseaux peuvent en proposer. En pratique : uniquement Enedis, EDF SEI et SRD les proposent jusqu'ici	Producteurs EnR	Pérennes	Dynamique
	Offre de Raccordement Optimisée : ORO	RTE (expérimentations en cours chez Enedis)	Stockeurs	Pérennes	Statique
Offres de Raccordement Anticipées : ORA Les utilisateurs sont raccordés avant la fin des travaux de renforcement.		Tous	Tous les utilisateurs	Temporaires (dans l'attente de la réalisation des renforcements de réseaux)	Dynamique (ou statique)

Tableau 20. *Typologie des offres de raccordement existantes, issue du Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent publié par la CRE en décembre 2023⁴³*

3.7.3. Rappel du cadre de régulation en vigueur

Le recours à la flexibilité comme outil supplémentaire pour le dimensionnement et l'exploitation des réseaux est récent pour les gestionnaires de réseaux. Les évolutions du système électrique rendent désormais nécessaire le plein usage de cet outil, ce qui nécessite des évolutions des doctrines de dimensionnement et d'exploitation du réseau. Pour tenir compte de ces nouveaux enjeux, conformément aux dispositions de la directive européenne n°2019/944, la CRE a fait évoluer le cadre de régulation dès le TURPE 6 afin d'accompagner le développement de ces nouvelles flexibilités :

- une couverture au réel des charges d'exploitation liées à la mise en œuvre des flexibilités (couverture à 100 % au CRCP) ;
- la possibilité d'expérimenter de nouvelles solutions par le biais du bac à sable réglementaire ;
- pour RTE, une incitation financière pour la mise en place d'un cadre contractuel pour l'appel d'offres flexibilités locales.

Ce cadre permet d'encourager les gestionnaires à réaliser l'ensemble des expérimentations nécessaires pour développer et maîtriser le potentiel permis par la flexibilité locale.

⁴³ [Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent, CRE, décembre 2023](#)

La période TURPE 6 a permis aux opérateurs de se saisir du sujet des flexibilités locales et de développer un certain nombre de cas d'usages. La CRE estime que le développement des flexibilités au service du réseau doit être accéléré et généralisé :

- la mobilisation des flexibilités doit être possible dans tous les cas d'usage pour lesquels la solution peut être intéressante (raccordements, pilotage de la production en basse tension, réglage de la tension, report ou remplacement de renforcements du réseau...);
- la généralisation de Reflex est attendue et le calendrier sur lequel Enedis s'est engagé doit être respecté (cf. partie 3.7.4.1.2);
- les appels d'offres flexibilités locales de RTE doivent être généralisés et devenir technologiquement neutres et accessibles aux capacités raccordées en distribution;
- les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution doivent mieux se coordonner.

Afin de mieux intégrer et de généraliser les solutions de flexibilités au service des réseaux, la CRE envisage de renforcer le cadre de régulation pour le développement des flexibilités dans le TURPE 7.

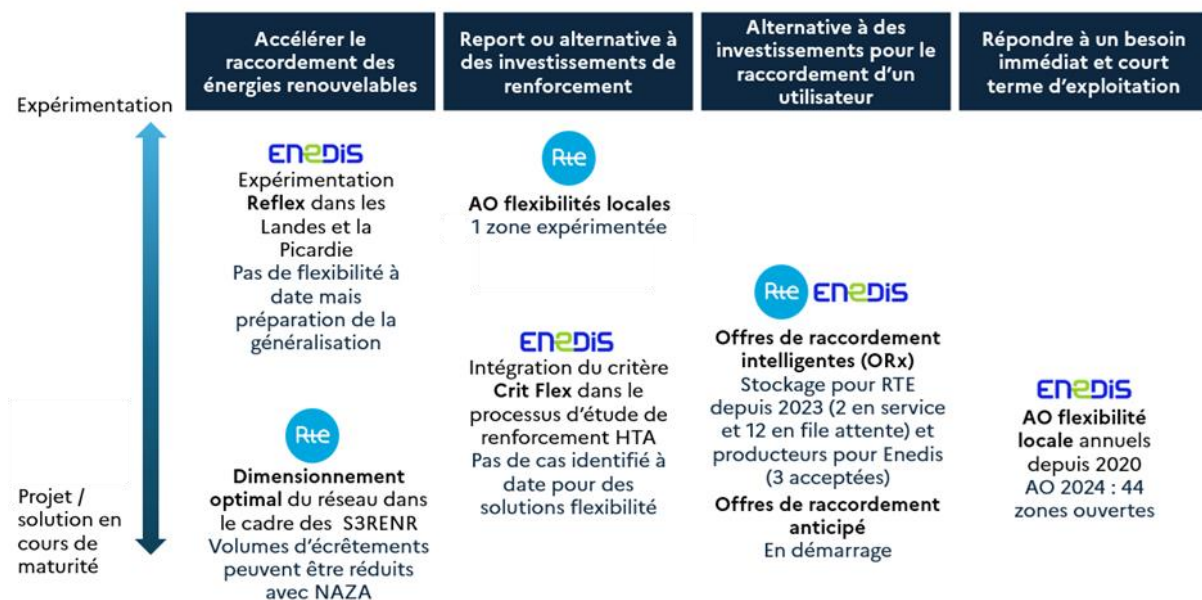


Figure 23. Bilan schématique des initiatives de recours à la flexibilité au service du réseau développées en TURPE 6

3.7.4. Evolutions envisagées pour le TURPE 7 HTA-BT

L'utilisation de la flexibilité au service du réseau est un enjeu majeur pour assurer l'accélération de l'électrification et le bon fonctionnement du réseau électrique au meilleur coût pour la collectivité. A ce titre, la CRE envisage de créer de nouveaux indicateurs et de nouvelles régulations incitatives pour le développement de la flexibilité au service du réseau.

La CRE identifie les axes prioritaires suivants pour généraliser l'utilisation des flexibilités au service des réseaux pendant le TURPE 7 :

- **intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux**
 - partager les gains économiques permis par la flexibilité ;
 - intégrer les flexibilités dans les études de dimensionnement ;
 - recourir aux écrêttements de manière pertinente en l'absence de flexibilité compétitive.
- **faciliter la participation aux mécanismes de flexibilité**
 - améliorer le design des mécanismes existants ;
 - renforcer la visibilité et la transparence pour les acteurs ;

- maximiser la valeur des flexibilités.
- **élargir les offres de raccordements flexibles**
 - généraliser la proposition d'offres de raccordements flexibles ;
 - proposer des raccordements flexibles pertinents pour les demandeurs.
- **adopter une approche conjointe entre RTE et Enedis** : historiquement exploitées par RTE, les solutions de flexibilité vont devenir communes à RTE et aux GRD. Une coordination et une coopération étroites entre les gestionnaires de réseaux sont indispensables pour un développement et une utilisation pertinente et efficace de ces flexibilités.

Ces axes de travail sont détaillés dans les sous-parties suivantes et accompagnés de propositions d'objectifs à atteindre pendant la période du TURPE 7.

Question 36 Partagez-vous l'analyse préliminaire et les axes prioritaires identifiés par la CRE pour le développement des flexibilités au service des réseaux ?

3.7.4.1. Intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux

3.7.4.1.1. Partager les gains permis par le recours à la flexibilité externe

Le cadre de régulation du TURPE 6 prévoit la couverture au réel et la rémunération des investissements, ce qui incite les opérateurs à privilégier le recours au renforcement du réseau plutôt qu'à des solutions se traduisant par des charges d'exploitation. La CRE considère que ce cadre de régulation ne permet pas la généralisation des flexibilités en remplacement du renforcement du réseau lorsque c'est pertinent. Elle envisage d'introduire dans le TURPE 7 une incitation financière pour Enedis à recourir aux flexibilités, en lui attribuant un bonus proportionnel aux économies réalisées grâce au recours aux flexibilités.

La CRE envisage pour cela de s'appuyer sur la méthode CritFlex déjà mise en œuvre par Enedis, consistant à calculer la « propension à payer » la flexibilité, c'est-à-dire les économies permises par le recours à la flexibilité par rapport au scénario d'un investissement (au regard du coût de l'investissement, des pertes supplémentaires et de la non-qualité résiduelle).

Le bonus attribué à Enedis serait égal à 20 % de la somme, pour toutes les zones concernées, de la différence entre cette « propension à payer » et le coût de réservation et d'activation de la flexibilité. Ainsi, les gains économiques réalisés grâce aux flexibilités reviendraient à 80 % aux utilisateurs des réseaux et à 20 % à Enedis.

Question 37 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à attribuer à Enedis 20 % des gains économiques permis par la flexibilité ?

3.7.4.1.2. Intégrer les flexibilités dans les études de dimensionnement

Projet Reflex

Le projet Reflex, développé par Enedis en coordination avec RTE, permet de raccorder des installations de production renouvelable (éolienne, solaire) sans attendre la réalisation de travaux supplémentaires sur le réseau (notamment dans les postes-sources) en contrepartie d'écrêtements ponctuels des producteurs. Les principaux gains attendus par cette expérimentation sont (i) la réduction des délais de raccordement pour les producteurs à proximité d'infrastructures ciblées par le projet Reflex, et (ii) la maîtrise des investissements réalisés.

L'expérimentation a porté sur 10 postes sources dans les Landes et en Picardie. Début 2024, Enedis a présenté à la CRE une méthode de sélection des postes-sources prioritaires dans le cadre de la généralisation progressive du projet Reflex (en fonction des caractéristiques techniques de ces postes et du cas d'usage attendu).

Dans ce contexte, la CRE envisage d'inciter Enedis à respecter la trajectoire cible de postes sources concernés par Reflex, dans le cadre du mécanisme d'incitation à la mise en œuvre de projets prioritaires (cf. partie 3.9).

La CRE envisage de retenir la trajectoire correspondant à la proposition d'Enedis de postes-sources prioritaires pour la première phase de généralisation. Cette première phase concernerait environ un tiers de l'ensemble des postes sources où Reflex représente aujourd'hui un intérêt selon Enedis. Cette trajectoire est la suivante :

	31 décembre 2025	31 décembre 2026	31 décembre 2027
Nombre total de postes sources cible	20	60	100

L'incitation financière porterait sur les écarts entre le nombre de postes sources déployés et la trajectoire, avec une pénalité d'un montant de -25 k€/mois et par poste source en écart à la trajectoire, dans la limite de -4 M€/an.

Question 38 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du projet REFLEX ?

Projet DERMS

Enedis développe une solution informatique (DERMS, *distributed energy resource management system*). Cet outil d'optimisation de la gestion du réseau doit notamment permettre d'assister les agences de conduite régionale (ACR) dans la gestion des contraintes des réseaux RPD et RPT, ainsi que dans l'identification des leviers pertinents pour y remédier (dont les flexibilités).

Enedis prévoit un développement de cet outil en deux étapes : un premier palier de déploiement dans toutes les ACR au premier semestre 2027, suivi d'évolutions prenant en compte des améliorations des fonctions existantes et des fonctions complémentaires, identifiées ou à venir.

La CRE considère que le développement de cet outil est primordial pour une gestion efficace du réseau d'Enedis et dans la perspective d'une industrialisation du recours à la flexibilité.

Dans ce contexte, la CRE envisage d'inciter Enedis à respecter l'échéance de déploiement du premier palier du DERMS, à ce stade au premier semestre 2027, dans le cadre du mécanisme d'incitation à la mise en œuvre de projets prioritaires (cf. partie 3.9).

Question 39 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du DERMS ?

Suivi de l'application du CritFlex

Pour la période TURPE 7 HTA-BT, la CRE propose d'introduire un indicateur de suivi du CritFlex, méthode élaborée par Enedis pour arbitrer entre des renforcements du réseau et le recours à la flexibilité dans le cas de contraintes en soutirage, pour s'assurer de sa bonne mise en œuvre. Cet indicateur ne ferait pas l'objet d'une incitation financière et serait publié périodiquement par Enedis. Il intègrerait :

- le nombre d'études HTA réalisées ;
- le nombre d'applications de CritFlex ;
- le nombre et la somme des CritFlex positifs ;
- le nombre et la somme des CritFlex négatifs.

Question 40 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à suivre l'application de la méthodologie CritFlex par Enedis ?

3.7.4.2. Faciliter la participation aux mécanismes de flexibilité

3.7.4.2.1. Améliorer le design des mécanismes existants

En accord avec la directive européenne 2019/944, pour permettre le développement d'offres de flexibilité compétitives, le recours à la flexibilité doit se faire par l'intermédiaire de mécanismes de marché permettant une participation simple, souple et concurrentielle des acteurs. Les appels d'offres expérimentaux mis en œuvre jusqu'à présent par Enedis se sont perfectionnés, mais, sans la publication du décret d'application de l'article L322-9 du code de l'énergie, leur industrialisation sous un format plus adapté tant pour Enedis que pour les acteurs reste limitée. Enedis travaille au développement d'un marché continu permettant aux acteurs d'adapter les prix et volumes de leurs offres au fil de l'eau.

En parallèle de ce marché continu, Enedis devra mener à l'avenir des appels d'offres permettant la contractualisation de flexibilités avec réservation de capacité, notamment pour répondre à des besoins de reports d'investissements.

Ces capacités réservées pourront le cas échéant être, à l'activation, en concurrence avec des offres plus compétitives sur le marché continu. Il est également essentiel que les flexibilités offertes sur le réseau de distribution puissent participer aux marchés du réseau de transport. Par ailleurs, bien qu'un projet de règles ait été initié par Enedis, celles-ci ne pourront entrer en vigueur qu'avec la publication du décret d'application.

A ce titre, il apparaît essentiel, en plus du cadre fixé par la CRE, que la réglementation permette et encadre l'industrialisation des flexibilités au service des réseaux pour les gestionnaires de réseaux de distribution.

3.7.4.2.2. Suivre les flexibilités mobilisées

Afin de s'assurer du développement des flexibilités réseaux, et notamment du recours à la flexibilité de la consommation en alternative à des écrêtements de production, la CRE souhaite introduire un indicateur suivant chaque année, par niveau de tension, les volumes d'énergie :

- écrêtée dans le cadre des offres de raccordement flexibles ;
- écrêtée hors offre de raccordement flexible (par exemple dans le cadre de Reflex) ;
- activée à la hausse sur les mécanismes de flexibilité ;
- activée à la baisse sur les mécanismes de flexibilité.

3.7.4.3. Elargir les offres de raccordements flexibles

Raccordement flexible des stockages

Les sites de stockage doivent pouvoir se raccorder sur toute partie du réseau sans nécessiter de renforcements ou réserver de la capacité, dès lors qu'ils s'engagent à avoir un comportement contracyclique en acceptant de potentielles limitations dynamiques en cas de contrainte sur les réseaux.

Afin de ne pas entraver le développement des stockages, la CRE souhaite qu'Enedis définisse un cadre pour la proposition d'Offres de Raccordements Alternatives à Modulation de Puissance pour les sites de stockage.

Afin d'inciter Enedis, la CRE propose d'en faire un projet prioritaire, assorti de pénalités en cas de retard, avec un objectif fixé au 1^{er} août 2026.

Généralisation de la proposition d'offres de raccordements flexibles

Afin d'accélérer les raccordements de nouveaux producteurs, stockeurs et consommateurs, indispensables à la transition énergétique, l'ensemble des utilisateurs du réseau électrique doivent voir proposer une offre de raccordement flexible (impliquant de manière temporaire ou pérenne la possibilité de limitations dynamiques de puissance en cas de contraintes durant des périodes prédéterminées), en complément de l'offre de raccordement de référence lorsque cette dernière nécessite des travaux longs et coûteux.

La CRE propose l'introduction d'un projet prioritaire visant à systématiser cette proposition dans les cas évoqués. Le projet serait ainsi assorti de pénalités en cas de retard, avec un objectif fixé au 1er août 2026.

La CRE pourra si besoin introduire un indicateur mesurant le nombre d'offres de raccordements flexibles proposées. La mise en œuvre d'offres de raccordements flexibles est par ailleurs suivie dans le rapport biennuel de la CRE sur l'intelligence des réseaux électriques.

Ecrêtement des producteurs en basse tension dans le cadre d'offres de raccordement anticipé

Les demandes de raccordement d'installations de production photovoltaïque, particulièrement en basse tension, ont connu une croissance significative ces dernières années. Or, ces installations peuvent voir proposer des offres de raccordement présentant des délais de raccordement longs, notamment liés à la nécessité de réaliser des travaux structurants sur le réseau de transport. Dans ce contexte, Enedis a étendu la solution de raccordement anticipé aux producteurs en basse tension (impliquant des écrêtements ponctuels non rémunérés tant que les travaux ne sont pas terminés). Toutefois, Enedis n'est aujourd'hui pas en mesure de piloter ces productions raccordées en basse tension. De ce fait, des capacités de production renouvelable raccordées en HTA sont ponctuellement écrêtées pour remédier aux contraintes réseau, et indemnisées par le TURPE. La CRE considère que cette situation ne peut être que transitoire.

Dans ce contexte, en 2022, la CRE a demandé à Enedis d'instruire l'opportunité d'un pilotage des producteurs en BT > 36 kVA. La solution de pilotage développée pourrait par ailleurs permettre le pilotage de la basse tension pour d'autres cas d'application. Enedis a fourni à la CRE une première analyse coûts-bénéfices sur des solutions de pilotage de la BT dont les résultats sont, à ce jour, peu probants. Enedis et la CRE ont par ailleurs échangé autour de la mise en œuvre d'une solution financière visant à faire contribuer les producteurs BT en raccordement anticipé aux coûts supportés par Enedis pour la gestion des contraintes réseau qu'ils génèrent. Cette solution est en cours d'analyse, et ne saurait se substituer à long terme à une solution technique de pilotage.

Ainsi, la CRE souhaite qu'Enedis fournisse une analyse coût-bénéfice mise à jour à l'horizon du 1^{er} août 2027, permettant de déterminer les conditions de mise en place d'une solution de pilotage dès lors que celle-ci serait acceptable. La CRE envisage ainsi d'inciter Enedis à réaliser cette analyse dans le cadre du mécanisme d'incitation à la réalisation de projets prioritaires, avec un objectif fixé au 1^{er} août 2027.

La CRE considère que la mise en place d'une expérimentation technique sur la période TURPE 7 serait souhaitable pour anticiper une possible généralisation.

Question 41 Selon quels critères considérez-vous qu'Enedis devrait proposer systématiquement une offre de raccordement flexible en complément de l'offre de raccordement de référence ?

3.7.4.4. Adopter une approche conjointe entre RTE et Enedis pour le recours aux flexibilités au service des réseaux

La coordination entre RTE et Enedis est un enjeu essentiel de la flexibilité au service des réseaux. Or les délais de mise en œuvre de certaines des actions requises ne sont pas toujours satisfaisants, notamment lorsqu'une coordination entre les gestionnaires de réseaux est requise.

La CRE envisage d'introduire un cadre de régulation conjoint à RTE et Enedis pour la période TURPE 7, afin de les inciter à adopter une approche conjointe sur les sujets prioritaires suivants :

- la coordination des activations des flexibilités disponibles à la maille du système électrique, en premier lieu les limitations de production renouvelable ;
- la contractualisation conjointe ou coordonnée des flexibilités réseaux externes, lorsque c'est possible, afin de favoriser la liquidité et de simplifier l'accès des flexibilités à ces marchés. Cette mutualisation pourrait notamment avoir lieu dans le cadre du dimensionnement optimal et de Reflex.

Cette régulation incitative serait associée à des incitations financières communes aux deux opérateurs et reposerait sur une liste de projets prioritaires, qui pourrait être alimentée pendant le TURPE 7 en cohérence avec les évolutions réglementaires et les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché ;

- un délai d'exécution serait associé à chaque projet, fixé en concertation avec RTE et Enedis ;
- le non-respect des délais entraînerait le versement d'une pénalité commune et indissociable (à partager à parts égales par RTE et par Enedis) d'un montant progressif suivant le retard du projet :
 - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date arrêtée par la CRE, une pénalité de 100 k€/mois de retard est appliquée (soit 50 k€ par mois de retard et par opérateur) ;
 - pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date arrêtée par la CRE, la pénalité est portée à 200 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 6^{ème} mois (soit 100 k€ par mois de retard et par opérateur) ;
 - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date arrêtée par la CRE, la pénalité est portée à 400 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 12^{ème} mois (soit 200 k€ par mois de retard et par opérateur).
- le montant global de l'ensemble des pénalités versées par RTE et par Enedis au titre de ces projets prioritaires communs est plafonné à 5 M€/an chacun.

A ce stade, la CRE a identifié trois actions prioritaires, indiquées ci-après avec le délai de mise en œuvre associé :

- la mise en compatibilité sur l'ensemble des territoires des automates NAZA et du projet Reflex afin de faciliter l'échange en temps réel des données relatives à l'activation des écrêtements EnR et de maximiser la valeur des flexibilités réseaux pour la collectivité, au 1er janvier 2026 ;
- la publication, après concertation avec les acteurs de marché, de règles de gestion des demandes d'activation simultanées sur les différents mécanismes de marché pour l'EOD ou les flexibilités réseaux, au 1er janvier 2026 ;
- le lancement d'une expérimentation commune à RTE et Enedis visant à mettre en place un appel au marché commun sur des zones sélectionnées, *via* un portail d'achat unique pour les congestions réseaux RPT et RPD au 1er janvier 2026.

Question 42 Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative commune à Enedis et RTE portant sur l'exécution d'actions prioritaires communes ?

3.8. Régulation incitative de la R&D et de l'innovation

3.8.1. Régulation incitative de la R&D

Dans un contexte d'évolution rapide du secteur de l'énergie, les gestionnaires de réseau doivent disposer des ressources nécessaires pour mener une action efficace de recherche et développement (R&D) et d'innovation.

Dans le cadre du TURPE 6, la régulation incitative de la R&D repose sur les principes suivants :

- un dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts liés à la R&D, avec la possibilité pour l'opérateur de réviser cette trajectoire à mi-période tarifaire afin de lui offrir plus de souplesse dans l'adaptation de son programme. En fin de période tarifaire, l'opérateur présente à la CRE un bilan financier de la R&D et les montants non dépensés sur la période sont restitués aux consommateurs *via* le CRCP, tandis que les dépassements de trajectoire restent à sa charge ;
- l'élaboration d'un rapport bisannuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan technique et financier des actions engagées en matière de R&D&I pour l'ensemble des projets en cours et finalisés, complété par un rapport public⁴⁴.

Dans le TURPE 6, la trajectoire de coûts maximale d'Enedis pour la période 2021-2023 s'élevait à 168,2 M€ (en euros recalés de l'inflation réelle) et le montant dépensé au cours de la période de 169 M€ (comprenant les dépenses estimées en 2023) est très légèrement supérieur au prévisionnel.

La CRE envisage de reconduire pour la période TURPE 7 les modalités d'incitation actuelles.

Les projets de démonstrateurs ne faisant pas l'objet d'une analyse coûts-bénéfices et d'un retour d'expérience suffisant pourront toutefois voir leur budget retraité *a posteriori* par la CRE.

Question 43 Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE concernant le cadre de régulation incitative de la R&D ?

3.8.2. Projets de réseaux électriques intelligents (*Smart Grids*)

Afin de répondre aux besoins qui pourraient apparaître en cours de période tarifaire, le TURPE 6 prévoit la possibilité pour Enedis, dans le cadre du guichet *Smart Grids*, de demander à mi-période tarifaire l'intégration à sa trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés aux projets *Smart Grids*, sous réserve de justifier d'une analyse coûts-bénéfices favorable, et pour des projets dépassant 1 M€.

Enedis n'a pas sollicité de ressources *via* le guichet *Smart Grids* au cours de la période TURPE 6, pas plus qu'elle ne l'avait fait lors du TURPE 5

La CRE envisage de ne pas maintenir ce dispositif, au regard de l'absence de mobilisation à ce jour.

Question 44 Êtes-vous favorable à la suppression du guichet *Smart Grids* pour la période du TURPE 7 ?

3.9. Régulation incitative des projets prioritaires

Lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques⁴⁵, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux gestionnaires de réseaux pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux. Or, les délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certaines des actions requises par les textes législatifs et réglementaires ou demandées par la CRE ne sont pas toujours satisfaisants et sont parfois incompatibles avec le rythme de progression des innovations. La CRE considère que la mise en œuvre de certaines de ces actions dans les délais impartis est essentielle dans un contexte marqué par des transformations rapides du système électrique et de ses usages.

⁴⁴ [Programme de R&D et d'Innovation d'Enedis, Enedis.](#)

⁴⁵ [Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent, décembre 2023](#)

[Retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents, mai 2022](#)

[Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique, décembre 2023 :](#)

3.9.1. Rappel de la régulation incitative en vigueur

Une régulation incitative sur le respect des délais d'exécution, par RTE et Enedis, de certaines actions jugées prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché a été mise en place dans le TURPE 6. Ce mécanisme repose sur :

- une liste d'actions prioritaires : pour avoir la réactivité nécessaire à l'innovation, la liste d'actions prioritaires peut être alimentée par la CRE pendant toute la période du TURPE 6 en cohérence avec des évolutions législatives et réglementaires, les chantiers identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché. Les actions prioritaires peuvent porter, notamment, sur l'intégration des flexibilités, l'adaptation des raccordements aux nouveaux usages, etc. ;
- un délai d'exécution est associé à chacune de ces actions, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes, ou établi après consultation publique lorsqu'il s'agit de chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- la non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux ou au bon fonctionnement du marché, entraîne le versement d'une pénalité. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants sont les suivants :
 - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 100 k€/mois de retard est appliquée ;
 - pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée à 200 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 6^{ème} mois ;
 - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 400 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 12^{ème} mois ;
 - le montant global de l'ensemble des pénalités versées par Enedis est plafonné à 10 M€ par an.

Aucune action prioritaire n'a été intégrée dans le TURPE 6 HTA-BT.

3.9.2. Evolutions envisagées pour la période TURPE 7 HTA-BT

La CRE envisage, pour la période du TURPE 7, de reconduire le mécanisme de régulation incitative portant sur les actions prioritaires.

A ce stade, la CRE identifie cinq actions prioritaires pour Enedis, dont quatre relatives au développement des flexibilités (cf. partie 3.7) et une relative à la mise à disposition des données (cf. partie 3.5.3). Ces actions sont décrites ci-après ainsi que leur délai de mise en œuvre associé :

- définir un cadre contractuel permettant de généraliser la proposition des ORA-MP aux sites de stockage lorsque c'est économiquement pertinent, au 1er janvier 2026 ;
- généraliser la proposition d'offres de raccordements flexibles (impliquant de manière temporaire ou pérenne des limitations dynamiques de puissance en cas de contraintes durant des périodes prédéterminées) au 1er janvier 2026, en complément de l'offre de raccordement de référence lorsque cette dernière nécessite des travaux longs et coûteux ;
- proposer à la CRE une analyse coût-bénéfice pour la généralisation du pilotage de la production en basse tension, au 1er août 2027 ;
- mettre en œuvre le 1er jalon du projet DERMS, au 1er juillet 2027 ;
- mise à disposition des données statiques des compteurs aux tiers autorisés à l'horizon du 1er janvier 2027 (cf. partie 3.5.3).

En cohérence avec le nombre d'actions prioritaires envisagées pour la période TURPE 7, la CRE envisage de rehausser le plafond de ce dispositif pour Enedis à 20 M€/an.

Question 45 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires et aux actions prioritaires envisagées par la CRE pour Enedis sur la période TURPE 7 ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires ?

3.10. Evolution des niveaux de la régulation incitative

Le revenu autorisé demandé par Enedis connaît une forte augmentation, et s'établit dans un scénario illustratif à 19 730,4 M€/an en moyenne sur la période TURPE 7 contre 15 161 M€/an en moyenne sur la période TURPE 6, soit une augmentation de 30 % entre les deux périodes. Par un effet mécanique, cette hausse du revenu autorisé affaiblit en proportion les incitations actuelles.

Afin de maintenir la force de la régulation incitative (RI), la CRE envisage de faire évoluer les montants de la RI ainsi que les plafonds de bonus/malus associés.

Les évolutions indexées au revenu autorisé sont présentées avec une hausse de +30 %. Ce taux sera revu dans la délibération TURPE 7 après détermination du revenu autorisé d'Enedis pour la prochaine période tarifaire.

Régulation incitative de la qualité d'alimentation

La CRE envisage d'augmenter le plafond de bonus et malus de la régulation incitative de la qualité d'alimentation à hauteur de l'évolution du revenu autorisé (cf. partie 3.6). A partir de la demande d'Enedis, ils pourraient ainsi être augmentés de 30 %, pour s'établir à ± 108 M€/an sur la période TURPE 7, contre ± 83 M€/an sur la période TURPE 6. La force des incitations ne serait pas modifiée.

Régulation incitative des pertes

La CRE envisage d'augmenter les plafonds de bonus et malus de la régulation incitative des pertes à hauteur de l'évolution du revenu autorisé, soit 30% sur la base de la demande d'Enedis, pour s'établir à ± 52 M€/an sur la période TURPE 7 contre ± 40 M€/an, sur la période TURPE 6. La force des incitations ne serait pas modifiée.

Régulation incitative relative aux raccordements

La CRE envisage de renforcer la régulation incitative des raccordements au réseau de distribution pour la période TURPE 7 (cf. partie 3.4). A ce titre, la hausse des plafonds de bonus et malus serait supérieure à la seule évolution du revenu autorisé, du fait de l'enjeu majeur que représentent la réduction et le respect des délais de raccordement, ainsi que des nouvelles incitations venant compléter le dispositif. En particulier :

- s'agissant des délais de raccordement par catégorie, la CRE envisage de rehausser le plafond de 50%. La force des incitations serait inchangée ;
- la CRE envisage d'introduire une nouvelle incitation commune à RTE et Enedis sur la création de capacité de postes sources prioritaires dans le cadre des S3REnR, avec un plafond pour le malus de 10 M€/an.

Ainsi, les plafonds de la régulation incitative du raccordement seraient augmentés, à -52,5 M€/an pour les malus, contre -28,0 M€/an en TURPE 6, et à +32,5 M€/an pour les bonus, contre +21,3 M€/an en TURPE 6.

Régulation incitative des coûts unitaires d'investissement

La CRE envisage d'étendre le périmètre des actifs incités dans le cadre du dispositif de régulation incitative des coûts unitaires sur la période TURPE 7 (cf. partie 3.3.2). A ce titre, elle envisage de tenir compte de l'augmentation du volume de dépenses incitées dans l'évolution des plafonds de bonus et malus.

A partir de la demande de revenu autorisé et de trajectoire prévisionnelle d'investissements d'Enedis, les plafonds de bonus et malus pour la régulation incitative des investissements s'élèveraient à ± 46 M€/an sur la période TURPE 7, contre ± 30 M€/an sur la période TURPE 6.

Régulation incitative de la qualité de service

La CRE n'envisage pas à ce stade d'augmenter les plafonds de chaque indicateur à hauteur de l'évolution du revenu autorisé d'Enedis, mais d'appliquer une approche différenciée en fonction des indicateurs et des enjeux qu'ils revêtent pour la période TURPE 7 :

- pour certains indicateurs, un renforcement des objectifs et de la force des incitations associées, ou le passage à une incitation asymétrique ;
- l'ajout de nouveaux indicateurs, notamment sur la complétude des courbes de charge transmises par Enedis ;
- pour certains indicateurs, comme les nouveaux indicateurs relatifs à la complétude des courbes de charge, l'évolution des plafonds de bonus et de malus en fonction du volume prévisionnel de consommateurs concernés, afin que l'incitation s'adapte chaque année à la dynamique de l'indicateur effectivement observée.

Le détail des orientations envisagées par la CRE sur la qualité de service est présenté en partie 3.5.

Question 46 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la hausse des plafonds des régulations incitatives de qualité de service, de qualité d'alimentation, de coûts unitaires et des raccordements ?

3.11. Cas des utilisateurs non équipés de compteurs évolués

A l'issue de la phase de déploiement massif des compteurs Linky, fin 2021, 3,8 millions d'utilisateurs restaient équipés de compteurs non communicants. Si la relève à distance permise par les compteurs communicants génère des économies significatives, contribuant à l'équilibre financier du projet Linky, le maintien d'une activité de relève spécifique pour les compteurs non communicants entraîne une désoptimisation, et donc des coûts supplémentaires.

La délibération de la CRE du 17 mars 2022 a fixé un cadre pour s'assurer que ces coûts de désoptimisation ne soient pas supportés par l'ensemble de la collectivité, mais par les consommateurs qui les génèrent.

3.11.1. Rappel du dispositif en vigueur

Dans sa délibération du 17 mars 2022, la CRE a fixé un dispositif pour la phase courant du 1^{er} janvier 2022 au 31 juillet 2025, date de fin de la période TURPE 6.

La CRE a introduit pour cette phase transitoire une composante tarifaire supplémentaire venant s'ajouter à la composante de comptage.

Les clients qui ne sont pas équipés d'un compteur Linky et qui n'ont pas mis à disposition d'index de consommation depuis plus de 12 mois (clients muets) se voient facturer cette composante de 9,48 €⁴⁶ tous les deux mois, au titre des coûts qu'ils génèrent, et ce jusqu'à l'installation d'un compteur Linky. Le niveau de cette composante inclut les coûts liés aux notifications des clients, aux systèmes d'information, aux tentatives d'interventions chez l'utilisateur et à la gestion des réclamations.

Avant de déclencher la facturation, Enedis effectue plusieurs relances (SMS, e-mails, courriers, appels) pour inciter les consommateurs à demander la pose d'un compteur ou à transmettre leurs index auto-relevés. Enedis déclenche la facturation après constat de l'absence de mise à disposition d'index depuis plus de 12 mois et l'envoi à l'utilisateur d'un « courrier LTE » prévu par les dispositions de l'article L. 224-11 du code de la consommation.

A compter du 1^{er} août 2025, la CRE a annoncé dans la délibération du 17 mars 2022 qu'elle envisageait, à ce stade, de faire porter les coûts identifiés à tous les utilisateurs sans compteur Linky, sauf si l'installation n'a pas pu être réalisée pour des raisons d'impossibilités techniques indépendantes du client.

3.11.2. Bilan du dispositif sur la période 2022-2024

La CRE dresse un bilan positif de ce dispositif, qui a permis d'accélérer le rythme de remplacement du parc historique résiduel et de refléter les coûts générés par les différents utilisateurs. Au 31 août 2024, Enedis ne dénombre plus que 2,1 millions de compteurs historiques, soit 5 % du parc total.

Au cours de la période du TURPE 6, Enedis a pris des mesures destinées à faciliter la télérelève et à équiper les utilisateurs qui le souhaiteraient. Enedis a notamment procédé à :

- l'organisation de campagnes d'appels pour fixer des rendez-vous de pose et pour sensibiliser à Linky et à la procédure d'autorelevé ;
- la multiplication de canaux permettant la transmission d'index autorelevés (enedis.fr, serveurs vocaux, appels entrants).

La relève des compteurs historiques s'est faite, pendant cette période, essentiellement par autorelevés. Le taux de relevé annuel s'établit ainsi à 76,1 % sur les compteurs historiques (mai 2024).

En outre, Enedis a mis en œuvre un processus de qualification des clients non équipés, pour distinguer les refus des impossibilités techniques. Il en ressort, au 30 juin 2024, que près de 180 000 compteurs historiques n'ont pas pu être remplacés par des compteurs Linky pour des raisons techniques indépendantes du client.

3.11.3. Evolutions envisagées pour la période du TURPE 7 HTA-BT

3.11.3.1. Demande d'Enedis

Enedis a formulé des demandes sur la tarification de la « relève résiduelle » pour la période du TURPE 7 HTA-BT. Elles portent notamment sur la facturation d'une composante additionnelle à tous les clients non équipés d'un compteur communicant, le dispositif de relève des compteurs non communicants, les règles de facturation, le périmètre des charges à couvrir, le niveau tarifaire et la répartition des coûts entre consommateurs.

Modalités du dispositif

Enedis demande, d'une part, de facturer une composante socle à l'ensemble des clients équipés de compteurs historiques, jusqu'à la date de pose d'un compteur évolué, sauf dans les cas d'impossibilités techniques (indépendantes du client) identifiées. Au vu de la dynamique des demandes de pose de compteur, Enedis estime que le nombre de clients concernés par cette facturation passera progressivement de 1,1 million fin 2025 à 0,4 million fin 2028.

⁴⁶ Grille tarifaire 2024 du TURPE 6 HTA-BT.

Pour la relève à pied, Enedis prévoit de mettre en place un système de prise de rendez-vous pour les demandes de relève à pied ou de poses de Linky, ce qui participerait à améliorer l'efficacité des déplacements et la prise en compte des demandes des clients. Enedis estime que 10 % des clients prendront rendez-vous (plus de 90 % des compteurs historiques sont inaccessibles sans la présence du client). Des contrôles sont également prévus par Enedis pour les clients ayant transmis des index auto-relevés, pour un volume de 1 % du parc total de compteurs historiques chaque année.

Enedis demande de facturer une composante additionnelle aux clients dont le dernier index réel est antérieur à 12 mois (clients dits « silencieux »), que cet index provienne d'un auto-relevé ou d'un relevé sur site demandé par le client. Cette composante additionnelle permettrait de couvrir le coût des contrôles supplémentaires qui seront plus fréquents car rendus nécessaires par l'absence d'information sur la consommation des clients.

Enedis a par ailleurs inclus dans sa trajectoire de coûts prévisionnels les ressources associées à ces interventions physiques. Les charges présentées dans le rapport d'audit correspondent donc aux hypothèses mentionnées plus haut.

Périmètre des charges à couvrir

Enedis expose les coûts suivants, qu'il propose d'affecter aux utilisateurs ayant des compteurs historiques.

- Les coûts de communication avec les utilisateurs concernés, notamment :
 - le maintien du parcours actuel de notification client :
 - l'envoi d'un courrier de proposition de pose et de prévenance une fois entre le second semestre 2024 et le premier semestre 2025 ;
 - la transmission d'un maximum de 3 notifications (SMS, mail, courrier) avant la date théorique de relève pour inciter le client à adresser un index auto-relevé ou prendre un rendez-vous de relève dans le tableau de charge d'Enedis ;
 - l'envoi d'un courrier entre 12 mois et 14 mois après la date du dernier index de consommation connu ;
 - le traitement des appels des clients ;
- les coûts SI (coûts de développement et de maintenance, achat des licences) et de gestion (suivi des clients, organisation des ressources humaines pour les rendez-vous de pose, de relève à pied ou de contrôle ciblé, dotations des matériels, etc.) ;
- les coûts de contrôles ciblés ;
- les coûts de relève à pied ;
- 90 % des coûts de maintien de la Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale (TCFM) qui se justifie principalement par la transmission des signaux tarifaires et d'asservissements aux clients non équipés de compteurs Linky ;
- les coûts de maintenance des compteurs bleus électroniques : Enedis doit reconditionner des anciens compteurs car ils ne sont plus fabriqués.

Enedis demande de facturer en plus aux clients « silencieux » les coûts de contrôles ciblés renforcés.

Modalités de facturation

Enedis a demandé la mise en place de deux composantes dissociées, pour des raisons de simplicité d'implémentation. Enedis estime que :

- la composante « socle » s'élèverait à 6,36 € facturés tous les deux mois à tous les clients équipés de compteurs historiques ;

- la composante additionnelle pour les clients dits silencieux s'élèverait à 4,88 € facturés tous les deux mois aux clients qui n'ont pas fait la démarche de communiquer ou de faire relever par Enedis leur index de consommation depuis plus de 12 mois . Ce montant permettrait de financer un contrôle, en moyenne tous les 2 ans, pour les clients concernés (coût de 58,59 € par intervention). La transmission par un client d'un index auto-relevé (ou un relevé sur site demandé par le client) suspendrait la facturation du frais dès la facture suivante (et pour les 12 mois suivants en l'absence de nouvel index réel).

Pour tous les clients sans Linky	Composante socle de relevé résiduel	38,16 €/an (soit 6,36 € tous les 2 mois)	Facturée sur la facture bimestrielle
Pour les clients sans Linky dont le dernier index réel est antérieur à 12 mois	Composante additionnelle de la visite bisannuelle	29,28 €/an (soit 4,88 € tous les 2 mois à ajouter à la composante de 6,36 € facturée tous les deux mois)	Facturée sur la facture bimestrielle

Tableau 21. Facturation différenciée selon les cas clients - Demande d'Enedis

3.11.3.2. Analyse préliminaire et orientations de la CRE

La CRE partage l'analyse d'Enedis sur l'inefficacité d'envoyer systématiquement un agent pour une opération de relève à pied pour chaque utilisateur non équipé d'un compteur Linky : cela générerait des coûts superflus du fait de l'absence du client dans de nombreux cas. Néanmoins, la CRE considère à ce stade que les hypothèses retenues par Enedis concernant le nombre d'interventions de contrôles ciblés prévu sont trop basses, dans le contexte d'augmentation des fraudes. Ainsi, la CRE envisage de retenir les hypothèses suivantes :

- les contrôles ciblés concernent chaque année 8 % des clients ayant transmis un index autorelevé ;
- les contrôles ciblés concernent chaque année 50 % des clients dont le dernier index réel est antérieur à 12 mois.

La CRE est favorable, à ce stade, à la demande d'Enedis sur la facturation d'une composante à l'ensemble des clients équipés de compteurs historiques, jusqu'à la date de pose d'un compteur évolué et sauf impossibilité technique du fait d'Enedis, et d'une composante additionnelle facturée aux clients dont le dernier index réel est antérieur à 12 mois. La CRE partage le fait que les clients qui, au terme d'un délai d'un an, n'auraient pas transmis d'index ou n'auraient pas pris de rendez-vous, amènent à des risques de mauvaise estimation de leurs consommations. A ce titre, la CRE estime que ces clients devront faire l'objet de contrôles spécifiques et que les coûts associés doivent leur être affectés.

Les coûts associés et le montant des composantes sont détaillés dans le Tableau 22.

	Coût total (M€) 2025-2028	Détail	Composante socle (€/an)	Composante additionnelle (€/an)
Coûts de gestion spécifiques	26,4	Communication et relances, SI, coûts de gestion en région	8,92	-
Contrôles ciblés	23,6	Hypothèses de taux de contrôles annuels de 8 % pour les clients ayant transmis un index autorelevé, et de 50 % pour les clients dont le dernier index réel est antérieur à 12 mois	4,22	25,08
Relève à pied	17,4	Sur la base d'une hypothèse de 10 % de relève à pied	5,86	-
Télécommande Centralisé à Fréquence Musicale	66,7	90 % des coûts de maintien de la TCFM pour l'envoi des signaux tarifaires sont affectés aux compteurs historiques	22,5	-
Maintenance compteurs	0,3		0,1	-
Total annuel	134,4		41,60	25,08

Tableau 22. Détails des composantes pour comptage non communicant

Principes envisagés pour les Entreprises Locales de Distribution et les zones non interconnectées

Concernant les consommateurs raccordés à des ELD et dans des zones non interconnectées (ZNI), la majorité des GRD et leurs associations sont favorables au principe de la tarification de la relève résiduelle, sans prévoir de phase transitoire. Un acteur a cependant demandé à pouvoir disposer d'un délai supplémentaire pour renforcer la communication auprès des consommateurs concernés et s'assurer qu'ils aient eu l'opportunité de faire remplacer leur compteur et d'éviter la facturation. Les ELD ont demandé la facturation d'une composante unique à l'ensemble des consommateurs équipés de compteurs historiques (sauf impossibilité technique) sans distinction liée à la connaissance des index réels des consommateurs.

La CRE envisage de facturer les mêmes composantes de relève résiduelle que celles appliquées au périmètre d'Enedis.

Toutefois, les projets de déploiement des compteurs évolués connaissent des stades d'avancement variables selon les territoires. La CRE ne considère pas souhaitable que ces modalités de facturation soient appliquées avant la fin de la phase de déploiement, afin que le GRD ait pu proposer à l'ensemble des utilisateurs d'être équipés d'un compteur évolué et pour ne pas désoptimiser son plan de déploiement. A ce titre, la facturation de la relève résiduelle ne pourrait intervenir qu'après l'atteinte d'un taux de déploiement de 90 % des compteurs évolués sur le périmètre de desserte de l'ELD, et dans un délai maximal d'un an.

Question 47 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de couvrir les coûts du parc de compteurs historiques par la facturation d'une composante spécifique à l'ensemble des clients non équipés de compteurs évolués hors impossibilité technique ?

Question 48 Partagez-vous les volumes de relève à pied et de contrôles envisagés par la CRE ?

Question 49 Êtes-vous favorable à une composante tarifaire additionnelle pour les clients qui n'auraient pas transmis d'index ou n'auraient pas pris de rendez-vous ?

Question 50 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la facturation du comptage non communicant chez les ELD ?

4. Niveau tarifaire

La CRE publie en annexe de la présente consultation publique le bilan du cadre de régulation tarifaire depuis dix ans, et notamment de l'évolution des charges d'exploitation.

Le revenu autorisé d'Enedis est la somme des éléments suivants, présentés dans chacune des sous-parties de la consultation publique relatives au niveau tarifaire :

- des charges brutes, qui comprennent notamment les charges de personnel, les charges relatives aux achats d'exploitation, les impôts et taxes, les dépenses liées au recours à des prestataires externes, etc. ;
- les charges liées au système électrique, qui recouvrent essentiellement le coût du TURPE HTB et le coût d'achat des pertes. Ces charges sont quasi-intégralement couvertes au CRCP (cf. partie 4.2) ;
- les charges de capital normatives, résultant des paramètres de rémunération retenus (cf. partie 4.3) et de la trajectoire d'investissements d'Enedis (cf. partie 4.4.2) ;
- le compte de régulation Linky (présenté en partie 3.2.4.4) ;
- l'apurement du solde du CRCP de fin de période TURPE 6 (cf. partie 4.5).

4.1. Charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique)

Les charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) recouvrent la somme :

- des charges brutes, qui comprennent notamment les charges de personnel, les charges générales, les impôts et taxes, les dépenses liées au recours à des prestataires externes, etc. ;
- des recettes extratarifaires, principalement composées des contributions de raccordement et des recettes de prestations annexes : ces recettes viennent donc baisser les charges d'Enedis ;
- de la production immobilisée, c'est-à-dire l'immobilisation par Enedis de la main d'œuvre allouée à la réalisation d'investissement.

4.1.1. Bilan de la période tarifaire TURPE 6

Sur la période du TURPE 6 HTA-BT, les charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) supportées par Enedis ont été inférieures à la trajectoire tarifaire de -108 M€/an en moyenne sur la période 2021-2023, soit -2,2 % en-deçà de la trajectoire prévisionnelle (corrigée de l'inflation réelle). Toutefois, sur l'année 2023 seule, les charges nettes réalisées ont été supérieures à celles de la trajectoire tarifaire avec un écart de 118 M€, soit +2,4 % au-delà de la trajectoire prévisionnelle.

Enedis a battu la trajectoire sur les postes de charges incités à hauteur d'environ 47 M€/an sur la période 2021-2023 (-1,25 % sur l'écart cumulé par rapport à la trajectoire TURPE 6 HTA-BT corrigée de l'inflation réelle), malgré des surcoûts importants sur certains postes. Pour les postes couverts au CRCP⁴⁷, la trajectoire réalisée a été inférieure à la trajectoire prévisionnelle d'environ 61 M€/an sur la période 2021-2023 ; cet écart reviendra aux utilisateurs des réseaux *via* le CRCP.

⁴⁷ Les postes figurant au périmètre du CRCP au cours de la période du TURPE 6 HTA-BT sont publiés en annexe.

En M€ courants	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation (hors énergie) prévues dans le TURPE 6 révisées de l'inflation	4 657,7	4 818,6	4 918,9
Charges nettes d'exploitation réalisées	4 473,7	4 561,3	5 036,9
Ecart	-4,0 %	-5,3 %	+2,4 %

Tableau 23. Bilan des CNE (hors charges de système électrique) d'Enedis entre 2021 et 2023 (en M€)

Sur les années 2021-2023, les principaux écarts entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de la délibération TURPE 6 ajustée de l'inflation s'expliquent par :

- des charges de personnel légèrement moins élevées que prévu (-98 M€, soit -1 %), et ce malgré davantage de recrutements qu'anticipé : cet écart est dû à de plus faibles charges de pensions, à la suite de la baisse des taux de charge de pension CNIEG ;
- une baisse des impôts et taxes (-102 M€, soit -4,6 %), notamment due à la diminution de la CET (Contribution Economique Territoriale) sous l'effet de la diminution de l'assiette et du taux de la CVAE (Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises), ainsi qu'au financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (Facé) ;
- une hausse des produits d'exploitation par rapport à la trajectoire prévue (+545 M€), et notamment des recettes des contributions de tiers (+342 M€, soit +14 %), en raison notamment de la hausse des investissements d'Enedis, et en particulier la croissance des raccordements ;
- la main d'œuvre immobilisée (+136 M€, soit +6,2 %), également en raison de la hausse des raccordements observée sur la période.

Toutefois, certains postes présentent une trajectoire plus élevée que prévu dans la délibération TURPE 6 HTA-BT :

- les charges d'achats et services (+339 M€, soit +4 %), en particulier du fait de coûts de travaux, d'informatique et télécom, et de prestations : Enedis explique ces surcoûts par l'accélération de l'activité de raccordement (engins, intérim, logistique industrielle, achats généraux et frais de déplacement) et par la maintenance curative ;
- les autres charges d'exploitation (+219 M€, soit +15 %), principalement du fait du coût du tarif agent⁴⁸, supérieur à la trajectoire prévisionnelle, en raison de la hausse des prix de l'énergie sur la période.

Enedis a donc réalisé une bonne performance en termes de maîtrise de ses charges d'exploitation, malgré une année 2023 exceptionnellement défavorable sur plusieurs aspects et un contexte de tensions économiques. Cette performance profitera aux consommateurs d'électricité en servant de base au calcul des charges d'exploitation d'Enedis pour la période TURPE 7.

⁴⁸ Les salariés des Industries Électriques et Gazières (IEG), dont fait partie Enedis, bénéficient d'un tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité (dit « tarif agent »). Chaque entreprise faisant partie des IEG verse en contrepartie à EDF et Engie chaque année un montant visant à couvrir l'écart entre le tarif agent et le coût de fourniture de ce tarif par EDF et Engie. Dans le cadre actuel, ces charges sont entièrement incitées chez Enedis, comme la majorité des charges d'exploitation.

4.1.2. Demande d'Enedis

Pour évaluer les trajectoires de charges nettes d'exploitation d'Enedis, la CRE retient les hypothèses d'inflation suivantes :

	2024	2025	2026	2027	2028
IPC hors tabac⁴⁹	2,50 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %

Ces hypothèses seront ajustées avec les dernières prévisions disponibles au moment de la décision tarifaire.

Les charges nettes d'exploitation sont composées des charges brutes (qui englobent notamment les dépenses de travaux, d'achats de matériels, de recours aux prestataires, les charges de personnel ou encore les impôts et taxes) dont sont retraitées les recettes extratarifaires (principalement composées des contributions de raccordement et des recettes de prestations annexes) et de la production immobilisée (la part de la main d'œuvre allouée à la réalisation d'investissements, comptabilisée en immobilisations).

Ainsi, la dynamique de raccordements *via* les contributions des utilisateurs (notamment d'installations de production d'énergie renouvelable et de bornes de recharge de véhicules électriques) et la dynamique d'investissements ont une incidence directe sur le niveau des charges nettes d'exploitation d'Enedis.

Le niveau des contributions de raccordement ne dépend pas de l'action d'Enedis, tout comme le coût de l'avantage en nature énergie (ANE, ou tarif agent) dont le niveau est fortement corrélé au prix de l'électricité. Pour ces raisons, ces postes sont au CRCP (contributions de raccordement) ou la CRE envisage qu'ils le soient en quasi-totalité dans le TURPE 7 (tarif agent). La CRE présente donc dans cette partie la trajectoire totale des charges nettes d'exploitation accompagnée d'une lecture au périmètre « hors recettes extratarifaires (essentiellement contributions de raccordement) et hors tarif agent », qui permet une meilleure lisibilité de la trajectoire d'Enedis sur ces charges maîtrisables sur plusieurs années.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles demandées par Enedis pour le TURPE 7 (hors charges de système électrique, présentées en partie 4.2) sont les suivantes :

En M€ courants	2023 Réalisé	2025	2026	2027	2028
Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	5 036,9	4 922,8	5 031,0	5 068,5	5 153,9
Charges nettes d'exploitation (hors CSE, hors recettes extratarifaires et tarif agent)	6 012,1	6 447,1	6 614,0	6 826,3	7 038,2

Tableau 24. Demande de CNE d'Enedis pour la période TURPE 7 (en M€)

Au périmètre total, la demande d'Enedis est en baisse de 114 M€ (soit -2,3 %) entre 2023 et 2025. Il est à noter que l'année 2023 est un point haut pour les charges d'exploitation d'Enedis, sous l'effet principalement de la crise des prix de gros qui a fortement augmenté le coût du tarif agent, et des dépenses induites par les tempêtes exceptionnelles (notamment Ciaran et Domingos fin 2023). Les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite d'environ +1,5 % par an entre 2025 et 2028.

Au périmètre retraité des recettes extratarifaires et du tarif agent, la hausse entre le réalisé 2023 et la demande pour 2025 est de 432,6 M€ (soit +7,2 %), et les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +3,0 % par an en moyenne. L'inflation cumulée entre 2023 et 2025 est estimée à +4,3 %.

La forte hausse des recettes associées aux raccordements est détaillée dans le tableau ci-dessous.

⁴⁹ [Voir le site du FMI](#)

Contributions de raccordement (M€)	2023 Estimé	2024 Prév.	2025	2026	2027	2028
Demande d'Enedis	-941,4	-1 251,5	-1 415,4	-1 536,3	-1 716,4	-1 861,2
Evolution annuelle (%)		+32,9 %	+13,1 %	+8,5 %	11,7 %	8,4 %

Tableau 25. Demande de contributions de raccordement d'Enedis pour la période TURPE 7 (en M€)

Les principaux postes en hausse entre 2023 et 2025 dans la demande d'Enedis sont les suivants :

- les achats et services (+160 M€, soit +5,8 %) : Enedis explique cette hausse principalement par les dépenses attendues sur les postes « travaux » et « tertiaire et prestations », du fait notamment de l'entretien périodique des ouvrages, de l'élagage et du débroussaillage des réseaux aériens, ainsi que de l'accélération du nombre de raccordements au réseau à réaliser sur la période TURPE 7, en particulier des installations de recharge de véhicules électriques ;
- les charges de personnel (+387 M€, soit +12,8 %), principalement du fait de la dynamique de recrutements et de l'effet prix (+4 % d'effectifs moyens entre 2023 et 2025).

Certains postes de dépenses contribuent à réduire la demande d'Enedis en 2025, notamment :

- les autres charges d'exploitation (-180 M€, soit -24 %) : cette baisse est en grande partie due au tarif agent, du fait de la baisse des prix de gros de l'électricité, et pour une moindre part à la baisse des indemnités pour coupures longues versées aux consommateurs, par rapport au niveau exceptionnel réalisé en 2023 en raison des événements climatiques ;
- les produits extratarifaires (+404 M€, soit +29 %) : Enedis anticipe une forte accélération des raccordements à réaliser, en particulier des énergies renouvelables et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, ce qui se matérialise par une hausse des recettes associées.

Par ailleurs, Enedis a intégré l'hypothèse d'un plan de performance à partir de 2023 (-128 M€ entre 2023 et 2025), qu'il a intégralement affecté au poste « Achats ». Sur la période TURPE 7, ce plan de performance représente un effort de productivité de -846 M€, soit 4,2 % des CNE sur la période.

4.1.3. Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue

La CRE a demandé à Enedis de présenter sa demande tarifaire au regard des derniers niveaux réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2023 inflaté et en décomposant chaque poste au premier euro, afin de s'assurer que les éventuels besoins additionnels ne peuvent pas être couverts par des ressources libérées sur des actions prenant fin.

La CRE a mandaté le cabinet Schwartz & Co pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation (hors charges de système électrique) d'Enedis. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2024. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande mise à jour d'Enedis, est publié en même temps que le présent document de consultation publique.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation d'Enedis constatés lors de la période TURPE 6 et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées pour la période tarifaire à venir. L'audit a pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2021-2023) et prévisionnelles (2025-2028) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif TURPE 7.

4.1.4. Synthèse des résultats de l'audit et analyse de la CRE

4.1.4.1. Résultats de l'audit externe

Le périmètre des coûts audité par le consultant inclut les charges nettes d'exploitation, et ne comprend pas les charges de système électrique, présentées en partie 4.2.

CNE (hors système électrique)	2025	2026	2027	2028
Trajectoire demandée par Enedis (M€ _{courants})	4 922,8	5 031,0	5 068,5	5 153,9
Trajectoire du consultant (M€ _{courants})	4 598,7	4 571,0	4 528,2	4 536,3
Ecart avec la demande d'Enedis (M€ _{courants})	-324,1	-460,0	-540,3	-617,6

Tableau 26. Résultats de l'audit externe sur les CNE (hors système électrique) d'Enedis

Les principaux ajustements recommandés par l'auditeur portent sur les postes « Achats et services » (en particulier les sous-postes « tertiaire et prestations », « travaux » et « FPE »), « Charges de personnel », « Main d'œuvre immobilisée » et « Autres charges d'exploitation » (au sein de ce poste, les principaux ajustements portent sur les coûts de « Tarif agent », « Coûts échoués » et « Impayés des clients finals »). Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après. Le total des ajustements sur les quatre ans est de 1 941,9 M€, soit 485,5 M€ par an en moyenne (-9,6 % par rapport à la demande tarifaire d'Enedis).

Au périmètre des CNE hors produits extratarifaires et hors tarif agent, les résultats de l'audit sont les suivants :

CNE (hors CSE, hors produits extratarifaires, hors tarif agent)	2025	2026	2027	2028
Trajectoire demandée par Enedis (M€ _{courants})	6 444,7	6 614,0	6 826,3	7 038,2
Trajectoire du consultant (M€ _{courants})	6 140,4	6 227,3	6 368,9	6 515,0
Ecart avec la demande d'Enedis (M€ _{courants})	-304,3	-386,7	-457,4	-523,2

Tableau 27. Résultats de l'audit externe sur les CNE (hors produits extratarifaires, hors tarif agent) d'Enedis

Le total des ajustements sur la période s'élève à 1 671,6 M€, soit 417,9 M€ par an⁵⁰.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec Enedis dans le courant du mois de juillet 2024. Enedis a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant.

Achats et services

La trajectoire de l'auditeur est inférieure de 205 M€ par an en moyenne à celle d'Enedis (-821 M€ en cumulé sur la période, soit -7 %). Cet ajustement porte d'abord sur les charges « tertiaire et prestations » et « travaux », principalement sur les charges additionnelles demandées par Enedis liées à la croissance de ses activités de raccordement. L'auditeur considère qu'Enedis n'a pas démontré qu'il n'y avait pas de double comptage entre les dépenses supplémentaires demandées dans les achats (dans l'hypothèse d'un recours accru à la sous-traitance) et les charges de personnel associées aux nouveaux recrutements (dans l'hypothèse d'un recours à la main d'œuvre interne).

⁵⁰ Les ajustements tiennent compte de la ventilation du rejeu de l'inflation par l'auditeur dans son rapport.

L'autre principal ajustement provient des hypothèses de contribution au Fonds de Péréquation Electricité (FPE), l'auditeur retenant la moyenne des charges observées entre 2021 et 2023, afin d'atténuer l'effet de la crise énergétique de 2022 et 2023 (ce poste est couvert au CRCP).

Autres charges d'exploitation

L'auditeur a notamment ajusté la trajectoire d'impayés des clients finals. Enedis a en effet proposé une hypothèse d'impayés élevés à la suite de la crise énergétique (ce poste est couvert au CRCP). Concernant les coûts échoués (VNC des immobilisations démolies), l'auditeur n'a pas retenu certaines hypothèses d'Enedis, notamment sur des coûts échoués relatifs aux chantiers et à Linky.

Charges de personnel

L'auditeur a ajusté les charges de personnel de -92 M€ par an en moyenne (-367 M€ sur la période, soit -3 %). Il a principalement retenu des hypothèses d'effets-prix, en particulier sur le Salaire National de Base (SNB), de taux de charges sociales et de charges de sécurité sociale plus basses, alignées avec les niveaux observés sur un historique long.

Main d'œuvre immobilisée

L'auditeur a retenu un ajustement de +76 M€ par an en moyenne (+305 M€ sur la période, soit +8 %). Il a considéré que les taux de main d'œuvre immobilisée prévisionnels, en baisse par rapport à TURPE 6, n'étaient pas suffisamment justifiés par Enedis. Il a retenu les taux historiques moyens observés entre 2021 et 2023, appliqués à la trajectoire prévisionnelle d'investissements ainsi qu'à la trajectoire d'effectifs ajustée.

R&D

L'auditeur a ajusté la trajectoire d'Enedis en matière de R&D de -23 M€/an en moyenne (90 M€ sur la période, soit -30 %). Il a analysé la liste des axes de travail indiqués par Enedis et la liste des projets associés, selon les critères suivants : « le projet dispose d'un périmètre bien défini », « il relève d'une activité de GRD », « il a un caractère prioritaire » ou « il n'a pas déjà été financé sur un TURPE précédent ». En fonction de ces facteurs, l'auditeur a repris les trajectoires d'Enedis et a retenu tout ou partie du montant demandé par Enedis. Il a également supprimé les projets dont les montants sont inférieurs à 1 M€, et qu'il a considéré comme non justifiés par Enedis.

Plan de lutte anti-fraude

Depuis 2022, Enedis constate une hausse préoccupante des pertes non techniques (PNT) (cf. partie 3.3.1.3) sur son réseau occasionnant une augmentation des charges associées. Les PNT sont catégorisées par Enedis en trois catégories :

- les « écarts au processus client », avec notamment les consommations inter-contrat, les consommations après résiliation, les fins de maintien de l'alimentation, les consommations avant la première mise en service supérieures à zéro, etc. ;
- les « fraudes », avec les dérivations en amont du compteur ou les compteurs trafiqués ;
- les « dysfonctionnements », avec par exemple les dysfonctionnements du compteur ou de la chaîne communicante non imputables au client.

Les outils de supervision et les moyens déjà en service ont permis d'identifier, de traiter en partie et d'évaluer l'impact grandissant du phénomène des fraudes sur son réseau. Enedis indique que l'énergie sécurisée (c'est-à-dire des volumes d'énergie dont la consommation frauduleuse a été identifiée et résolue) par les équipes dédiées est passée de 1 TWh en 2021 à 1,6 TWh en 2023 tous types de pertes non techniques confondus. La part des dossiers traités caractérisés comme relevant de fraudes a également crû en passant de 5 % des dossiers relatifs aux pertes non techniques hors dysfonctionnements (soit environ 1 300 dossiers) en 2022 à 25 % (environ 7 600 dossiers) entre janvier et juin 2024. Enedis a identifié à ce stade 150 000 points de livraison suspects, et estime que 6 500 nouveaux cas s'ajoutent chaque mois, tandis qu'environ 1 000 dossiers sont traités chaque mois. Les ressources actuellement disponibles ne permettraient pas de traiter l'entièreté des cas déjà identifiés et nouvellement détectés.

Face à ce constat, Enedis a augmenté les moyens mis en œuvre et initié, en 2024, un plan d'action « Pertes et Fraudes » visant à mener les actions suivantes :

- comprendre et localiser le phénomène, *via* notamment le renforcement des algorithmes de détection de comptage suspects ;
- renforcer la lutte contre la fraude et remonter les filières, en augmentant les capacités d'enquête, d'interventions et de traitement de la fraude organisée ;
- faire évoluer le cadre juridique et réglementaire, en augmentant, par exemple, le caractère dissuasif des peines encourues ;
- mobiliser les parties prenantes, en se coordonnant et mettant en place des modes opératoires organisés avec les pouvoirs publics et les fournisseurs ;
- communiquer pour dissuader, *via* la communication sur le coût de la fraude et les risques financiers et sécuritaires encourus.

Enedis demande en conséquence un doublement des effectifs dédiés et un financement de 1 M€/an sur la période TURPE 7 afin de développer de nouvelles solutions techniques visant à mieux cibler la lutte contre la fraude. Enedis, dans sa demande tarifaire, considère que ces actions permettront sur la période TURPE 7 de stabiliser le volume de pertes dû à la fraude, avec un taux de pertes global de 6,88 % sur la période.

La CRE considère que la baisse des pertes non techniques est un enjeu particulièrement important au regard des montants concernés, proches de 1 Md€/an pour la période TURPE 7. Cet objectif de réduction est incité par la CRE depuis le démarrage du projet Linky, par le biais notamment d'une incitation financière relative à la régulation des pertes pour Enedis à baisser le volume de PNT.

L'auditeur n'a pas recommandé d'ajustement sur les ressources demandées par Enedis pour lutter contre la fraude.

La CRE constate néanmoins qu'Enedis a pris du retard dans le traitement des fraudes. Elle considère que l'allocation de moyens supplémentaires dédiés au traitement des fraudes doit se traduire dans les faits par une baisse des PNT.

La CRE envisage à ce stade d'intégrer un objectif de baisse de 0,1 %/an du volume de pertes totales à partir de 2026 (cf. partie 3.3.1.3.5), dans les objectifs de régulation incitative des pertes, et dans la trajectoire prévisionnelle des charges du système électrique (cf. partie 4.2.3).

Linky – Gains apportés par le déploiement des compteurs évolués

Le projet Linky, dont le déploiement a débuté fin 2015, consiste à remplacer l'ensemble du parc de compteurs du marché de masse (BT ≤ 36 kVA) par des compteurs évolués d'ici à 2024. A ce jour, 37 millions de compteurs évolués ont été déployés, légèrement en dessous de la prévision initiale de 35 millions prévue dans le calendrier initial du projet.

Ce projet, dont l'ampleur industrielle, technologique et financière constitue une exception dans les activités d'Enedis, a fait l'objet d'une analyse technico-économique par la CRE en 2014, qui a conduit, d'une part, à décider le lancement du projet, et d'autre part, à en fixer les trajectoires tarifaires.

Cet exercice a permis d'identifier les coûts prévisionnels associés au projet Linky, mais également les gains qui en sont attendus. Pour rappel, ces gains sont notamment liés à :

- la réduction des pertes non techniques : réduction des fraudes et des erreurs de facturation ;
- la diminution des coûts de relève : substitution de la relève à pied par la télérelève ;
- la diminution des petites interventions qui deviennent téléopérables ;
- dans une moindre mesure, la baisse des pertes techniques, et un progrès sur la durée des coupures grâce notamment à une meilleure connaissance du réseau.

A l'issue du déploiement massif des compteurs Linky fin 2021, dans sa délibération TURPE 6 HTA-BT et à l'occasion de la consultation publique 2021-13, la CRE a présenté le bilan des gains d'efficacité associés aux compteurs sur la période 2017-2024. Pour la présente consultation publique, la CRE a réitéré cet exercice afin d'évaluer ces gains sur la période 2020-2028, selon la même méthodologie que pour le TURPE 6 HTA-BT :

- reconstruction d'une partie des scénarios « Inertiel » (scénario contrefactuel, *i.e.* sans le déploiement de Linky) sur les OPEX et « Linky » en révisant les hypothèses du plan d'affaires de 2014 et en tenant compte du réalisé à date (inflation, nombre de compteurs posés, coût d'achat des pertes), ce qui permet d'actualiser les estimations de gains ;
- évaluation des gains réalisés (sur la période 2017-2023) ou prévisionnels (sur la période 2024-2028) en comparant les trajectoires 2014-2028 (réalisées et prévisionnelles) avec le scénario inertiel ;
- comparaison des gains réalisés ou prévisionnels aux gains nets « théoriques » issus de l'actualisation du plan d'affaires de 2014.

Cette comparaison montre que les gains réalisés (jusqu'à 2023) ou prévisionnels (2024-2028) hors PNT (correspondant aux réductions des coûts liés à la relève, aux interventions et aux autres gains) figurant dans le plan d'affaires présenté par Enedis sont supérieurs aux gains attendus dans le plan d'affaires de 2014. Entre 2025 et 2028, Enedis aura réalisé 70 M€ de gains OPEX hors PNT pour 51 M€ initialement estimés dans le BP Linky.

M€ Courants	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Impact OPEX théorique (BP 2014 retraité)	-77	-104	-76	25	105	146	134	178	190	196	213	229
Impact OPEX réalisé ou prévisionnel⁵¹	-66	-65	-43	53	94	212	245	267	288	305	323	337
Ecart	11	39	34	29	-11	66	111	88	97	110	109	108

Tableau 28. Gains Linky hors PNT

En revanche, pour les PNT, les objectifs globaux par rapport au plan d'affaires retraité n'ont pas été atteints pendant le TURPE 6, alors que les coûts évités liés à la réduction des pertes non techniques sont un des postes de gain les plus importants du projet (avec un objectif initial de réduction de -3 TWh à horizon 2023). Pour mener cet exercice d'analyse présenté en Tableau 29, la CRE s'est appuyée sur les trajectoires de gains fournies par Enedis de 0,5 TWh en 2018 pour atteindre 1 TWh en 2021, maintenu constant jusqu'en 2024. Enedis rappelle toutefois que ces gains sont, par essence, difficiles à mesurer.

D'après Enedis, cette cible reste pertinente, mais son atteinte nécessite le déploiement de l'ensemble des outils de pilotage du réseau. Comme présenté dans la partie 3.3.1.3.5, et notamment dans un contexte d'augmentation des fraudes, la CRE envisage de faire évoluer la régulation incitative sur les pertes dans l'objectif d'inciter Enedis à l'efficacité dans ses actions contre les fraudes et les PNT, et regrette qu'elles n'aient pas été déployées plus tôt. La CRE suivra de manière attentive la réalisation des gains sur les PNT Linky.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Gains PNT Linky BP 2014 retraité (M€ courant)	0	1	7	25	57	104	155	200	228	247	266
gain volume PNT Linky BP (TWh)	0,0	0,0	-0,1	-0,4	-1,0	-1,7	-2,3	-2,8	-3,0	-3,1	-3,1
prix unitaire Linky BP (€/MWh)	-	49,32	50,27	55,16	58,64	62,84	66,78	71,39	75,79	80,56	85,04
Gains PNT réalisés (M€ courant)	0	1	4	10	22	26	40	61	95	159	84
gain volume PNT réalisé (TWh)	0,00	0,01	0,08	0,23	0,50	0,59	0,83	1,00	1,00	1,00	1,00
prix unitaire réalisé (€/MWh)	-	49,32	50,27	43,06	43,70	43,74	48,28	61,29	95,16	159,35	83,82
Ecart (M€ courant)	0	-1	-4	-15	-35	-78	-115	-139	-132	-88	-182

Tableau 29. Gains PNT Linky

4.1.4.2. Analyse préliminaire de la CRE du périmètre hors système électrique, hors produits extratarifaires et hors tarif agent

La demande de charges nettes d'exploitation d'Enedis hors produits extratarifaires et tarif agent conduirait à une hausse de +7,2 % entre 2023 et 2025, puis à une hausse de +3 % par an entre 2025 et 2028. Entre le niveau réalisé moyen 2021-2023 (en €₂₀₂₃) et 2025, la demande d'Enedis représente une hausse de 7,3 % suivie d'une hausse de 3 % par an.

⁵¹ Données réalisées pour la période 2017-2023, estimées pour 2024 et prévisionnelles pour la période 2025-2028.

Comme mentionné en partie 4.1.2, la demande d'Enedis hors produits extratarifaires et hors tarif agent intègre un plan de performance de 846 M€ sur la période TURPE 7. Ce plan n'a pas été affecté aux différentes catégories de charges de la matrice tarifaire, mais a été normativement affecté par Enedis au poste « Achats ». L'auditeur indique que les informations transmises par Enedis sur les hypothèses sous-jacentes et la méthodologie de construction ne permettent pas de conclure à un recoupement entre le plan de performance et les ajustements poste à poste qu'il recommande. Il a donc effectué son analyse poste à poste à partir de la demande d'Enedis incluant le plan de performance d'Enedis.

Postérieurement à l'audit des CNE, Enedis a fourni à la CRE une décomposition de son plan de performance, et indiqué que sur les 846 M€ prévus sur la période TURPE 7, 463 M€ restaient à identifier.

La CRE considère que la demande d'Enedis sur les charges nettes d'exploitation hors produits tarifaires et hors tarif agent est trop élevée. Elle constate toutefois que l'addition des ajustements de l'auditeur et de l'intégralité du plan de performance d'Enedis demande un effort de productivité significatif.

Pour la présente consultation publique, la borne basse de la trajectoire des charges nettes d'exploitation d'Enedis est constituée par la trajectoire de l'auditeur. La CRE considère aussi une variante intégrant une partie des ajustements de l'auditeur, pour prendre en compte les potentiels recoupements avec le plan de performance proposé par Enedis dans sa demande (463 M€). La demande d'Enedis constitue la borne haute. Le niveau des charges nettes d'exploitation du TURPE 7 devrait être compris entre les bornes haute et basse.

Pour le calcul de son scénario illustratif, la CRE retient la moyenne des deux trajectoires suivantes :

- la borne haute (demande d'Enedis) ;
- la moyenne de la borne basse et de la borne basse « variante ».

CNE hors CSE, hors produits extratarifaires, hors tarif agent	2025	2026	2027	2028
A – Borne haute : demande d'Enedis	6 444,7	6 614,0	6 826,3	7 038,2
B – Borne basse : trajectoire du consultant	6 140,4	6 227,3	6 368,9	6 515,0
C – Borne basse « variante » : trajectoire du consultant retraitée d'une partie des ajustements	6 190,4	6 315,3	6 500,9	6 708,0
Trajectoire scénario illustratif = (A + (B + C) / 2) / 2	6 305,1	6 442,6	6 630,6	6 824,9

Tableau 30. Trajectoire du scénario illustratif des CNE hors système électrique, hors produits extratarifaires, hors tarif agent (en M€)

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats de ses analyses sur les ajustements recommandés par l'auditeur et sur les observations d'Enedis.

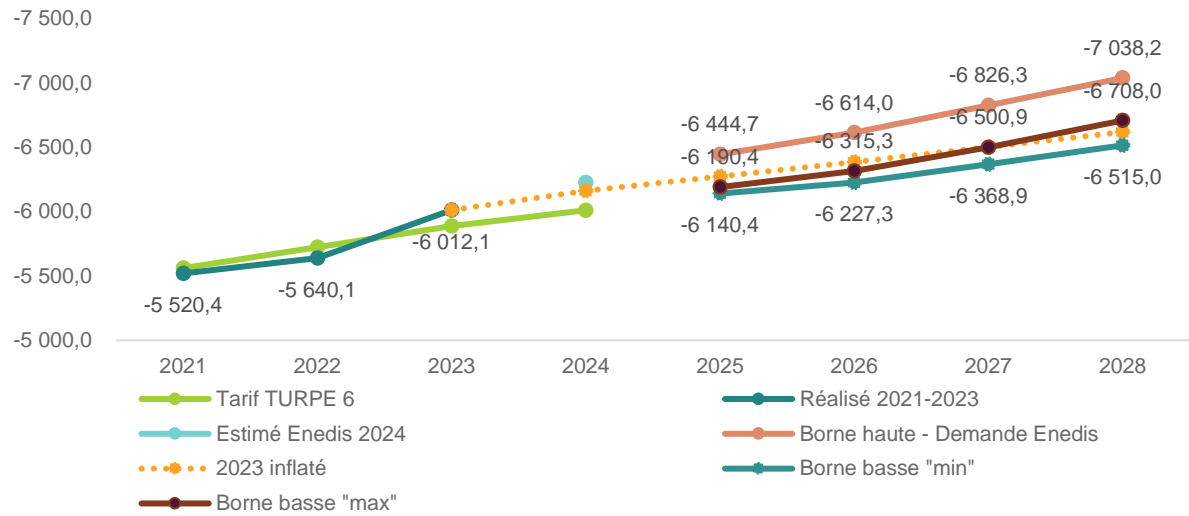


Figure 24. CNE (hors système électrique, hors produits extratarifaires, hors tarif agent) d'Enedis (en M€)

4.1.4.3. Analyse préliminaire de la CRE des CNE (hors système électrique), dont produits extratarifaires et tarif agent

La demande de charges nettes d'exploitation d'Enedis au périmètre total conduirait à une baisse de - 2,3 % entre 2023 et 2025, puis à une hausse de +1,5 % par an entre 2025 et 2028. Entre le niveau réalisé moyen 2021-2023 (en €₂₀₂₃) et 2025, la demande d'Enedis représente une hausse de +0,1 %.

Cette baisse s'explique d'une part par un niveau de charges particulièrement élevé en 2023, en raison notamment de la crise des prix de l'énergie qui a donné lieu à une très forte hausse du tarif agent, et d'autre part par la forte hausse des contributions de raccordement attendue pendant le TURPE 7.

Enedis prévoit une forte hausse des recettes de raccordement sur la période TURPE 7, sous l'impulsion du développement des énergies renouvelables et de la mobilité électrique. Cette hypothèse conduit à réduire significativement le niveau des charges nettes d'exploitation.

CNE totales (hors système électrique)	2025	2026	2027	2028
Demande d'Enedis	4 922,8	5 031,0	5 068,5	5 153,9
<i>dont tarif agent</i>	264,2	311,6	311,6	317,5
<i>dont produits extratarifaires</i>	-1 786,2	-1 894,6	-2 069,4	-2 201,7

Tableau 31. Demande de CNE (hors système électrique) d'Enedis (en M€)

A ce périmètre, outre les ajustements détaillés précédemment, le principal ajustement proposé par l'auditeur concerne le tarif agent, avec une baisse de -62 M€ par an en moyenne (-248 M€ sur la période, soit -21 %). Cet ajustement est dû en majeure partie à la baisse des prix de l'énergie sur la période, et également à la baisse du volume prévisionnel d'énergie consommée liée à l'effort de sobriété recommandé par l'auditeur, cohérent avec ceux retenus dans la délibération ATRD7 de GRDF pour ce poste. La CRE envisage de couvrir à 100 % au CRCP dans le TURPE 7 les écarts sur ce poste dus à l'évolution des prix de l'électricité et du gaz et de la fiscalité.

CNE totales (hors système électrique)	2025	2026	2027	2028
A – Borne haute : demande d'Enedis	4 922,8	5 031,0	5 068,5	5 153,9
B – Borne basse : trajectoire du consultant	4 598,7	4 571,0	4 528,2	4 536,3
C – Borne basse « variante » : trajectoire du consultant retraitée d'une partie des ajustements	4 648,7	4 659,0	4 660,2	4 729,3
Trajectoire scénario illustratif = (A + (B + C) / 2) / 2	4 773,3	4 823,0	4 831,4	4 893,4

Tableau 32. Trajectoire du scénario illustratif des CNE totales (hors système électrique) (en M€)

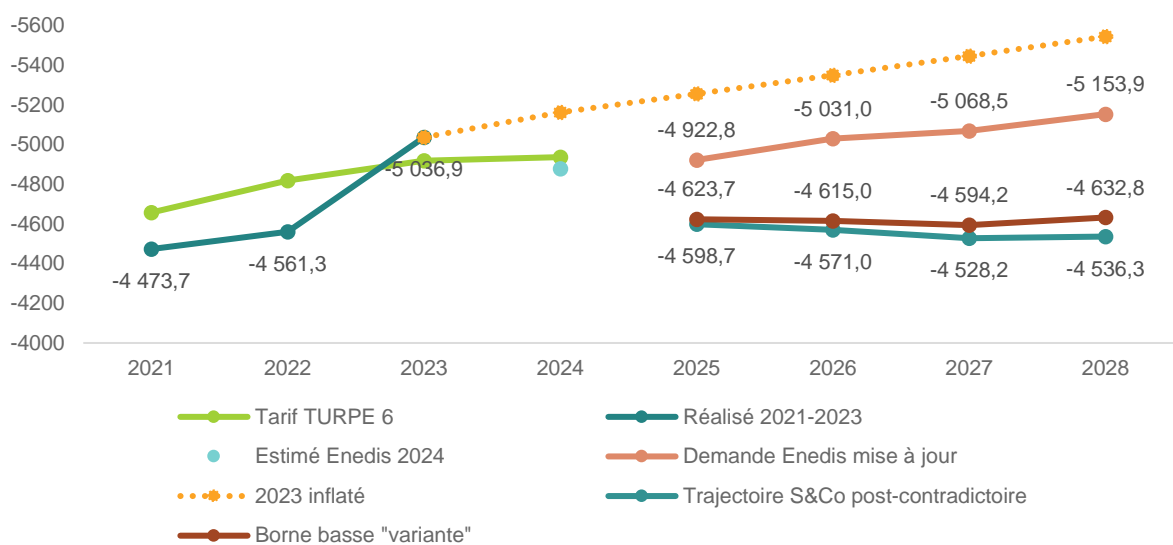


Figure 25. CNE totales (hors système électrique) d'Enedis (en M€)

Question 51 Avez-vous des observations sur l'analyse préliminaire de la CRE relative aux charges nettes d'exploitation d'Enedis pour le TURPE 7 ?

4.2. Charges du système électrique

Les charges de système électrique (CSE) sont principalement composées :

- des achats d'énergie pour compenser les pertes (pour environ 30 %), qui fait par ailleurs l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* (cf. partie 3.3.1.3) ;
- du coût d'accès au réseau de transport, c'est-à-dire le TURPE HTB dont Enedis s'acquitte auprès de RTE (pour environ 69 %) ;
- des raccordements de postes sources au réseau public de transport (pour environ 1 %).

Ces charges sont intégralement couvertes au CRCP, hormis le bonus/malus issu de la régulation incitative des pertes.

4.2.1. Bilan de la période tarifaire TURPE 6

Sur la période du TURPE 6 HTA-BT, les charges liées à l'exploitation du système électrique supportées par Enedis ont été supérieures aux charges prévisionnelles fixées par le tarif, de 643 M€ par an en moyenne sur la période 2021-2023, soit environ 13 % au-delà de la trajectoire prévisionnelle (corrigée de l'inflation réelle).

En M€ courants	2021	2022	2023
Charges de système électrique prévues dans le TURPE 6	4 855,0	4 869,3	4 889,2
Charges de système électrique réalisées	5 248,6	4 080,3	7 212,6
Ecart	+394,6	-789,0	+2 324,4

Tableau 33. Charges de système électrique d'Enedis (2021-2023) (en M€)

Les écarts entre les charges réalisées et la trajectoire TURPE 6 sont portés par :

- un surcoût de +3,9 Md€ des achats d'énergie pour compenser les pertes, en lien avec la hausse des prix de gros de l'électricité, portant les achats des pertes à 7 469 M€ sur la période 2021-2023 (+110 % par rapport à la trajectoire TURPE 6) ;
- un niveau de charges liées au paiement du TURPE HTB inférieur au prévisionnel, en raison d'une part de la restitution des recettes exceptionnelles d'interconnexion par RTE en 2022⁵², et d'autre part de la consommation sur le réseau d'Enedis, inférieure aux prévisions. Ces charges s'élèvent à 8 998 M€ sur la période 2021-2023 (-18 % par rapport à la trajectoire TURPE 6). Par ailleurs, les hausses du TURPE HTB ont été supérieures à celles prévues initialement. Ces écarts ont été compensés par la rétrocession des recettes de RTE et par de moindres volumes acheminés ;
- les charges de raccordement des postes sources au réseau public de transport, inférieures au prévisionnel, s'élevant à -74 M€ sur la période 2021-2023 (soit -48 % par rapport à la trajectoire TURPE 6), principalement du fait de l'abandon ou de reports de projets.

En M€ courants	2021	2022	2023
Achats d'énergie pour compenser les pertes	1 494,6	2 219,6	3 754,8
Charges du Contrat d'Accès au Réseau de Transport (CART)	3 726,5	1 833,7 ⁵³	3 438,1
Raccordement des postes-sources au RPT	27,5	27,0	19,7
Total	5 248,6	4 080,3	7 212,6

Tableau 34. Charges de système électrique réalisées par Enedis (2021-2023) (en M€)

4.2.2. Demande d'Enedis

Concernant le coût d'achat des pertes, la demande d'Enedis pour la période TURPE 7 s'appuie sur le niveau des prix de gros au moment de sa demande et prend en compte les achats déjà réalisés. Les hypothèses sous-jacentes de volume ont fait l'objet d'échanges avec RTE, sur la base d'un taux de pertes prévisionnel (6,88 %) correspondant au taux observé en 2023 et jugé pérenne par Enedis.

⁵² Ce versement exceptionnel lié aux recettes d'interconnexion de RTE en 2022 a été pris en compte dans l'évolution annuelle du TURPE HTA-BT d'Enedis au 1^{er} août 2024, c'est-à-dire intégré au CRCP au titre de l'année 2023.

⁵³ La rétrocession exceptionnelle des recettes d'interconnexion par RTE en 2022 a été comptabilisée au CRCP d'Enedis au titre de l'année 2023.

En septembre, Enedis a présenté à la CRE une nouvelle trajectoire de consommation prévisionnelle pour 2024, avec un effet à la baisse sur le coût d'achat total des pertes (cf. 3.3.1.3). Cette demande est présentée dans le Tableau 35.

Concernant le coût du TURPE HTB, Enedis a fourni une demande initiale calculée à partir des grilles tarifaires 2024 du TURPE HTB, avec une hypothèse d'évolution à l'inflation chaque année du TURPE 7. Enfin, Enedis a retenu une hypothèse de coûts de raccordement de postes-sources au réseau de transport en décroissance par rapport à TURPE 6.

Charges de système électrique (en M€)	2025	2026	2027	2028
Achats d'énergie pour compenser les pertes	1 946,0	2 003,0	1 767,0	1 799,0
Charges du CART	3 991,50	4 249,7	4 518,8	4 851,9
Raccordement des postes-sources au RPT	24,0	22,0	20,0	13,9
Total	5 961,5	6 274,7	6 305,8	6 664,9
<i>Evolution annuelle (%)</i>		5,3 %	0,5 %	5,7 %

Tableau 35. Charges de système électrique prévisionnelles sur la période TURPE 7 – demande d'Enedis (en M€)

4.2.3. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de retenir un taux de pertes dégressif à partir de 2026 (-0,1 % par an par rapport à la demande d'Enedis) afin de prendre en compte les gains attendus sur le volume de pertes non-techniques grâce à la mise en place du plan anti-fraude d'Enedis (cf. partie 4.1.4.1).

Coût d'achat des pertes	2025	2026	2027	2028
Demande d'Enedis (M€)	1 946,0	2 003,0	1 767,0	1 799,0
Taux de pertes demandé par Enedis	6,88 %	6,88 %	6,88 %	6,88 %
Taux de pertes envisagé par la CRE	6,88 %	6,78 %	6,68 %	6,58 %
Impact sur la demande d'Enedis (M€)	0,0	-29,1	-51,4	-78,4

Tableau 36. Coût d'achat des pertes sur la période TURPE 7 – demande d'Enedis

Pour le scénario illustratif, la CRE retient la trajectoire suivante :

- pour les achats d'énergie pour compenser les pertes, la moyenne entre la demande d'Enedis (borne haute) et la trajectoire révisée par la CRE (borne basse) ;
- pour le coût du TURPE HTB, la trajectoire correspondant aux volumes prévus par Enedis, appliqué au scénario illustratif d'évolution du TURPE HTB présenté dans la consultation publique relative au TURPE 7 HTB de RTE ;
- pour le coût de raccordement des postes-sources au réseau de transport, la demande d'Enedis. La baisse proposée par Enedis semble pertinente car elle est basée sur la trajectoire des projets déjà contractualisés ou en cours d'étude avec RTE.

Charges de système électrique (en M€)	2025	2026	2027	2028
Demande d'Enedis	5 961,5	6 274,7	6 305,8	6 664,9
Trajectoire scénario illustratif	5 983,0	6 228,1	6 201,5	6 461,8

Tableau 37. Charges de système électrique prévisionnelles sur la période TURPE 7 – demande d'Enedis

Question 52 Avez-vous des observations sur le niveau de charges de système électrique envisagé par la CRE sur la période TURPE 7 ?

4.3. Paramètres de rémunération

4.3.1. Demande d'Enedis

Enedis demande une marge sur actif de 2,8 % (nominal, avant impôts), en hausse par rapport au niveau du TURPE 6 de 2,5 %, qui s'appuie sur un bêta des actifs de 0,40 contre 0,36 dans le TURPE 6. Enedis demande également un taux de rémunération des capitaux propres régulés de 3,1%, en hausse par rapport à celui en TURPE 6 (2,3 %) et un taux de rémunération des emprunts financiers de 3,4 % en hausse par rapport à celui en TURPE 6 (1,7 %).

Concernant le niveau des CPR et des emprunts financiers, Enedis demande l'application d'un taux sans risque pondéré entre un taux long terme de 1,3 % et un taux court terme de 3,3 %. La pondération proposée par Enedis est de 50/50, fondée selon Enedis sur la part des nouveaux actifs dans les CPR et les emprunts financiers. Enedis demande par ailleurs l'intégration, dans le taux de rémunération des emprunts financiers, d'un spread de dette de 1,1 %.

Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude sollicitée par Enedis auprès d'un consultant externe. Plus particulièrement, Enedis justifie la hausse du bêta de l'actif de 0,36 à 0,40 par (i) l'accroissement des besoins d'investissements et d'adaptation du réseau, (ii) les changements des cadres de régulation, législatif et concessionnaire et (iii) les risques opérationnels notamment liés à l'aléa climatique.

4.3.2. Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation du tarif TURPE 7, la CRE réexamine les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du taux de rémunération des opérateurs. Dans cet objectif, elle a demandé à un consultant externe de réaliser un audit et une analyse des demandes de rémunération d'Enedis et de RTE. Le rapport d'audit est publié en parallèle de cette consultation publique.

Les travaux menés par l'auditeur se sont déroulés entre mai et juillet 2024. L'auditeur recommande un taux de rémunération de la marge sur actif compris entre 2,2 % et 2,5 % (hors Linky), un taux de rémunération des capitaux propres régulés s'élevant à 3,15 % et un taux de rémunération des emprunts financiers s'élevant à 2,34 %.

4.3.3. Fourchette de taux de rémunération envisagée par la CRE

La CRE n'envisage pas, à ce stade, d'accéder à la demande de marge sur actif d'Enedis (2,8 %, nominal avant impôts). En particulier, cette demande s'appuie sur une hausse significative du bêta de l'actif que la CRE n'envisage pas de retenir.

La CRE n'envisage pas non plus de retenir la demande d'intégration d'un *spread* de dette (1,1%) demandé par Enedis. La méthode de rémunération d'Enedis n'intègre pas de paramètre de *spread* de dette dans la rémunération des emprunts financiers et la CRE ne voit pas de raison de modifier cette méthode sur ce point.

La CRE envisage de fixer la rémunération d'Enedis à l'intérieur des fourchettes présentées ci-après, fondée sur l'approche du consultant dans laquelle elle a pris en compte des fourchettes plus larges pour certains paramètres comme le bêta de l'actif ou la prime de risque marché.

Pour le TURPE 7 HTA-BT, la CRE s'oriente à ce stade vers une valeur :

- de marge sur actif qui pourrait être comprise entre 2,3 % et 2,6 % (nominal, avant impôts) ;
- de taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés qui pourrait être compris entre 2,6 % et 3,1% (nominal, avant impôts), soit une rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés +marge sur actif) comprise entre 4,9 % et 5,7 % ;
- de taux de rémunération additionnel des emprunts financiers qui pourrait être compris entre 1,9 % et 2,3 % (nominal, avant impôts), soit une rémunération totale des emprunts financiers (taux des emprunts financiers +marge sur actif) comprise entre 4,2 % et 4,9 %.

Ces fourchettes prennent notamment en compte :

- le calcul d'un bêta de l'actif provenant d'un benchmark plus large que celui du consultant ;
- l'effet de la hausse significative et durable constatée des taux d'intérêt sur les marchés, par rapport aux niveaux qui prévalaient au moment de la fixation du TURPE 6 HTA-BT.

Pour la détermination des taux sans risques :

- un taux sans risque nominal déterminé selon la méthode utilisée pour le tarif TURPE 6 HTA-BT et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme, d'une valeur de 1,3 % ;
- un taux sans risque nominal fondé sur des données économiques plus récentes, d'une valeur de 3,4 %.

Comme précisé en 3.2.3.1, ces deux taux pourraient être appliqués comme un taux combiné dans un taux pondéré basé sur la part des nouveaux et anciens actifs des capitaux propres et des emprunts financiers. Pour le scénario illustratif de la présente consultation publique, la borne basse comprend une pondération 70/30 entre anciens et nouveaux actifs et la borne haute une pondération de 50/50 correspondant à la demande d'Enedis. La rémunération additionnelle des capitaux propres s'établirait dès lors entre 2,6 % et 3,1 % et la rémunération additionnelle des emprunts financiers entre 1,9 % et 2,3 %.

Question 53 Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant le niveau des paramètres de rémunération pour le TURPE 7 HTA-BT ?

4.4. Investissements et charges de capital normatives

4.4.1. Bilan de la période TURPE 6

La trajectoire TURPE 6 (révisée de l'inflation réelle) s'élevait à 16 396 M€ entre 2021 et 2024, soit 4 099 M€ par an en moyenne (4 010 M€ par an entre 2021 et 2023). Elle se caractérise par une baisse des investissements par rapport à la période TURPE 5, qui s'explique principalement par la fin du déploiement massif de Linky (fin 2021). Cette baisse est en partie compensée par l'accélération prévue des dépenses d'investissements des raccordements et de qualité et modernisation du réseau.

Les dépenses d'investissements effectivement réalisées par Enedis sur la période 2021-2023 s'élèvent à 4 560 M€/an en moyenne, soit +550 M€/an (+14 %) par rapport à la trajectoire prévisionnelle du TURPE 6 HTA-BT. Les investissements d'Enedis ont été stables en 2021 et en 2022 avant d'augmenter significativement en 2023 principalement en lien avec la hausse des raccordements des producteurs d'électricité. Le détail de ces écarts par catégorie d'investissement est présenté dans le Tableau 38. Plus précisément, Enedis explique ces écarts par :

- des investissements de raccordement et renforcement du réseau plus élevés que prévu dans la délibération TURPE 6 HTA-BT (+416 M€/an entre 2021 et 2023, soit +25 %), notamment en lien avec la dynamique de raccordement des producteurs et des IRVE renforcée par des évolutions de réglementation (la loi APER, le décret tertiaire⁵⁴ ou la parution de l'arrêté tarifaire S21⁵⁵) ;
- des investissements relatifs à la gestion des contraintes réglementaires plus élevés (+88 M€/an entre 2021 et 2023, soit +20 %) avec une hausse du nombre de modifications d'ouvrages (à la demande de tiers ou pour motif de sécurité) ;
- des investissements relatifs aux outils de travail et aux moyens d'exploitation (comprenant par exemple les dépenses en système d'information, véhicule et immobilier) supérieurs aux prévisions (+47 M€/an entre 2021 et 2023, soit +10 %) en lien avec l'accélération de la digitalisation de l'activité d'Enedis et l'augmentation des dépenses SI.

En M€ courants	2021	2022	2023	2024 estimé	Total	Moyenne TURPE 6 ⁵⁶
Raccordement et renforcement	1 856,1	2 090,7	2 369,3	2 690,1	9 006,2	2 251,5
Gestion des contraintes réglementaires	499,2	528,8	576,2	618,4	2 222,7	555,7
Outils de travail et moyens d'exploitation	458,4	490,3	583,7	646,4	2 178,8	544,7
Renouvellement, Qualité & Modernisation	1 564,8	1 305,2	1 356,4	1 529,0	5 755,4	1 438,9
Total	4 378,6	4 415,0	4 885,7	5 483,9	19 163,1	4 790,8
Trajectoire prévisionnelle TURPE 6	4 060,0	4 378,6	3 891,7	4 415,0	16 422,1	4 105,5

Tableau 38. Bilan des investissements réalisés par Enedis dans le tarif TURPE 6 (en M€)

4.4.2. Trajectoire des dépenses d'investissements

La trajectoire de dépenses d'investissements prévue par Enedis sur le TURPE 7 est marquée par :

- l'augmentation des raccordements des producteurs d'EnR, avec une croissance moyenne attendue du nombre de demandes de 6 % par an sur le TURPE 7 ;
- l'augmentation des raccordements des IRVE en application de la loi Climat et Résilience⁵⁷ qui encourage l'équipement des infrastructures de recharge dans le résidentiel collectif ;
- l'augmentation des dépenses de renforcement des réseaux, avec une croissance moyenne de 33 % par an sur la période TURPE 7 en lien avec l'adaptation du plan de tension pour permettre l'accélération des EnR et l'amélioration de la résilience du réseau notamment face aux risques liés au changement climatique.

Au global, Enedis anticipe une accélération des dépenses d'investissement, avec des dépenses moyennes de 6 398 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient en moyenne de 4 560 M€ par an au cours de la période 2021-2023, soit +40 % de progression.

Le déploiement de Linky s'étant achevé fin 2021, les dépenses du projet Linky, qui correspondent désormais à des poses diffuses sur le parc restant à équiper, ne font plus l'objet d'une catégorie dédiée.

⁵⁴ Décret n°2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire

⁵⁵ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

⁵⁶ Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2021, 2022, 2023 et estimé 2024.

⁵⁷ Loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets

Enedis prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours du TURPE 7 :

En M€ courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle TURPE 7	Moyenne annuelle 2021-2023
Raccordement et renforcement	2 369,3	3 041,7	3 385,7	3 694,5	3 989,0	3 527,7	2 105,4
Gestion des contraintes réglementaires	576,2	618,8	606,4	614,5	660,1	624,9	534,8
Outils de travail et moyens d'exploitation	583,7	623,6	672,1	678,2	701,9	669,0	510,8
Renouvellement, qualité & modernisation	1 356,4	1 546,4	1 548,5	1 561,2	1 648,2	1 576,1	1 408,8
Investissements totaux bruts	4 885,7	5 830,5	6 212,7	6 548,3	6 999,2	6 397,7	4 559,7

Tableau 39. Trajectoires de dépenses d'investissements d'Enedis sur la période du TURPE 7 HTA-BT

L'évolution des dépenses d'investissement par catégories est détaillée dans le graphe ci-dessous :

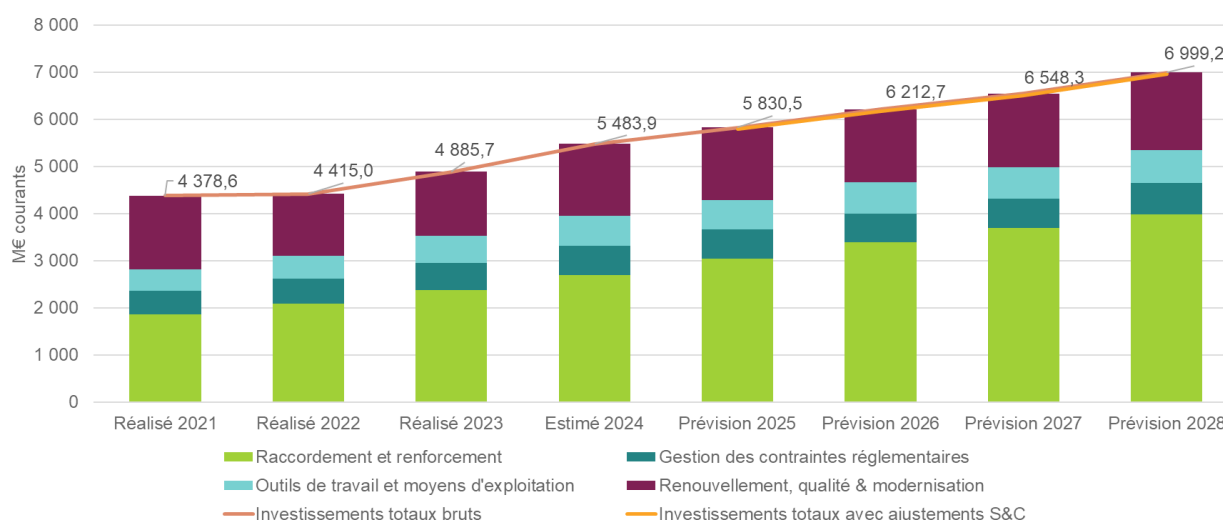


Figure 26. Evolution des dépenses d'investissements d'Enedis sur la période 2021-2028

La trajectoire d'investissements présentée par Enedis s'appuie sur trois axes : (i) forte accélération du déploiement des EnR, (ii) développement des nouveaux usages électriques et (iii) adaptation des infrastructures au changement climatique.

En particulier, Enedis prévoit :

- une forte hausse des investissements liés aux raccordements et aux renforcements des réseaux (3 528 M€ par an en moyenne sur la période TURPE 7 contre 2 105 M€ par an sur la période 2021-2023, soit +68 %) ;
 - cette hausse est liée, d'une part, à une hausse des raccordements d'IRVE, en lien avec la croissance du parc de véhicules électriques et les dispositions réglementaires concernant l'équipement des places de stationnement dans le collectif ;
 - d'autre part, elle résulte de l'augmentation des raccordements des installations de production d'EnR décentralisées, avec 22 000 raccordements attendus sur la période TURPE 7 en moyenne annuelle contre 8 700 sur la période 2021-2023. S'ajoute à cela une croissance modérée du parc immobilier neuf et des raccordements en HTA ;

- une hausse des investissements liés à la gestion des contraintes réglementaires (625 M€ par an en moyenne sur la période TURPE 7 contre 535 M€ par an sur la période 2021-2023, soit +17 %). Les dépenses liées aux modifications et déplacements d'ouvrages ainsi qu'aux programmes de sécurité, environnement et obligations réglementaires augmentent entre 2023 et 2024 puis restent stables sur le TURPE 7 ;
- une hausse des investissements liés aux outils de travail et moyens d'exploitation (669 M€/an en moyenne sur le TURPE 7 contre 511 M€ par an sur la période 2021-2023, soit +31 %). Cette hausse est liée principalement à l'augmentation des dépenses d'investissement SI et Télécoms, en réponse aux évolutions du secteur et de l'activité d'Enedis. De plus, des grands projets sont engagés dans le domaine immobilier, qui visent notamment à réorganiser le réseau d'agences de conduite du réseau (ACR). Enfin, la poursuite du renouvellement et de l'électrification de la flotte de véhicules et engins prend en compte la hausse des effectifs prévue ;
- une hausse des investissements liés au renouvellement et à la modernisation du réseau (1 576 M€ par an en moyenne sur le TURPE 7 contre 1 409 M€ par an sur 2021-2023, soit +12 %). Cette hausse est liée au besoin de renouveler les postes HTA/BT, les postes sources et autres équipements du réseau pour répondre aux exigences de qualité et assurer la pérennité du réseau tout en prenant en compte le besoin d'investissements pour la résilience climatique.

4.4.3. Trajectoire des charges de capital

La trajectoire d'investissements présentée précédemment, associée à la méthode de rémunération en vigueur et à la marge sur actif de 2,8 % demandée par Enedis, conduisent à la trajectoire de charges de capital normatives, hors projet Linky, suivante :

En M€ courants	Prévisionnel 2024	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle TURPE 7
Trajectoire de BAR de Enedis hors Linky (au 1 ^{er} janvier de l'année N)	58 643	61 406	64 389	67 570	70 891	66 064
Demande de CCN de Enedis hors Linky (Marge sur actif à 2,8 %) (au 1 ^{er} janvier de l'année N)	4 744	5 285	5 626	6 018	6 402	5 833
Dont demande de CCN « hors réseaux » (au 1 ^{er} janvier de l'année N)	390	460	509	579	615	541

Tableau 40. Trajectoires de BAR et de CCN demandées par Enedis pour le TURPE 7 HTA-BT

En M€ courants	Prévisionnel 2024	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle TURPE 7
Trajectoire de BAR de Enedis Linky (au 1 ^{er} janvier de l'année N)	2 539	2 302	2 101	1 912	1 738	2 013
Demande de CCN de Enedis Linky ⁵⁸	474	438	404	370	347	390

Tableau 41. Trajectoires de BAR et de CCN Linky demandées par Enedis pour le TURPE 7 HTA-BT

⁵⁸ Cette trajectoire, du fait des paramètres fixes de rémunération associés au projet Linky, est retenue dans le scénario illustratif des charges de capital normatives.

4.4.4. Analyse préliminaire de la CRE

4.4.4.1. Trajectoires d'investissement

La CRE a organisé un atelier le 10 septembre 2024 présentant les trajectoires d'investissements d'Enedis pour la période TURPE 7 ainsi que les analyses préliminaires de la CRE. Ces analyses, enrichies par les retours et contributions des participants, sont présentées ci-dessous.

Investissements réseaux

La trajectoire proposée par Enedis est en hausse par rapport à la période 2021-2023. La hausse est supérieure à l'inflation, principalement en raison de l'augmentation des renforcements du réseau et des raccordements, notamment de producteurs et d'IRVE. Pour s'assurer de la cohérence de ces prévisions, la CRE a étudié la dynamique des raccordements (notamment *via* l'historique des puissances moyennes raccordées, la file d'attente des projets en cours ou encore les objectifs de puissance de la PPE pour 2028) et interrogé les acteurs durant l'atelier du 10 septembre 2024. La CRE considère, à ce stade, que la trajectoire d'Enedis est cohérente et elle envisage de la retenir pour établir le TURPE 7.

Compte tenu du niveau élevé de la trajectoire d'investissements, Enedis doit être le plus efficace possible dans ses dépenses d'investissements : les investissements dans les réseaux d'Enedis font l'objet d'une régulation incitative spécifique sur les coûts unitaires, décrite en partie 3.3.2.

Investissements hors réseaux

Les investissements dits « hors réseaux », qui couvrent l'immobilier, les systèmes d'information et les véhicules légers ont été intégrés dans l'audit externe sur les charges d'exploitation d'Enedis. Enedis a présenté une demande globale en forte hausse (669 M€ par an en moyenne sur la période du TURPE 7 HTA-BT contre 511 M€ par an sur la période 2021-2023, soit +31 %), justifiée selon l'opérateur par la nécessité de faire évoluer son système d'information, par des projets immobiliers et la poursuite de l'électrification de sa flotte de véhicules.

M€ courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7	Moyenne 2021-2023
Systèmes d'information	312,6	316,5	339,5	355,6	375,6	346,8	270,9
Immobilier	87,8	84,6	94,6	94,6	94,6	92,1	78,5
Véhicules	63,3	66,2	69,0	69,6	71,0	69,0	46,8
Total investissements « hors réseaux » -Demande Enedis	463,7	467,3	503,1	519,8	541,2	507,9	396,2

Tableau 42. Trajectoires d'investissements "hors réseaux" demandées par Enedis pour le TURPE 7 HTA-BT

Les trajectoires d'investissements « hors réseaux » demandées par Enedis sont incluses dans la catégorie « Outils de travail et moyen d'exploitation » de sa trajectoire globale d'investissement.

L'analyse et les recommandations de l'auditeur concernant les trajectoires d'investissements à retenir, sur le périmètre « hors réseaux » sont détaillées ci-dessous. En synthèse, l'auditeur propose d'ajuster les trajectoires d'investissements « hors réseaux » d'Enedis à la baisse de -42 M€ par an en moyenne sur la période TURPE 7 (soit environ 8 % de la demande d'Enedis).

L'auditeur motive ses propositions d'ajustement de la manière suivante :

- concernant le poste SI et Télécommunications : l'ajustement sur les investissements « hors réseaux » (-40 M€/an) résulte de l'alignement des investissements récurrents liés aux activités actuelles sur la moyenne 2021-2023 indexée sur l'inflation, et de la suppression des nouveaux projets hors DSI (Direction Systèmes d'Information) que l'auditeur n'a pas considérés comme suffisamment justifiés ;

- concernant le poste Véhicules : l'ajustement sur les investissements (-2,4 M€/an) résulte d'une hypothèse d'évolution des coûts d'un véhicule électrique moins élevée que dans la prévision d'Enedis, tenant compte de la baisse attendue du coût des batteries.

La trajectoire recommandée par l'auditeur pour les dépenses d'investissement « hors réseaux » d'Enedis pour le TURPE 7 est présentée dans le Tableau 43 ci-dessous :

M€ courants	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Systèmes d'information	277,0	297,3	317,0	336,4	306,9
Immobilier	84,6	94,6	94,6	94,6	92,1
Véhicules	65,2	66,3	66,8	68,0	66,6
Total investissements « hors réseaux » - Proposition auditeur	426,7	458,2	478,3	499,0	465,6
Total investissements « hors réseaux » périmètre incité	421,7	452,2	472,3	493,0	459,8

Tableau 43. Trajectoire d'investissements "hors réseaux" recommandée par l'auditeur pour le TURPE 7 HTA-BT

Les ajustements de l'auditeur sont inclus dans la fourchette basse du scénario illustratif, et la demande d'Enedis dans la fourchette haute. Sur le périmètre des investissements « hors réseaux » incités (cf. partie 3.3.2.2), la trajectoire d'investissements est décrite dans le tableau ci-dessus et correspond aux investissements « hors réseaux » hors projets cybersécurité.

Question 54	Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissements proposée par Enedis ?
Question 55	Avez-vous des remarques sur les analyses préliminaires de la CRE concernant la trajectoire d'investissements « hors réseaux » d'Enedis ?

4.4.4.2. Charges de capital normatives

Comme indiqué dans la partie 4.4.3, la CRE envisage à ce stade de retenir une marge sur actif entre 2,3 % et 2,6 % (nominal, avant impôts), une rémunération des capitaux propres entre 2,6 % et 3,1 % (nominal, avant impôts) et une rémunération des emprunts financiers entre 1,9 % et 2,3 %.

En outre, la CRE n'envisage pas d'évolutions de la méthode de rémunération d'Enedis sur la période TURPE 7 HTA-BT.

En synthèse, la CRE considère à ce stade que le niveau des charges de capital normatives de l'opérateur pourrait être compris entre :

- une « borne basse », intégrant une rémunération de la marge sur actif à 2,3 %, une rémunération des capitaux propres régulés à 2,6 % et une rémunération des emprunts financiers à 1,9 % ;
- une « borne haute », intégrant une rémunération de la marge sur actif à 2,6 %, une rémunération des capitaux propres régulés à 3,1 % et une rémunération des emprunts financiers à 2,3 %.

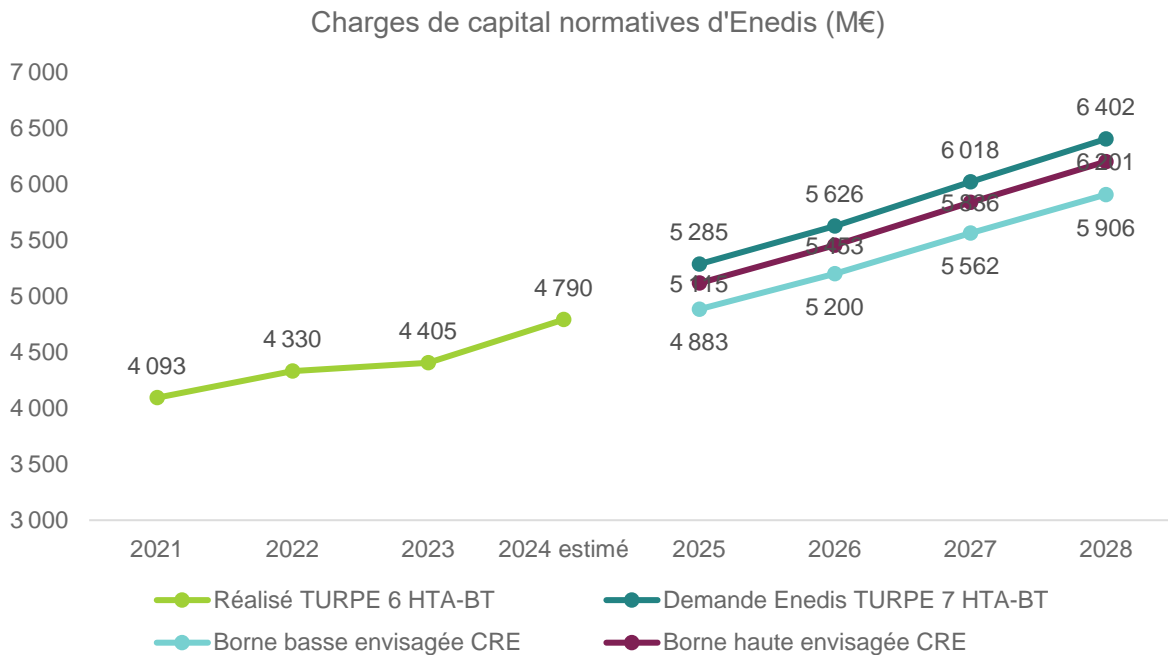


Figure 27. Trajectoires de charges de capital normatives de Enedis, hors Linky (en M€)

4.5. CRCP prévisionnel au 1^{er} janvier 2025

Le solde global du CRCP en fin de période TURPE 6 sera établi par la CRE en début d'année 2025.

Le solde prévisionnel du CRCP de fin de TURPE 6 pris en compte dans la présente consultation publique est égal au montant définitif du CRCP de fin 2023, auquel s'ajoute la meilleure estimation du CRCP de l'année 2024.

Enedis a fourni à la CRE en septembre 2024 sa meilleure estimation du solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2025, pour un montant de 3 598,0 M€. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le solde définitif du CRCP de fin 2023, soit +2 301,7 M€ ;
- le CRCP estimé pour 2024, soit +1 236,2 M€ ;
- l'actualisation au taux sans risque (1,7 %) soit +60,1 M€.

Le CRCP estimé pour 2024 se compose principalement :

- des coûts associés aux achats des pertes supérieurs aux prévisions, à hauteur de +1 312,4 M€ en raison de prix de l'électricité plus élevés ;
- d'un écart d'inflation sur les CNE incitées, à hauteur de +468,3 M€ (l'inflation de 2024 s'élevant à 2,5 % contre 1,5 % prévu dans la délibération TURPE 6) ;
- d'un écart sur le chiffre d'affaires à hauteur de +486,1 M€, porté notamment par une moindre consommation du fait d'une température supérieure à la normale entre janvier et avril 2024, et de la sobriété générale hors effets climatiques ;
- dont est déduit le montant du CRCP apuré pendant l'année 2024, estimé à -287,1 M€.

La demande d'Enedis comprend la couverture *a posteriori* des deux éléments suivants :

- la production immobilisée perdue en 2020 du fait de la crise sanitaire à hauteur de +49,0 M€ ;
- le passage en irrécouvrable des impayés du fournisseur Planète Oui à hauteur de +0,6 M€.

Dans sa demande tarifaire, Enedis valorise le rattrapage de son CRCP de TURPE 6 à 5,9 %.

Le CRCP au 1^{er} janvier 2025 estimé par la CRE s'élève à +3 547,6 M€. La CRE retient à ce stade la prévision d'Enedis pour l'année 2024, à l'exception des deux demandes de couverture *a posteriori* qui ne sont pas prévues par le cadre de régulation du TURPE 6. Le solde envisagé par la CRE est donc la somme des éléments suivants :

- le solde définitif du CRCP de fin 2023, soit +2 301,7 M€ ;
- le CRCP estimé pour 2024, soit +1 186,6 M€ ;
- l'actualisation au taux sans risque (1,7 %) soit +59,3 M€.

Pour fixer la trajectoire du TURPE 7, la CRE retiendra pour le CRCP de sortie du tarif TURPE 6 la vision la plus actualisée des différentes charges et recettes.

En application des règles du TURPE 6, cette somme sera restituée à l'opérateur pendant le tarif TURPE 7, sous la forme d'une annuité constante étalée sur les 4 ans de la période tarifaire, avec une actualisation au taux sans risque. La CRE envisage à ce titre d'appliquer, pour la période TURPE 7 le taux sans risque de court terme pour actualiser le solde du CRCP (cf. partie 3.2.3.3).

Question 56 Avez-vous des remarques concernant le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2025 ?

4.6. Revenu autorisé prévisionnel

4.6.1. Demande d'Enedis

La demande mise à jour d'Enedis aboutit à une évolution du revenu autorisé de +12,6 % en 2025 par rapport à 2024, suivie d'une évolution annuelle moyenne à +3,7 % entre 2025 et 2028.

En M€ courants	Réalisé 2021	Réalisé 2022	Réalisé 2023	Estimé 2024	2025	2026	2027	2028
Charges nettes d'exploitation	4 473,7	4 561,3	5 036,9	4 878,2	4 922,8	5 031,0	5 068,5	5 153,9
Charges du système électrique	5 248,6	4 080,3	7 212,6	6 129,9	5 961,5	6 274,7	6 305,8	6 664,9
Charges de capital normatives	4 620,7	4 906,2	4 952,3	5 129,0	5 723,1	6 030,1	6 388,1	6 749,2
Evolution des contributions de raccordement	0,0	0,0	0,0	0,0	702,4	749,5	832,1	866,8
Apurement du CRL	-228,0	-7,0	165,0	291,0	375,0	418,0	418,0	374,0
Apurement du CRCP	153,3	153,3	153,3	153,3	978,3	978,3	978,3	978,3
Revenu autorisé	14 268,3	13 694,2	17 520,1	16 581,5	18 663,0	19 481,6	19 990,8	20 787,1
Evolution N/N-1		-4,0 %	+27,9 %	-5,4 %	+12,6 %	+4,4 %	+2,6 %	+4,0 %

Tableau 44. Evolution du revenu autorisé demandé par Enedis pour la période TURPE 7 HTA-BT (en M€)

4.6.2. Analyse préliminaire de la CRE et scénario illustratif

L'analyse préliminaire de la CRE repose d'une part sur les rapports d'audit sur les charges d'exploitation d'Enedis et sur le taux de rémunération de son capital, d'autre part de ses propres analyses sur les paramètres de rémunération, les demandes de modification du cadre tarifaire et les charges du système électrique.

Le tableau qui suit montre un scénario purement illustratif, construit à partir des trajectoires présentées précédemment :

- pour les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique, le scénario illustratif est la moyenne entre :
 - pour la borne haute de la fourchette, la trajectoire demandée par Enedis ;
 - pour la borne basse de la fourchette, la moyenne entre les deux bornes basses présentées en partie 4.1.4;
- pour les charges liées au système électrique, le scénario illustratif est la somme de :
 - la moyenne entre les bornes haute et basse du coût d'achat des pertes, c'est-à-dire entre la demande d'Enedis et la trajectoire envisagée par la CRE ;
 - le scénario illustratif d'évolution du TURPE HTB de RTE envisagé par la CRE dans la consultation publique du 11 octobre 2024 relative au TURPE 7 HTB ;
 - la demande d'Enedis sur le raccordement des postes sources ;
- pour les charges de capital normatives, le scénario illustratif est la moyenne entre :
 - une rémunération de la marge sur actif à 2,6 %, une rémunération des capitaux propres régulés à 3,1 % et une rémunération des emprunts financiers à 2,3 % ;
 - une rémunération de la marge sur actif à 2,3 %, une rémunération des capitaux propres régulés à 2,6 % et une rémunération des emprunts financiers à 1,9 % ;
- pour la modification de la prise en compte dans le tarif des contributions de raccordement : compte tenu de son opinion défavorable à ce stade sur l'évolution demandée par Enedis, la CRE retient une trajectoire nulle dans le scénario illustratif ;
- pour l'apurement du compte régulé de lissage (CRL) : la CRE retient la demande d'Enedis, conforme à la trajectoire prévue par la délibération du 17 juillet 2014 ;
- pour l'apurement du CRCP : la CRE retient la moyenne entre la demande d'Enedis et le montant présenté en partie 4.5.

En M€ courants	Estimé 2024	2025	2026	2027	2028
Charges nettes d'exploitation	4 878,2	4 773,3	4 823,0	4 831,4	4 893,4
Charges du système électrique	6 129,9	5 983,0	6 228,1	6 201,5	6 461,8
Charges de capital normatives	5 129,0	5 437,1	5 730,5	6 068,7	6 400,6
Evolution des contributions de raccordement	-	-	-	-	-
Apurement du CRL	291,0	375,0	418,0	418,0	374,0
Apurement du CRCP	153,3	955,1	955,1	955,1	955,1
Revenu autorisé illustratif	16 581,5	17 523,4	18 154,7	18 474,6	19 084,8
Evolution (%) N/N-1		+5,7 %	+3,6 %	+1,8 %	+3,3 %

Tableau 45. Revenu autorisé pour la période TURPE 6 HTA-BT : scénario illustratif

4.7. Hypothèses de volumes acheminés et du nombre de consommateurs desservis

4.7.1. Evolutions constatées sur la période TURPE 6

Le tarif TURPE 6 prévoyait, sur la période 2021-2024, une reprise partielle de la consommation énergétique après la chute causée par la crise sanitaire de 2020. L'hypothèse de consommation retenue pour le TURPE 6 s'établissait à 340,7 TWh en 2021, à comparer à un niveau de 347,2 TWh en 2019 (à climat neutralisé). L'augmentation attendue du nombre de site (+0,9 %/an) et les hypothèses de reprise économique, contrebalancées par l'effet des actions de maîtrise de la consommation, avaient conduit à retenir une augmentation moyenne des volumes acheminés de +0,8 %/an.

Sur la période 2021-2024, le nombre de consommateurs raccordés a effectivement évolué à la hausse en moyenne de +1,2 % par an. En revanche, les quantités d'électricité acheminées, à température normale, ont baissé en moyenne de -1,7 % par an et de -2,5 % par an à température réalisée.

		2021		2022		2023		2024	
		Prév. TURPE 6	Réalisé	Prév. TURPE 6	Réalisé	Prév. TURPE 6	Réalisé	Prév. TURPE 6	Estimé
Nombre de consommateurs (milliers)		37 527	37 746	37 864	38 153	38 205	38 519	38 548	38 912
Volume acheminé (TWh)	à climat réel	340,7	348,5	343,5	330,0	346,4	320,9	349,2	322,8
	hors effet climat		344,1		334,9		325,7		326,5

Tableau 46. Bilan des volumes acheminés et du nombre de consommateurs sur la période TURPE 6

La période TURPE 6 a été marquée par plusieurs événements ayant eu un effet sur les trajectoires de consommation et le nombre de consommateurs :

- la consommation en 2021 a été plus importante que prévue du fait d'un climat plus froid. Cependant, les années 2022, 2023 et 2024 ont connu une consommation plus faible qu'attendue liée à un climat plus chaud ;
- les années 2022 et 2023 ont été marquées par une baisse importante de la consommation liée à la hausse des prix de l'électricité et aux efforts de sobriété dans le contexte de la crise énergétique. 2024 devrait voir la consommation se stabiliser à un niveau bas ;
- une augmentation plus forte qu'attendue des raccordements.

4.7.2. Evolutions prévues par Enedis sur la période tarifaire TURPE 7 HTA-BT

Soutirages

Pour son dossier tarifaire remis à la CRE en juin 2024, Enedis a utilisé comme référence la trajectoire de consommation sobre constatée en fin 2022 et en 2023. Pour construire la trajectoire prévisionnelle de sa demande tarifaire, Enedis a ajouté les effets suivants à la référence :

- d'une part, des effets haussiers :
 - électrification des usages pour le chauffage et notamment le déploiement des pompes à chaleur en remplacement des moyens de chauffage à base d'énergie fossile ;
 - électrification des usages pour le transport et notamment la recharge des véhicules électriques et hybrides ;

- augmentation de la consommation industrielle du fait de l'électrification et des nouveaux raccordements sur la période TURPE 7, avec une accélération à partir de 2026 ;
- nouveaux raccordements résidentiels poursuivant la dynamique observée depuis 2015 ;
- d'autre part, Enedis intègre un effet à la baisse lié principalement à l'efficacité énergétique et, dans une moindre mesure, à l'autoconsommation.

Cette méthode avait conduit Enedis à proposer une trajectoire impliquant une hausse de la consommation de +2,4 % en 2024 et de +1,4 % en 2025. Toutefois, au regard des faibles consommations et des dynamiques constatées durant la première partie de l'année 2024, Enedis a conclu que les prévisions liées à l'industrialisation et à l'électrification des usages résidentiels, tertiaires et industriels allaient prendre du retard.

Enedis a par conséquent mis à jour ses trajectoires au regard d'hypothèses plus prudentes, en retenant une stabilité de la consommation en 2024 et 2025 par rapport au niveau de 2023. Sur la période 2025-2028, la consommation augmenterait progressivement de +1,0 % par an pour s'établir à 336,9 TWh en 2028. La hausse resterait principalement portée par la mobilité électrique et par l'industrie dont la consommation augmenterait en moyenne de 1,5 %/an sur la période.

L'évolution du nombre de consommateurs prévue par Enedis sur le TURPE 7 reste fondée sur la continuité de l'évolution constatée en 2022 et 2023.

En synthèse, les perspectives d'évolution du nombre de consommateurs et du volume soutiré qu'Enedis propose pour le TURPE 7 sont les suivantes :

	2025	2026	2027	2028
Nombre de consommateurs (milliers)	39 299	39 691	40 087	40 486
Évolution N/N-1	+1,0 %	+1,0 %	+1,0 %	+1,0 %
Volume soutiré (TWh) -trajectoire initiale	337,8	341,6	345,0	349,2
Évolution N/N-1	+1,4 %	+1,1 %	+1,0 %	+1,2 %
Volume soutiré (TWh) -trajectoire révisée	326,1	328,9	332,5	336,9
Évolution N/N-1	-0,1 %	+0,9 %	+1,1 %	+1,3 %

Tableau 47. Trajectoires proposées de volumes acheminés et de nombre de consommateurs

La puissance souscrite moyenne par consommateur prévue par Enedis sur la période TURPE 7 est basée sur la valeur atteinte en 2023 à 10,1 kVA. La puissance souscrite moyenne par consommateur a connu une hausse en 2022 par rapport à 2021 mais n'a pas évolué depuis.

	2025	2026	2027	2028
BT ≤ 36 (kVA)	8,3	8,3	8,3	8,3
BT > 36 (kVA)	83,7	83,7	83,7	83,7
HTA (kW)	412,1	411,6	411,2	410,7

Tableau 48. Estimation par Enedis des puissances souscrites moyennes par consommateur au 31/12 de chaque année

Injections sur le réseau de distribution

Enedis prévoit une forte hausse de la production décentralisée, de 77 TWh en 2023 à 118 TWh en 2028, se traduisant par une augmentation des refoulements vers le réseau de transport de 29 TWh en 2023 à 43 TWh en 2028. Il en résulte également une baisse des volumes alimentés depuis le réseau de transport en 2025 de -3,2 %, puis une baisse régulière de -0,3 %/an.

	Réalisé				Prévisionnel			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Alimentation depuis RTE (vision CART) (TWh)	330,2	313,9	297,1	298,0	288,4	286,6	285,9	286,1
Production décentralisée (TWh)	61,8	65,8	77,3	77,1	91,7	100,4	109,2	118,3
Refoulement vers RTE (TWh)	18,5	21,0	29,0	24,9	30,4	34,5	38,7	43,4

Tableau 49. Trajectoires des volumes injectés sur le réseau de distribution et échangés avec le réseau de transport

4.7.3. Analyse préliminaire de la CRE

La mise à jour d'Enedis constitue une vision prudente sur le niveau de consommation et notamment sur la reprise industrielle et la dynamique d'électrification. La CRE considère que les prévisions d'Enedis sont cohérentes, à la fois avec les dernières valeurs constatées et avec les évolutions en cours du système électrique et des nouveaux usages, prenant en compte les différents effets, à la hausse comme à la baisse, des efforts de maîtrise de la demande en énergie, du déploiement du véhicule électrique, ou encore de l'autoconsommation.

La CRE envisage à ce stade de retenir la proposition d'Enedis. Enedis mettra à jour cette trajectoire de consommation avant la décision tarifaire en fonction de l'évolution de la consommation en 2024.

Question 57 Avez-vous des remarques concernant les trajectoires de consommation et de consommateurs desservis pour la période TURPE 7 ?

4.8. Revenu autorisé lissé et évolution tarifaire

Pour calculer l'évolution tarifaire au 1^{er} août 2025 et à chaque évolution annuelle, la CRE envisage plusieurs options, notamment celle d'un lissage de l'évolution du revenu autorisé prévisionnel des opérateurs comme elle l'a fait dans des tarifs précédents. Ce lissage n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par Enedis au global sur la durée du tarif mais évite les évolutions importantes du tarif dans des sens opposés d'une année sur l'autre.

4.8.1. Demande d'Enedis

Dans sa mise à jour tarifaire, Enedis a indiqué préférer le scénario d'une marche initiale suivie d'une évolution annuelle à l'inflation.

Dans le cas d'une marche initiale au 1^{er} août 2025 suivie d'une évolution à l'inflation, la hausse demandée par Enedis serait de +18,9 % au 1^{er} août 2025. Cette marche tarifaire intègre 5,4 % de hausse liée au changement de traitement des contributions de raccordement (cf. partie 3.2.5).

Dans l'hypothèse d'une évolution du tarif régulière sur les quatre années de TURPE 7, la demande d'Enedis conduirait à une hausse du tarif de 7,2 % au 1^{er} août 2025, suivie chaque année d'une hausse égale à l'inflation + 5,4 %.

4.8.2. Analyse préliminaire de la CRE

De manière générale, un lissage des évolutions annuelles est nécessaire pour éviter des évolutions importantes du tarif dans des sens opposés d'une année sur l'autre. Ce lissage du revenu autorisé n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par Enedis au global sur la durée du tarif.

A ce stade, la CRE envisage de retenir une évolution de type « marche initiale » suivie d'une évolution annuelle à l'inflation, ce qui donnerait une formule « $Z = IPC + X + k$ », avec un X fixé à 0.

Les tableaux présentés ci-après sont construits sur la base de la grille tarifaire qui sera en vigueur le 1^{er} novembre 2024 jusqu'au 31 juillet 2025, et du niveau de charges à couvrir illustratif.

Dans un lissage de forme « marche puis inflation », l'évolution de la grille tarifaire serait de :

- +9,1 % au 1^{er} août 2025⁵⁹ ;
- suivie d'une évolution annuelle égale à l'inflation constatée, soit une prévision de +1,8 % en 2026, +1,8 % en 2027, +1,8 % en 2028.

	2025	2026	2027	2028
Revenu autorisé illustratif	17 523,4	18 154,7	18 474,6	19 084,8
Terme de lissage TURPE 7	-439,5	82,1	220,3	170,3
Revenu autorisé illustratif lissé	17 083,9	18 236,8	18 694,9	19 255,1

Tableau 50. Option 1 : marche tarifaire au 1er août 2025, suivie d'une évolution annuelle « IPC + k »

Une alternative pourrait être de retenir un lissage de forme « $Z = IPC + X + k$ » avec un coefficient X non nul et constant pendant le tarif TURPE 7. Le coefficient X serait égal à +3,2 %. Les évolutions tarifaires en résultant seraient de :

- +5,0 % au 1^{er} août 2025 ;
- suivie d'une évolution annuelle égale à l'inflation constatée +3,2 %, soit une prévision de +5,0 % en 2026, +5,0 % en 2027, +5,0 % en 2028.

En M€ courants	2025	2026	2027	2028
Revenu autorisé illustratif	17 523,4	18 154,7	18 474,6	19 084,8
Terme de lissage TURPE 7	-717,3	-380,4	316,1	872,9
Revenu autorisé lissé	16 806,0	17 774,3	18 790,7	19 957,7

Tableau 51. Option 2 : lissage en 4 évolutions identiques

Question 58 Avez-vous des remarques concernant les options d'évolution de marche tarifaire ou de lissage du revenu autorisé d'Enedis sur la période TURPE 7 ?

⁵⁹ Le scénario illustratif repose sur l'hypothèse d'une continuité de la méthode de prise en compte des contributions de raccordement. La mise en œuvre de la demande d'Enedis rehausserait de +5 % cette évolution estimée.

4.8.3. Evolution du paramètre R_f

La délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018 a augmenté la part fixe (composante de gestion) à hauteur d'un montant moyen R_f pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour rémunérer la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD à compter du 18 janvier 2018.

La délibération susmentionnée prévoit, pour les clients raccordés aux niveaux de tension BT ≤ 36 kVA, une révision du terme R_f le 1^{er} août de chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle du TURPE. La CRE a considéré qu'il était pertinent, à titre transitoire et jusqu'au 31 juillet 2022, de différencier la contrepartie financière prise en compte, selon qu'elle est versée au titre de la gestion des clients au TRV ou des clients en offre de marché. Les coûts de gestion des clients au TRV et des clients en offre de marché ne font plus l'objet d'une différenciation à partir du 1^{er} août 2022.

De plus, la délibération n°2021-157 du 3 juin 2021⁶⁰ a introduit une indexation sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et l'année précédant la mise à jour tarifaire des montants définis par la délibération n° 2018-011. Cette évolution revient à faire évoluer le R_f à l'inflation de l'année précédente.

La CRE propose de maintenir cette règle d'évolution. Ainsi la valeur du R_f est définie par la formule suivante :

$$R_{f,N} = R_{f,N-1} * (1 + Inflation_{N-1})$$

Avec :

$Inflation_{N-1}$ correspondant à l'évolution de l'inflation réalisée entre N-2 et N-1.

De la même manière, la délibération TURPE 6 HTA-BT a fixé les valeurs applicables pour le coefficient C_{card} , qui vise à rémunérer les GRD pour le surcoût qu'il encourt pour la gestion des clients ayant conclu un contrat d'accès au réseau directement avec lui, et a aussi introduit une indexation sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et l'année précédant la mise à jour tarifaire. Cette évolution revient à faire évoluer le C_{card} à l'inflation de l'année précédente.

La CRE propose de maintenir cette règle d'évolution. Ainsi la valeur du R_f est définie par la formule suivante :

$$C_{card,N} = C_{card,N-1} * (1 + Inflation_{N-1})$$

Avec :

$Inflation_{N-1}$ correspondant à l'évolution de l'inflation réalisée entre N-2 et N-1.

Question 59 Êtes-vous en accord avec la proposition de maintien des modalités d'évolution du R_f et du C_{card} ?

⁶⁰ [Délibération n°2021-157 de la CRE du 3 juin 2021 portant modification de la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT](#)

5. Structure tarifaire

Dans un contexte de transformation rapide du système énergétique, la CRE a engagé, dès 2023, des travaux sur la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 7 »). La CRE a déjà mené une consultation publique en décembre 2023⁶¹ présentant ses analyses sur la structure de ces tarifs et les premières évolutions qu'elle envisageait à date. 47 réponses ont été reçues, dans le cadre de la consultation publique, et sont publiées concomitamment à cette consultation publique, le cas échéant dans une version occultant les éléments confidentiels, sur le site de la CRE.

La CRE a également organisé un atelier le 31 janvier 2024 sur ce sujet pour apporter des éléments complémentaires sur les orientations proposées, et recueillir des réactions additionnelles de la part des participants.

5.1. Contexte et enjeux

5.1.1. Une transformation du système énergétique qui impliquera une adaptation des réseaux et une mobilisation des flexibilités pour réduire la pointe

5.1.1.1. Une électrification de la consommation d'énergie entraînant une augmentation de la pointe

L'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre de l'Union européenne d'au moins 55 % d'ici à 2030, neutralité carbone en 2050) passera nécessairement par l'électrification de divers secteurs économiques. Les principales évolutions des usages affectant les modes d'utilisation des réseaux sont :

- la décarbonation de l'industrie, principalement par l'électrification de processus industriels et de la production de chaleur. La France s'oriente vers une forte hausse de la consommation électrique de l'industrie, qui passerait de 120 TWh annuels actuellement à 160 TWh à horizon 2035 dans le scénario prospectif de RTE réalisé pour le Bilan prévisionnel 2023⁶². Cette hausse devrait être concentrée dans quelques grands bassins industriels, en particulier les zones portuaires de Dunkerque, Fos-Marseille et le Havre, ainsi que la vallée de la chimie au sud de la métropole de Lyon. L'électrification massive de ces zones industrielles nécessitera le développement d'infrastructures permettant le raccordement de capacités importantes au réseau de transport ;
- le développement massif du parc de véhicules électriques, induisant une hausse de la consommation d'électricité et le déploiement de nombreuses bornes de recharge raccordées au réseau de distribution. Elles constituent un important inducteur de coûts pour le réseau, tout en apportant un potentiel important de flexibilité distribuée. Il sera essentiel de maîtriser la contribution de la recharge des véhicules aux besoins de dimensionnement des réseaux ;
- le transfert de certains usages fossiles vers les usages électriques notamment dans le secteur résidentiel neuf (lié notamment à l'application de la RE2020) et existant (dispositifs d'aides au remplacement des installations utilisant de l'énergie fossile : CEE, MaPrimeRénov'...). Dans son rapport sur l'avenir des infrastructures gazières⁶³, la CRE a choisi comme scénario médian le scénario S3 de l'ADEME⁶⁴ qui prévoit une baisse de 70 TWh de consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel entre 2020 et 2030 (168 TWh en 2020 à 97 TWh en 2030). Cette consommation d'énergie fossile sera dans la majorité des cas substituée par des dispositifs électriques avec une meilleure efficacité énergétique, tels que les pompes à chaleur.

⁶¹ [Consultation publique n°2023-13 du 14 décembre 2023 portant sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 7 »](#)

⁶² [Bilan Prévisionnel 2023-2035](#), RTE, juillet 2024

⁶³ [Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone](#), CRE, avril 2023

⁶⁴ [« Transitions 2050 »](#), ADEME, 2024.

L'électrification des usages conduira à une hausse de l'énergie consommée estimée à près de 150 TWh en 2035 par rapport au niveau de 2022 et pourra être accompagnée par une hausse de la pointe de consommation dont l'ampleur variera en fonction du développement des flexibilités. Dans son Bilan prévisionnel, RTE anticipe un accroissement de la pointe de 18h à 20h compris entre 5 et 9 GW d'ici à 2030. La limitation de cette pointe, notamment par les signaux tarifaires, est un enjeu majeur pour la prochaine période afin, d'une part, de limiter les contraintes pour le système et, d'autre part, de réduire l'activation de moyens de production de pointe coûteux pour les utilisateurs et plus émetteurs en CO₂.

5.1.1.2. Le développement de l'autoconsommation

On observe une forte augmentation de l'autoconsommation (consommation par un utilisateur de sa propre production ou de production locale au sein d'une opération d'autoconsommation collective) en France avec notamment une augmentation de 86 % des installations d'autoconsommation individuelles entre le troisième trimestre 2022 et le deuxième trimestre 2023.

Ces usages peuvent entraîner, dans l'hypothèse d'un développement important, des modifications de la typologie des réseaux notamment en termes de raccordement des EnR. Par ailleurs, tant pour l'autoconsommation collective qu'individuelle, la synchronisation des flux autoconsommés avec les périodes de pointes de production, notamment par une implication plus importante des utilisateurs à consommer au meilleur moment, pourrait permettre d'optimiser le dimensionnement des réseaux.

5.1.2. L'accélération du développement de la production EnR

Au cours des dernières années, le développement des parcs de production éoliens et photovoltaïques s'est confirmé et intensifié. Cette tendance devrait se poursuivre selon les objectifs définis dans la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Le Bilan prévisionnel 2023 de RTE anticipe une poursuite des évolutions structurantes du parc de production français pour les dix prochaines années : accélération du déploiement du parc solaire (entre +3 et +7 GW de capacité additionnelle installée par an selon les scénarios), maintien ou accélération du rythme de déploiement du parc éolien terrestre (entre +0,7 et +1,5 GW par an selon les scénarios), montée en puissance des capacités d'éolien en mer (entre 7 et 18 GW de capacité installée en 2035).

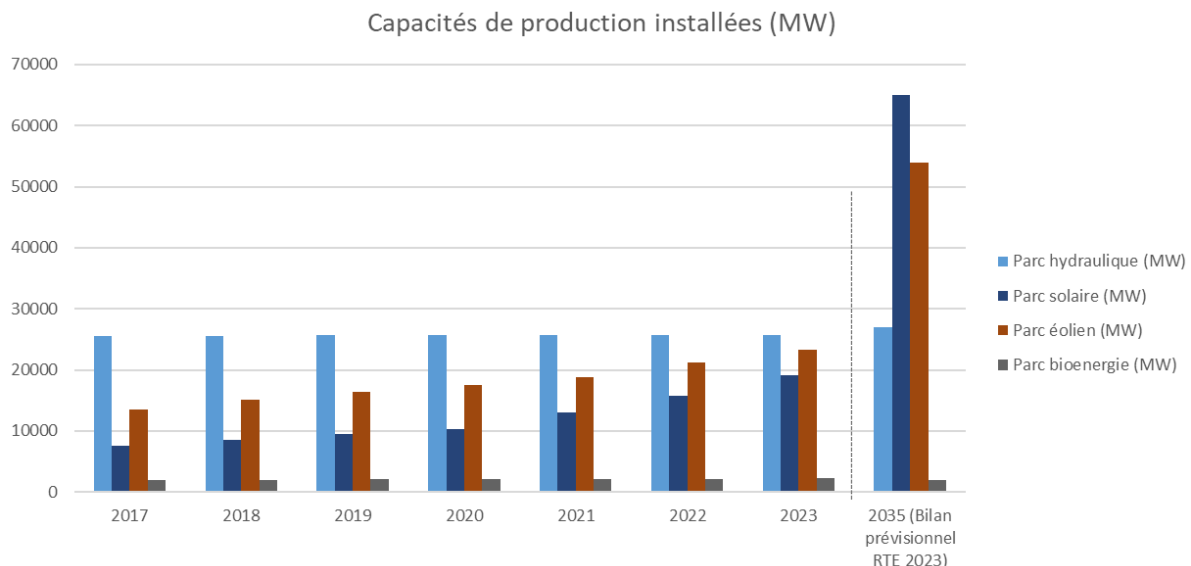


Figure 27. Evolution du parc de production français (hors nucléaire et fossiles). Source : Open data réseaux-énergies (ODRÉ) et bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE

Ce développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable induira une plus grande décentralisation de la production. L'augmentation des injections sur les réseaux de distribution concerne principalement le niveau de tension HTA et dans une moindre mesure le niveau de tension BT, avec le développement du photovoltaïque. Le réseau électrique, qui acheminait historiquement l'électricité des niveaux de tension supérieurs aux niveaux inférieurs et qui était donc essentiellement dimensionné par la consommation, devient ainsi de plus en plus bidirectionnel, et peut désormais être dimensionné localement par la production.

Dans son dernier SDDR, RTE a simulé les équilibres locaux de consommation ou de production aujourd'hui et en 2035. RTE prévoit ainsi une forte croissance des situations dans lesquelles la production locale devient plus importante que la consommation.

5.1.3. Des transformations qui génèrent des besoins de flexibilité croissants et appellent à des signaux tarifaires adaptés pour réduire la pointe

5.1.3.1. Ces évolutions vont déplacer la production à des moments de la journée où la consommation n'est pas la plus élevée

Les évolutions présentées dans les paragraphes précédents entraîneront une déformation structurelle de la consommation résiduelle (courbe de consommation nationale à laquelle est soustraite la production renouvelable). La figure ci-dessous illustre l'évolution prévisionnelle de cette déformation à l'horizon 2035 selon les analyses menées par RTE. La production renouvelable et notamment photovoltaïque, développée massivement, devrait entraîner une réduction importante de la consommation résiduelle en journée. Sans le développement de flexibilités et d'incitations à déplacer une part de la consommation sur ces périodes, le niveau de production solaire pourrait alors devenir fortement excédentaire. Par ailleurs, les pointes de consommation resteraient importantes sur les périodes de début et de fin de journée.

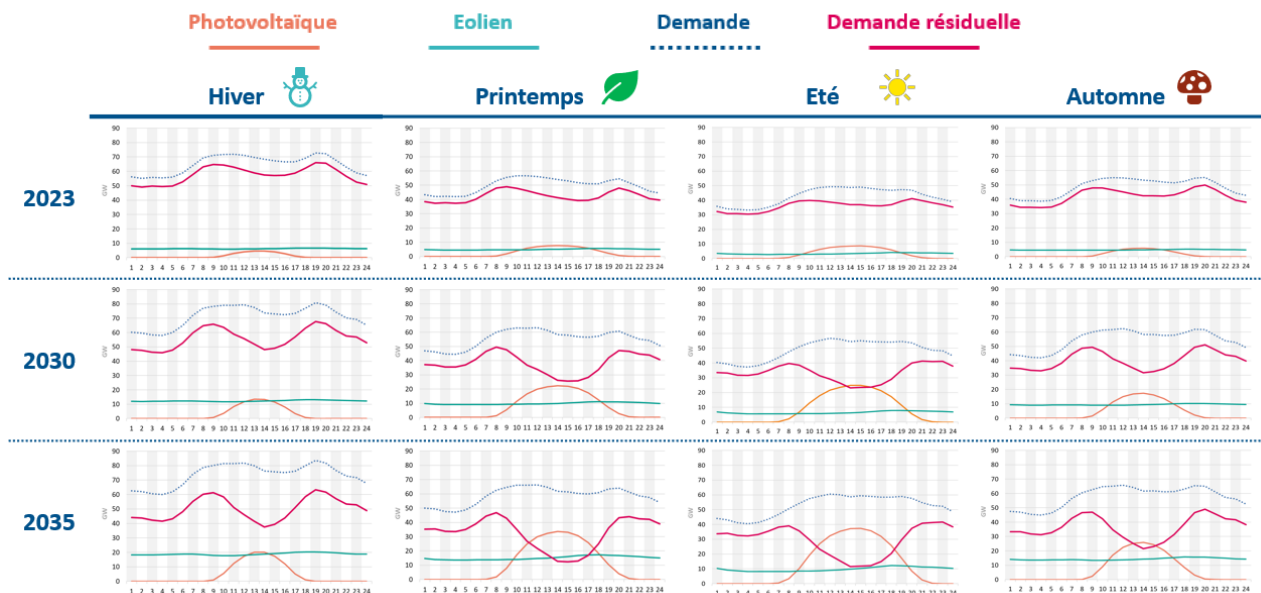


Figure 28. Evolution de la demande résiduelle (et des sous-jacents) hors consommations pilotables et asservies. Source : RTE

5.1.3.2. Des flexibilités à mobiliser au service des besoins du système

L'augmentation de la consommation d'électricité et le développement des EnR rendront nécessaire un renforcement des réseaux.

Si la consommation en période de pointe n'est pas maîtrisée et sans décalage des consommations en phase avec la production photovoltaïque, les investissements nécessaires seront plus importants et coûteux. Certains des nouveaux usages (véhicules électriques, stockages, pompes à chaleur) présentent cependant des profils de consommation ou d'injection variables avec des temps d'utilisation courts et pourront constituer un nouveau gisement de flexibilité au bénéfice du système électrique. A *contrario*, l'absence de pilotage de ces usages présenterait un facteur de renchérissement des coûts des réseaux électriques.

RTE a défini, dans son Bilan prévisionnel 2023, une trajectoire d'évolution du potentiel flexible de la demande d'électricité qui pourrait être multipliée par 3 d'ici à 2035.

Figure 2.55 Évolution des puissances maximales effaçables et modulables de la demande d'électricité dans la configuration de référence

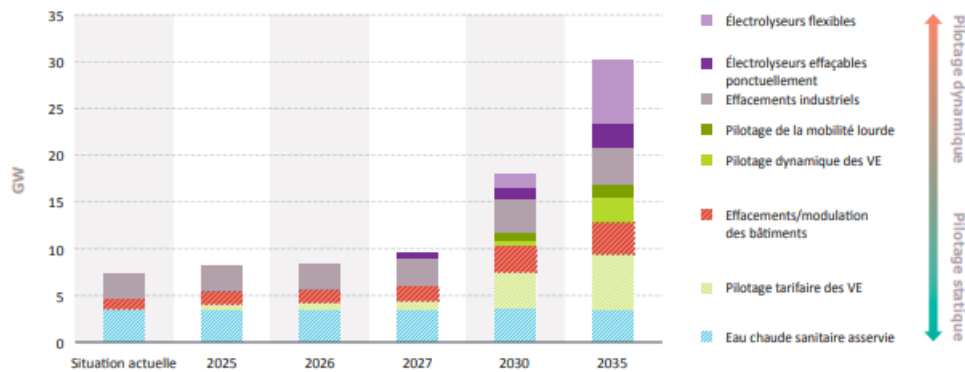


Figure 29. Évolution des puissances maximales effaçables et modulables de la demande d'électricité. Source : Bilan prévisionnel RTE 2023

La flexibilité de la consommation, en réponse à des signaux tarifaires

Historiquement, le placement des heures pleines et heures creuses est un des piliers de la flexibilité de la consommation d'électricité en France. Le placement des plages d'heures pleines (tarif moins attractif) et d'heures creuses (tarif plus attractif) est un moyen efficace d'inciter au déplacement des consommations aux meilleurs moments du point de vue du système électrique. La différenciation temporelle des tarifs a notamment permis le pilotage de la majorité des ballons d'eau chaude sanitaire depuis les années 1980, ce qui représente encore aujourd'hui près de 7 GW de puissance décalée (1 à 2 GW de pointe en journée contre près de 10 GW de pointe la nuit en hiver). Il s'agit donc d'un levier important qui doit être maintenu et adapté aux capacités de flexibilité des nouveaux usages.

La crise énergétique de l'hiver 2022-2023 a mis en lumière l'importance du bon placement des heures creuses pour le système électrique. En effet, des régimes d'heures creuses mal positionnés peuvent générer des contraintes pour le système. Ainsi, certaines heures creuses méridiennes entre 11h et 14h coïncidaient avec des pics de consommation à des périodes critiques pour le système.

Le rôle de la structure tarifaire est donc renforcé, car elle peut permettre, selon les situations, d'encourager ou de limiter les nouveaux usages pilotables au travers de signaux tarifaires adaptés.

Le pilotage des bornes de recharge de véhicules électriques

Le développement de la mobilité électrique apporte de nouveaux leviers de flexibilité pour le système électrique, facteurs d'économies tant pour la production et l'équilibrage que pour le dimensionnement des réseaux. Bien qu'un véhicule électrique ne soit pas l'équivalent d'une batterie stationnaire (son objectif premier étant la mobilité), il a la capacité de décaler sa recharge durant les heures les plus propices, voire de restituer de l'électricité à destination d'un bâtiment ou du réseau.

La « recharge du quotidien » devrait être pilotée pour maîtriser les effets sur le système électrique, *a minima* selon un signal heures pleines / heures creuses, comme la CRE l'a recommandé dans son dernier rapport sur le sujet⁶⁵ dans lequel elle détaille la diversité des modes de pilotage disponibles. Il est donc essentiel que toutes les incitations soient données, tant par le prix de l'électricité que par la structure des tarifs de réseaux, pour refléter les coûts qu'une recharge non pilotée ferait peser sur le système et pour exploiter au mieux et généraliser la flexibilité de cet usage.

Le développement des stockages est un nouveau gisement de flexibilité

Le développement des capacités de stockage par batteries s'est accéléré lors de la période tarifaire TURPE 6. Depuis fin 2020, le nombre d'installations et la capacité installée sur le réseau de distribution (sur le niveau de tension HTA) ont été multipliés par environ 8 pour atteindre plus de 600 MW au 1^{er} septembre 2024 et environ 800 MW en file d'attente.

Le réseau de transport connaît également un développement significatif du stockage par batteries depuis 2020, caractérisé par une forte progression du nombre de stockeurs et par des puissances unitaires de raccordement importantes. Au 1^{er} septembre 2024, 300 MW de stockage sont raccordés sur le réseau de transport (hors STEP). A cela s'ajoutent 8 GW en cours de raccordement avec des projets d'une puissance unitaire d'environ 100 MW.

Les capacités de stockage vont donc jouer un rôle de plus en plus important pour le système électrique. Si leurs puissances de raccordement peuvent représenter des contraintes pour le réseau, ces actifs constituent un potentiel de flexibilité important pour le réseau et le système. Il serait donc pertinent d'envoyer des signaux tarifaires spécifiques au stockage afin de tirer parti de la flexibilité et du potentiel contracyclique de ces nouvelles capacités.

5.1.4. Principes de tarification des réseaux

La structure tarifaire construite par la CRE respecte plusieurs principes :

- **timbre-poste** : la tarification de l'accès au réseau est indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- **péréquation tarifaire** : les mêmes tarifs d'accès au réseau s'appliquent au sein de chaque catégorie d'utilisateurs du territoire national ;
- **non-discrimination** : en particulier, la tarification reflète les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité. Le règlement européen 2019/943 du 5 juin 2019⁶⁶ sur le marché intérieur de l'électricité dispose à l'article 18 que : « *Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau, y compris les redevances de raccordement aux réseaux, les redevances d'utilisation des réseaux et, le cas échéant, les redevances de renforcement connexe des réseaux, reflètent les coûts* » ;
- **horo-saisonnalité** : selon l'article L. 341-4 du code de l'énergie, « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local* ».

Dans ce cadre, la CRE considère qu'afin de répondre au mieux aux attentes des différentes parties prenantes, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent concilier les critères suivants :

⁶⁵ [Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique](#), décembre 2023

⁶⁶ [Règlement \(UE\) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité](#)

- **efficacité** : un signal tarifaire reflétant au mieux les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet d'optimiser les besoins d'investissements à long terme, car cette information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements différents de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseau et ceux réalisés par les utilisateurs ;
- **lisibilité** : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. Les coûts du réseau varient dans le temps et dans l'espace, en fonction des congestions, du volume et du coût des pertes occasionnées. Un tarif reflétant parfaitement les coûts serait donc différent à chaque heure et en chaque point du réseau. Un tel tarif n'est pas envisageable, car trop complexe : il serait peu lisible et les coûts de sa mise en place dépasseraient vraisemblablement les bénéfices apportés. La structure tarifaire est définie de manière à atteindre le juste équilibre entre le reflet des coûts pour le réseau des décisions d'investissement et d'exploitation de l'ensemble des acteurs (producteurs, consommateurs ou stockeurs) et la lisibilité des tarifs à travers un nombre limité de coefficients tarifaires pertinents ;
- **faisabilité** : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels. L'exemple le plus significatif de ce critère est que les compteurs doivent disposer du nombre d'index requis ;
- **acceptabilité** : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des modifications de facture pour tout ou partie des utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires actuelles ne reflètent qu'imparfaitement les coûts de réseau. Les modifications introduites par un nouveau tarif doivent être progressives, de façon que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions du TURPE. En outre, les évolutions de structure ne doivent pas conduire à des modifications de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs.

Ces principes, inchangés depuis le TURPE 5, ont été soumis à l'appréciation des parties prenantes dans la consultation publique de la CRE de décembre 2023. Les répondants s'y sont révélés largement favorables, confortant cette approche pour le prochain tarif.

5.2. Structure tarifaire actuelle

5.2.1. Typologie des coûts et composantes tarifaires associées

En première approche, les « coûts des réseaux » supportés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution peuvent être classés de la façon suivante :

- les **coûts de gestion et du comptage** sont des coûts qui ne dépendent pas de l'usage du réseau, mais du type de service apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d'utilisateurs concernés ;
- les **coûts d'infrastructures** sont des coûts fixes à court terme (mis à part les coûts de gestion des congestions, très faibles à ce jour), mais variables à long terme par le jeu des investissements ;
- les **coûts des pertes** sont des coûts variables à court terme (et à long terme du fait des investissements). La contribution à ces coûts des utilisateurs dépend de l'énergie injectée et/ou soutirée aux différentes heures de l'année ;
- les **coûts des réserves** ;
- les **autres coûts**, tels que les charges centrales et autres charges non affectées.

La structure tarifaire construite par la CRE vise à répercuter les différents types de coûts rencontrés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution selon un ensemble de composantes différenciées par niveau de tension :

- des composantes fixes (€/an), qui couvrent les coûts de gestion et de comptage ;

- une composante de soutirage, dérivée en plusieurs versions tarifaires dépendant du profil d'utilisation (courte, moyenne et longue utilisation), qui comporte :
 - des coefficients proportionnels à la puissance souscrite (€/kW/an), qui reflètent la contribution de la capacité demandée par l'utilisateur aux coûts des infrastructures de réseau ;
 - des coefficients proportionnels à l'énergie (€/kWh), qui reflètent, d'une part, la contribution de la durée d'utilisation de la puissance souscrite aux coûts des infrastructures de réseau et, d'autre part, la contribution de l'énergie soutirée aux coûts des pertes ;
- une composante d'injection, qui ne s'applique actuellement qu'aux injections aux niveaux de tension HTB 2 et HTB 3 et qui reflète les coûts des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée ainsi que le coût des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme transfrontalier ITC (*Inter TSO Compensation*) ;
- des composantes spécifiques à certains services annexes : dépassements de la puissance souscrite, alimentation complémentaire et de secours, regroupement, énergie réactive, dispositifs du TURPE HTB spécifiques aux distributeurs, etc.

La CRE estime que le recouvrement des coûts selon les composantes présentées ci-dessus est approprié. Elle envisage de maintenir ce découpage dans le prochain tarif, et d'y adjoindre une composante optionnelle pour les installations de stockage (cf. partie 5.5.1).

Question 60 Êtes-vous favorable au maintien du découpage du TURPE en différentes composantes (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?

5.2.2. Une répartition part puissance/part énergie qui reflète les coûts du réseau

La structure tarifaire de la composante de soutirage se compose pour chacun des niveaux de tension, hors HTB 3, d'une part puissance et d'une part énergie, auxquelles s'ajoutent les coûts fixes associés aux autres composantes tarifaires (composantes de gestion et de comptage par exemple).

La tarification à la puissance souscrite incite chaque utilisateur à limiter sa pointe annuelle et permet de ce fait de limiter les synchronisations d'usages tout au long de l'année. Pour autant, un tarif répercutant à la puissance souscrite l'ensemble des coûts serait contre-productif et induirait des transferts financiers importants entre utilisateurs. En effet, les utilisateurs ne sont pas tous présents de la même façon aux heures les plus chargées : ceux présents le plus longtemps pendant les périodes coûteuses génèrent plus de coûts que ceux présents pendant seulement une partie de ces heures. Un tarif dépendant uniquement de la puissance souscrite inciterait à limiter sa propre pointe annuelle, mais n'inciterait aucunement à déplacer sa consommation des heures les plus chargées vers les heures moins chargées du réseau.

La tarification à l'énergie permet ainsi d'envoyer un signal simple et lisible aux utilisateurs qui leur permet d'identifier les périodes les plus chargées sur le réseau et celles qui le sont moins et d'adapter en conséquence leur consommation. Si l'ensemble des coûts étaient répercutés à l'énergie, il y aurait une incitation forte aux utilisateurs à limiter leurs consommations sur les périodes critiques, mais pas de limiter leur pointe. Cela induirait là aussi des transferts de coûts entre les utilisateurs compte tenu de la diversité des comportements.

Un des enjeux de la structure tarifaire consiste ainsi à trouver le juste équilibre entre tarification à la puissance (qui incite à l'étalement des usages individuels) et à l'énergie (qui incite au lissage collectif de la consommation à l'échelle du réseau).

La méthode développée par la CRE permet l'identification des coûts à l'énergie et à la puissance comme résultat de la méthode tarifaire

La répartition de la part puissance et de la part énergie est une résultante de la méthodologie appliquée par la CRE. En effet, la méthode est basée sur les coûts marginaux suivants :

- le coût marginal de desserte (€/Puissance souscrite) qui correspond au coût d'un utilisateur supplémentaire à puissance et consommation inchangées pour le réseau. Ce coût pour le réseau n'est donc pas lié à l'énergie consommée par l'utilisateur. Il est traduit en coût à la puissance souscrite ;
- le coût marginal à la puissance dimensionnante qui correspond au coût d'un MW dimensionnant supplémentaire à nombre d'utilisateurs constant. Un MW « dimensionnant » est un MW supplémentaire pendant les heures les plus chargées de la poche et influant sur le dimensionnement de l'infrastructure. C'est donc notamment la consommation des utilisateurs sur les heures de pointes du réseau qui affecte la puissance dimensionnante. Ce coût marginal est donc répercuté en partie à l'énergie (€/MWh) par plages horaires et à la puissance souscrite (€/Puissance souscrite). La répartition entre les parts énergie et puissance de ce coût dépend de la durée d'utilisation des clients. En effet, pour un client longue utilisation (client qui consomme l'équivalent de sa puissance souscrite pendant une part importante de l'année), le sous-jacent de la consommation durant les heures de pointe est directement la puissance souscrite ce qui ne sera pas le cas pour un client courte utilisation.

La répartition entre la part puissance et la part énergie dépend donc majoritairement du niveau du coût marginal de desserte et de la durée moyenne d'utilisation des clients (plus les clients ont en moyenne une durée d'utilisation importante, plus les coûts seront répartis à la puissance souscrite).

Lors de la consultation publique du 14 décembre 2023, la CRE a interrogé les acteurs quant à la répartition entre la part puissance et la part énergie. Les réponses ont été partagées, avec une moitié de répondants favorable aux principes et à la méthodologie permettant d'aboutir au résultat actuel. L'autre moitié demande une évolution de cette répartition, mais dans deux directions opposées. Pour certains, il s'agirait une hausse de la part puissance pour mieux refléter les coûts d'infrastructure jugés uniquement fixes et pour les autres d'une hausse de la part énergie, dans la mesure où, pour certaines catégories d'utilisateurs, la part puissance peut aujourd'hui représenter une part très importante de la facture TURPE (IRVE notamment). Parmi les acteurs souhaitant une évolution de la part puissance, la CRE n'a toutefois pas reçu de proposition d'évolution de la méthodologie utilisée.

Comme précisé plus haut, la répartition part puissance/part énergie est un résultat de la méthodologie de la CRE et non pas un paramètre d'entrée. Au vu des retours des acteurs très partagés sur ce point, la CRE ne fait pas évoluer sa méthode qu'elle estime représentative des coûts de réseaux. Elle envisage en conséquence de maintenir la répartition envisagée dans la consultation publique de décembre 2023.

5.3. Optimisation du placement des plages d'heures creuses

5.3.1. Les nouveaux enjeux liés à l'horosaisonnalité du tarif

Les coûts générés par l'utilisation des réseaux varient substantiellement en fonction de la période durant laquelle le réseau est sollicité. En effet, de façon schématique, l'augmentation de la consommation lorsque le réseau est peu utilisé n'induit qu'un faible surcoût lié principalement à l'accroissement des pertes électriques, alors qu'une augmentation de la consommation lorsque le réseau est chargé peut générer des congestions et induire à terme des coûts significatifs de renforcement du réseau.

Ainsi, les réseaux sont principalement dimensionnés pour permettre les transits d'énergie pendant la pointe locale (pointe de la poche de réseau considérée). Les coûts des réseaux dépendent donc pour une part significative de la puissance transitée pendant les heures les plus chargées. Ce phénomène est reflété par l'horosaisonnalité des tarifs : des tarifs différenciés selon l'heure de la journée et la période de l'année signalent aux utilisateurs qu'ils ne contribuent pas aux coûts des réseaux à même hauteur selon le moment de la sollicitation. En incitant les acteurs à adapter leurs usages pour optimiser leurs factures individuelles, ce système de tarif permet d'aligner les intérêts des utilisateurs avec les coûts d'exploitation et d'investissement des gestionnaires de réseaux. Il contribue ainsi à une meilleure efficacité économique pour la collectivité dans son ensemble.

Dans le TURPE 5, puis dans le TURPE 6, la CRE a engagé une modernisation des grilles tarifaires dans laquelle les utilisateurs raccordés en HTB 1 et HTB 2 se voient appliquer un tarif à 5 plages temporelles et les utilisateurs en basse tension un tarif à 4 plages temporelles.

	Heures chères			Heures peu chères	
	Heures de pointe	Heures Pleines d'Hiver	Heures Creuses d'Hiver	Heures Pleines d'Eté	Heures Creuses d'Eté
HTB	✓	✓	✓	✓	✓
HTA	✓	✓	✓	✓	✓
BT		✓	✓	✓	✓

Tableau 52. Plages tarifaires retenues en TURPE 6, en fonction des niveaux de tension et des coûts induits (CRE)

Deux exceptions existent toutefois :

- le cas du domaine de tension HTB 3, tarifé à l'énergie sans différenciation temporelle : les flux transitant sur les axes du réseau à 400 kV (HTB 3) résultent d'un foisonnement très important et des déséquilibres régionaux offre-demande⁶⁷, si bien que les différents ouvrages de ce réseau sont sollicités selon des profils différents du profil national. En l'absence de différence stable et uniforme de ces flux entre plages temporelles, l'approche retenue dans le TURPE 6, consistant en une tarification sans différenciation temporelle, semble toujours adaptée ;
- sur le domaine basse tension ≤ 36 kVA (particuliers et petits professionnels) : à la suite de la décision de la CRE de généraliser les options à 4 plages temporelles au 1^{er} août 2024, la composante tarifaire LU (longue utilisation), majoritairement utilisée pour l'éclairage public, reste la seule option tarifaire sans différenciation temporelle (hors dérogations pour les compteurs non-communicants).

Le contexte actuel de transition du système électrique rend d'autant plus nécessaire la mise en œuvre de cette horosaisonnalité : le développement des énergies renouvelables, l'électrification des usages, le développement des véhicules électriques ou encore l'autoconsommation modifient les flux transitant par le réseau. En particulier, l'essor de la production photovoltaïque décentralisée conduit à une baisse de la consommation résiduelle (qui correspond à la demande nationale de laquelle est soustraite la production renouvelable prévisionnelle) en milieu de journée, particulièrement au printemps et en été comme illustré par la figure ci-après. Cela a un impact très fort sur le système électrique : les heures les plus creuses ne sont plus seulement situées la nuit, mais au milieu de journée, au plus fort de la production photovoltaïque. Ainsi, pour le système électrique dans son ensemble, et notamment pour le réseau, déplacer des consommations électriques en milieu de journée permettrait de réduire les coûts, en particulier l'été et dans les territoires à forte production photovoltaïque.

⁶⁷ Les flux transitant en HTB3 résultent également des dynamiques d'imports et d'exports d'électricité aux frontières, pour partie indépendantes des comportements des usagers des réseaux français.

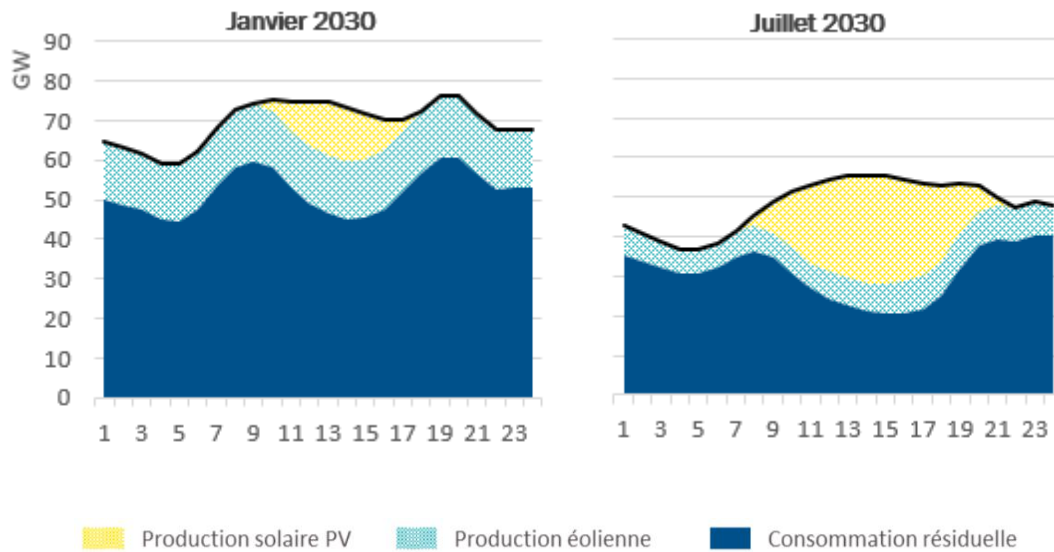


Figure 30. Projection par RTE de l'évolution de la courbe de demande résiduelle nationale, un jour ouvré de 2030 pour les mois de janvier et juillet.
Source : RTE

Par ailleurs, la crise énergétique et notamment les enjeux d'approvisionnement pour l'hiver 2022-2023 ont montré que certaines heures creuses historiques pouvaient aggraver les contraintes du système électrique.

Pour l'ensemble de ces raisons, la CRE a interrogé les acteurs dans la consultation publique du 14 décembre 2023 sur l'intérêt de requestionner le placement des régimes historiques d'heures creuses afin de les mettre en cohérence avec les nouveaux besoins des réseaux et du système électrique. La majorité des répondants s'est montrée favorable à une évolution de ces plages, tout en soulignant les enjeux d'accompagnement des consommateurs et de mise en œuvre opérationnelle pour les gestionnaires de réseau et les fournisseurs.

5.3.2. Rappel du cadre actuel pour la détermination des plages temporelles

La définition des plages temporelles associées aux grilles tarifaires TURPE est réalisée par les gestionnaires de réseaux, dans le respect des règles définies par la CRE dans ses délibérations tarifaires relatives au TURPE. Les gestionnaires de réseaux peuvent les placer de manière différenciée selon les périodes de l'année et selon la situation géographique, afin de refléter les enjeux du système, c'est-à-dire acheminer l'électricité en minimisant les coûts de réseaux et en tenant compte des problématiques d'offre-demande nationales. Les gestionnaires de réseaux sont libres de mettre à jour ce placement, dans le respect d'un délai de prévenance du fournisseur d'électricité du site concerné ou du client prévu contractuellement (6 mois dans le contrat GRD-F).

Les règles définies par la CRE en métropole pour la période TURPE 6 sont :

Niveau de tension	Saison haute	Heures creuses	Pointes fixes
HTB	Décembre à février plus 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.	Dimanches, samedis et jours fériés : toute la journée. Du lundi au vendredi : 8 heures réparties en une ou deux périodes.	De décembre à février, du lundi au vendredi hors jours fériés : entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures.
HTA		Dimanches et jours fériés : toute la journée. Du lundi au samedi : 8 heures réparties en une ou deux périodes.	De décembre à février, du lundi au samedi hors jours fériés : 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures.
BT > 36 kVA		8 heures par jour, réparties en une ou deux périodes.	N/A
BT ≤ 36 kVA		8 heures par jour.	N/A

Tableau 53. Règles de placement des plages retenues en TURPE 6 (CRE)

La CRE constate que le placement de ces plages temporelles n'est pas toujours adapté localement et qu'il a été très peu réévalué par les gestionnaires des réseaux de distribution et de transport, contrairement aux possibilités laissées par le cadre tarifaire :

- pour les niveaux de tension HTB et HTA, les plages temporelles sont identiques pour l'ensemble des utilisateurs (23h-7h en HTB, 22h-6h en HTA) ;
- pour le segment BT > 36 kVA, les nouveaux utilisateurs se voient affecter la période 22h-6h en heures creuses dans 88 % des communes desservies par Enedis, ou d'autres périodes de 8 heures creuses nocturnes dans les autres communes ;
- pour le segment BT ≤ 36 kVA, il existe une grande variété de régimes d'heures pleines/heures creuses différenciés (de l'ordre de 70) permettant de répartir les consommations des utilisateurs. Une fois qu'un régime est attribué à un client, il est très rarement remis en cause en fonction des évolutions du système électrique. La CRE constate toutefois que des évolutions ont été amorcées par Enedis depuis l'achèvement du déploiement en masse du compteur Linky pour le flux de nouveaux clients uniquement.

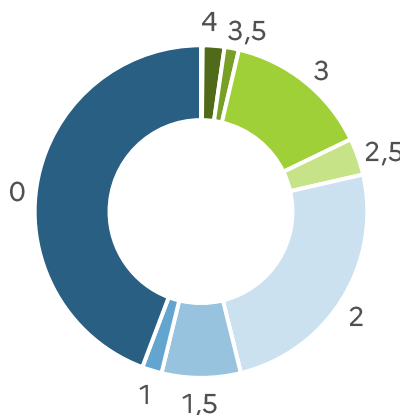


Figure 31. Etat des lieux de la répartition des clients Linky (BT ≤ 36 kVA) en fonction du nombre d'heures creuses en journée (entre 10h et 18h)

5.3.3. Rappel des évolutions envisagées par la CRE dans sa consultation publique du 14 décembre 2023

La CRE avait envisagé dans la consultation publique de décembre 2023, après échange avec les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE, que le placement des heures creuses soit différencié par saison (selon les saisons du TURPE soit 5 mois en saison haute et 7 mois en saison basse). Les premières analyses transmises par Enedis et RTE avaient permis à la CRE d'envisager les règles suivantes pour le placement des heures creuses :

- que soient déplacées les heures creuses actuellement positionnées sur des périodes problématiques pour le système, pour l'ensemble des consommateurs concernés ;
- que ne soient plus attribués à des nouveaux clients des régimes comprenant des heures creuses méridiennes (11h-14h) en hiver ;
- que soit favorisé le placement des heures creuses lors des après-midi d'été.

Saison	Heures creuses existantes à déplacer ⁶⁸	Heures creuses à ne pas attribuer aux nouveaux clients ⁸¹	Heures creuses à favoriser
Hiver (novembre à mars)	De 7h à 11h et de 17h à 21h	De 11h à 14h	Libre
Été (avril à octobre)	De 7h à 10h et de 18h à 23h	-	De 2h à 6h et de 11h à 17h

Tableau 54. Règles complémentaires de placements des heures creuses proposées par la CRE

La CRE a envisagé que ces règles s'appliquent à terme de la même manière pour les ELD.

Concernant la définition d'heures creuses à favoriser, la CRE a considéré qu'il ne serait pas pertinent d'imposer l'attribution de certaines plages d'heures creuses à l'intégralité des clients, au regard de la diversité des enjeux locaux pour les réseaux. En effet, imposer des heures creuses pourrait entraîner des pics de consommation importants, qui pourraient alors générer des contraintes de réseaux notamment dans des poches de réseaux ne disposant pas de production photovoltaïque. Tous les clients ne se verront ainsi pas nécessairement attribuer des heures creuses comprises dans les plages 2h-6h et 11h-17h.

La plage comprise entre 11h et 14h pour la période hiver TURPE (novembre à mars) est spécifique : ces heures sont à court terme contraignantes pour le système, ce qui a conduit à des mesures spécifiques pour l'hiver passé et celui en cours, mais le développement des EnR pourrait diminuer leur criticité d'ici à 2030, voire les rendre intéressantes pour le placement d'heures creuses. Enedis a d'ores et déjà prévu de ne pas attribuer d'heures creuses méridiennes aux nouveaux clients.

Ces propositions n'ont pas engendré de remarque particulière de la part des répondants à la consultation publique.

La CRE a également interrogé les acteurs de marché sur la pertinence d'une différenciation du placement des plages temporelles en fonction de la localisation en HTA et en HTB, différenciation à laquelle les répondants se sont montrés globalement favorables. La CRE avait en effet considéré que la répartition hétérogène entre les différentes poches de réseau de la croissance de la production variable décentralisée conduit à questionner la pertinence de plages temporelles uniformes sur l'ensemble du territoire.

⁶⁸ Hors samedi et dimanche et jours fériés pour la HTB et hors dimanche et jours fériés pour la HTA.

Par ailleurs, la CRE avait indiqué s'interroger sur la possibilité de prévoir une augmentation du nombre d'heures creuses sur la période d'été du TURPE (avril à octobre), qui pourraient être portées à 10h au lieu de 8h actuellement, afin de mieux adapter les plages d'heures creuses aux heures de production du photovoltaïque et aux heures les plus creuses de la nuit. Les répondants se sont montrés majoritairement favorables à une telle évolution, tout en soulignant la complexité de mise en œuvre. L'étude approfondie des implications techniques d'une telle évolution révèle la nécessité de la coexistence de plusieurs grilles tarifaires (TURPE et offres de fourniture) et les profils associés, puisque l'envoi des nouveaux calendriers tarifaires aux compteurs BT s'étalerait nécessairement sur plus d'un an. En effet, il ne serait pas envisageable de facturer un même prix à des clients sur des nombres d'heures différentes. Ces difficultés sont de nature à allonger les délais de mise en œuvre et à affecter les fournisseurs. Cela conduit la CRE à prioriser l'optimisation du placement des plages temporelles et à prévoir la préparation d'une évolution du nombre d'heures creuses dans un second temps afin que cette complexité technique puisse être appréhendée par l'ensemble des acteurs.

5.3.4. Modalités de mise en œuvre

Dans sa consultation publique du 14 décembre 2023, la CRE avait insisté sur l'accompagnement nécessaire auprès des clients concernés par les modifications de régimes d'heures creuses. Elle avait également souligné l'importance de la coordination entre les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs.

Enedis a ainsi organisé plusieurs réunions du groupe de travail Heures Pleines / Heures Creuses rattaché au comité spécialisé fournisseurs, afin de les concerter sur les modalités de mise en œuvre de ces évolutions.

Calendrier

Pour les gestionnaires de réseaux, la mise en œuvre de la saisonnalisation du placement des plages temporelles nécessite des évolutions des systèmes d'information, qui ne permettent pas une mise en œuvre immédiate. Par ailleurs, la mise à jour des régimes d'heures creuses des clients en BT ≤ 36 kVA ne pourra être que progressive, et étalée dans le temps, au regard des capacités techniques des systèmes d'informations et de la chaîne communicante.

Ainsi, Enedis a proposé un calendrier consistant à mettre à jour les heures creuses de 28 millions de clients d'ici au 1^{er} août 2027, suivant deux phases :

- une première phase à compter du 1^{er} août 2025 visant à attribuer des régimes sans différenciation saisonnière à 5 millions de clients ;
- une seconde phase à compter du deuxième semestre 2026 visant à attribuer des régimes potentiellement saisonnalisés à 23 millions de clients.

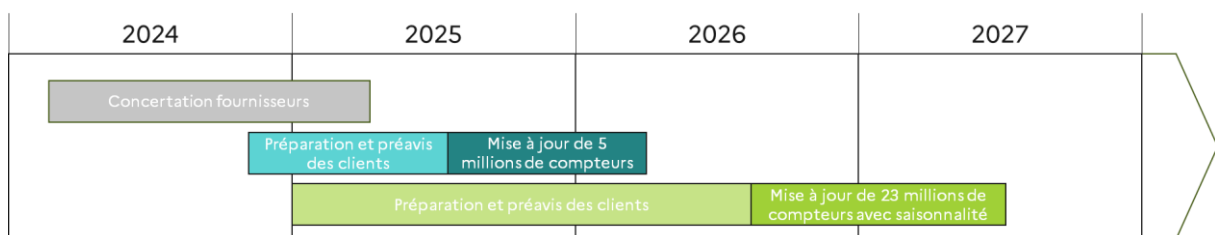


Figure 32. Calendrier proposé par Enedis pour la mise à jour des régimes d'Heures creuses des compteurs BT ≤ 36 kVA

Enedis précise que, pour les clients BT ≤ 36 kVA, ces nouvelles règles ne seront appliquées qu'aux compteurs évolués ayant été déclarés communicants de niveau 1 ou 2.

Régimes d'heures creuses

Par ailleurs, Enedis a prévu de traiter l'affectation des régimes d'heures creuses selon des principes venant compléter les règles qui seront définies par la CRE. Les régimes envisagés prévoieraient donc :

- soit 8 heures creuses nocturnes ;
- soit 6 heures creuses nocturnes et 2 heures creuses diurnes ;
- soit 5 heures et demi creuses nocturnes et 2 heures et demi creuses diurnes ;
- soit 5 heures creuses nocturnes et 3 heures creuses diurnes.

Comme aujourd'hui, pour éviter l'enclenchement simultané des usages, chaque plage d'HC pourra être décalée de plusieurs minutes autour de la demi-heure ronde.

La mise à jour des heures creuses des clients en HTA et BT > 36 kVA aura lieu dans un second temps au cours de la période TURPE 7.

Analyse de la CRE

La CRE porte un regard favorable sur ces modalités, mais attache une priorité à la prise en compte des contraintes sur le réseau et des opportunités pour l'équilibre offre-demande, ainsi qu'à l'accompagnement des consommateurs. La CRE souhaite notamment qu'Enedis s'assure qu'un maximum de clients se voient attribuer un régime comportant au moins 3 heures creuses diurnes en été, et qu'une cohérence soit assurée entre les régimes affectés à un client en hiver et en été, en particulier pour les heures creuses diurnes.

La gestion de l'équilibrage et des contraintes de réseau nécessite de disposer d'une diversité de régimes, et certains clients (moins de 15 %) conserveront l'intégralité de leurs heures creuses la nuit, même l'été.

Pour rappel, sur le segment BT \leq 36 (résidentiels et petits professionnels), les offres de fourniture avec option tarifaire heures pleines / heures creuses ou assimilée (reprenant les heures creuses d'Enedis) concernent 40 % des consommateurs. Sauf modification à leur initiative, les clients dotés d'une autre option tarifaire de fourniture dans le cadre de leur contrat unique ne constateront pas l'éventuel changement des heures creuses utilisées pour la facturation du TURPE à leur fournisseur. La CRE estime donc que, sur ce même segment, sur les 28 millions de compteurs faisant l'objet d'une évolution, seuls 11 millions de clients percevront ce changement du signal tarifaire.

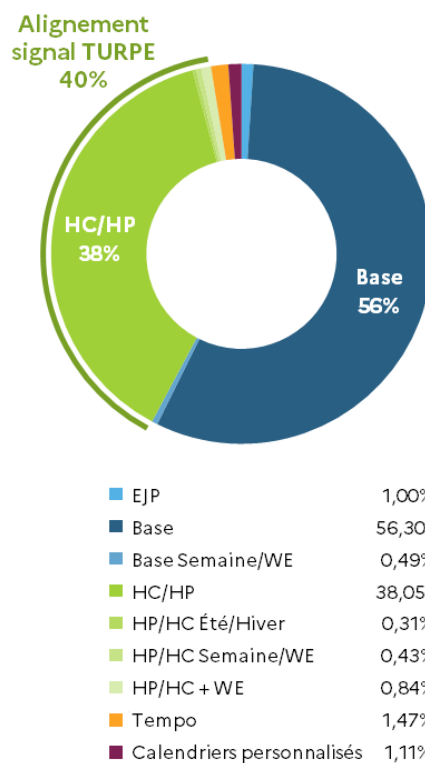


Figure 33. Répartition des clients Linky (BT ≤ 36 kVA) par calendriers fournisseurs au 1er novembre 2023 (source : Enedis)

Dans la consultation publique de décembre 2023, la CRE avait également interrogé les acteurs sur l'intérêt de mettre en place un suivi de la mise en œuvre de ces évolutions. Dans le cadre de la concertation organisée par Enedis en juillet 2024, plusieurs acteurs ont souligné l'intérêt de mettre en place un indicateur reportant le taux de bascule entre les contrats BASE et HP/HC. La CRE considère que cet indicateur pourrait permettre de suivre plus finement l'impact de ces évolutions, et envisage de demander à Enedis de réaliser ce suivi annuellement en fonction des calendriers d'origine et des nouveaux calendriers affectés aux clients.

Question 61 Êtes-vous favorable aux modalités de mise en œuvre proposées par Enedis et aux orientations proposées par la CRE concernant l'évolution du placement des heures creuses ?

5.3.5. Différenciation locale des heures creuses en HTA

En décembre 2023, la CRE a également interrogé les acteurs de marché sur la pertinence d'une différenciation du placement des plages temporelles en fonction de la localisation en HTA et en HTB. La CRE avait ainsi demandé, dans sa consultation publique, à Enedis, de réaliser une étude de la valeur que pourrait apporter une différenciation géographique des plages temporelles. Cette étude n'a pas été transmise à date, Enedis ayant concentré ses efforts sur le segment BT ≤ 36 kVA. Les contributeurs se sont néanmoins globalement déclarés favorables à cette différenciation.

En l'absence d'éléments pouvant conduire à une remise en cause de cette orientation, la CRE envisage donc de demander à Enedis de répliquer en HTA la méthodologie mise en place en BT pour affecter les régimes d'heures creuses en tenant compte des courbes de charge des postes sources. Cela permettra notamment de contribuer à un meilleur dimensionnement des postes et du réseau amont au regard de la diversité des unités de production ou consommation en aval de chaque poste.

Question 62 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE pour la différenciation locale des régimes d'heures creuses en HTA ?

5.3.6. Cadre de régulation incitative envisagé par la CRE

Pour inciter Enedis à mettre en conformité les calendriers d'heures creuses des compteurs de manière efficace et dans les délais, la CRE propose de mettre en place le cadre de régulation incitative défini dans les paragraphes suivants.

Mise en conformité des plages temporelles des compteurs BT ≤ 36

La CRE propose d'introduire un indicateur mesurant le nombre total de compteurs Linky dotés d'un calendrier distributeur comprenant des heures creuses à déplacer, divisé par le nombre total de compteurs Linky. Le périmètre serait restreint aux compteurs communicants de niveau 1 ou 2.

L'incitation envisagée serait constituée d'un bonus de 750 k€ attribué à Enedis si le niveau de l'indicateur atteint 0 au 1^{er} août 2027. Chaque mois à compter du 1^{er} septembre 2027, une pénalité serait déduite du revenu autorisé d'Enedis, à proportion de 75 k€ par point de pourcentage de l'indicateur. Un plafond de pénalités serait fixé à 4 M€/an.

Mise en conformité des plages temporelles des compteurs BT > 36

La CRE propose d'inciter Enedis au respect d'un délai pour la mise à jour et la différenciation locale des heures creuses pour l'ensemble des compteurs BT > 36. Une pénalité de 100 k€ par mois de retard serait imputée à Enedis à compter du 1^{er} août 2028.

Mise en conformité des plages temporelles des compteurs HTA

La CRE propose d'inciter Enedis au respect d'un délai pour la mise à jour et la différenciation locale des heures creuses pour l'ensemble des compteurs HTA. Une pénalité de 100 k€ par mois de retard serait imputée à Enedis à compter du 1^{er} août 2028.

Question 63 Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE visant à inciter Enedis à la tenue des délais pour la mise à jour des plages temporelles des compteurs ?

5.3.7. Cas des Zones Non-Interconnectées

Dans les ZNI, l'ensemble des clients dotés d'une option HP/HC se voient actuellement affecter le régime 22h-6h. De la même manière que sur le territoire métropolitain, la CRE souhaite que ces plages temporelles évoluent pour mieux refléter les enjeux de réseau et d'équilibre offre-demande de chaque territoire. Les régimes d'heures creuses ont donc vocation à être différenciés localement et potentiellement saisonnalisés si cela est pertinent sur les différents territoires.

En l'état de ses analyses préliminaires, la CRE identifie en effet que pour les territoires de Guadeloupe, Martinique, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, La Réunion, Wallis et Futuna et Mayotte, une différenciation saisonnière ne serait pas pertinente. Toutefois, une évolution des plages d'heures creuses permettrait de faciliter l'insertion de la production renouvelable.

La CRE a demandé à EDF SEI de travailler à la prise en compte des enjeux locaux des réseaux dans l'affectation des régimes d'heures creuses.

La CRE propose que les règles et le calendrier d'évolution des heures creuses présentées ci-dessus ne s'appliquent pas aux ZNI. Des règles spécifiques pour les ZNI pourront être définies dans la délibération portant sur le tarif d'EDF SEI, prévue pour le début d'année 2026.

5.4. Composantes envisagées pour le TURPE 7 HTA-BT

5.4.1. Composante de soutirage

Le TURPE 6 HTA-BT a fait l'objet d'une modification significative de la méthode de calcul de la composante de soutirage qui se base désormais sur les coûts marginaux de desserte et la puissance dimensionnante.

Lors de la consultation publique du 14 décembre 2023, la CRE a indiqué envisager de reconduire les grands principes de cette méthode, tout en précisant certains points de la modélisation économique (amélioration de la cascade des coûts permise par des données plus fines, uniformisation de la méthode pour chacun des niveaux de tension) et en intégrant les évolutions structurelles du dimensionnement du réseau liées au développement de la production d'énergie renouvelable (augmentation de la part du réseau dimensionné en injection). Les répondants se sont montrés largement favorables au maintien de la méthode générale et aux évolutions envisagées.

5.4.1.1. Rappel de la méthode TURPE 6 et principe d'allocation des coûts

La méthodologie TURPE 6 est présentée de manière détaillée en annexe des délibérations TURPE 6 HTA-BT et HTB et en annexe 1 de la consultation publique du 14 décembre 2023. Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

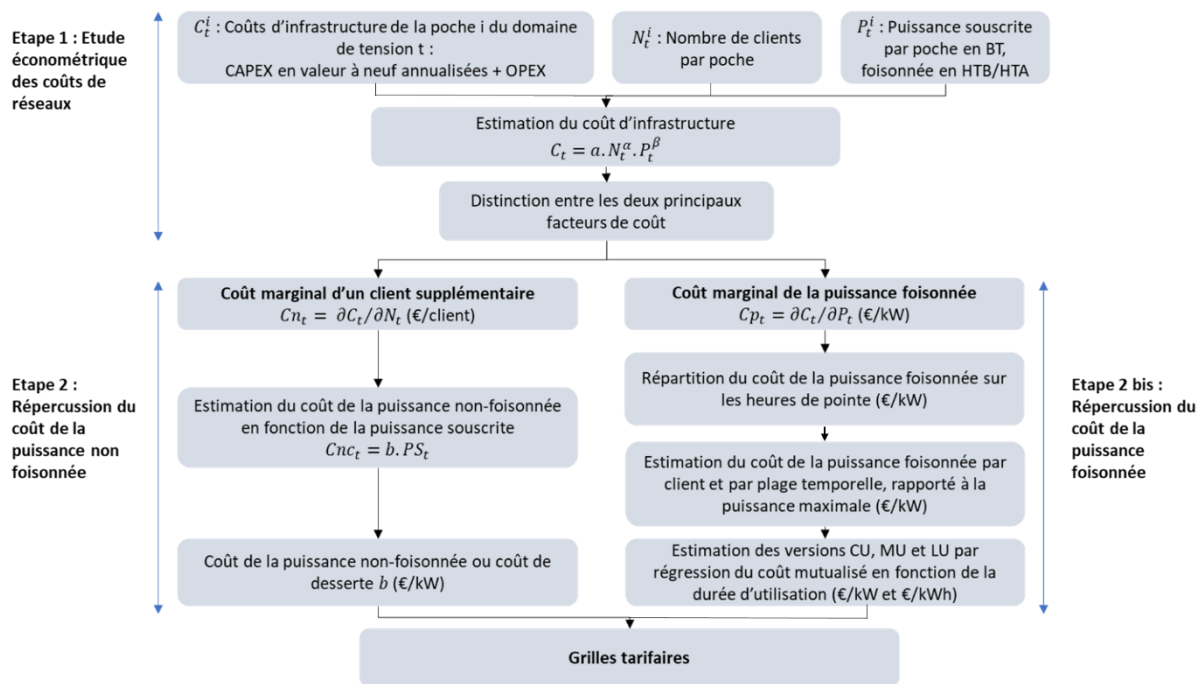


Figure 34. Étapes de la méthode appliquée par la CRE dans le TURPE 6

5.4.1.2. Evolutions envisagées pour TURPE 7

La CRE a indiqué dans la consultation publique du 14 décembre 2023 envisager de reconduire les principes de la méthodologie TURPE 6, fondée sur les coûts marginaux, tout en procédant à certaines adaptations à la marge afin de se rapprocher encore davantage du fonctionnement et du dimensionnement du réseau, en prenant en compte les pointes d'injection sur le réseau. La majorité des répondants à la consultation publique s'est montrée favorable à ces évolutions que la CRE envisage donc, dans cette dernière consultation publique, de mettre en œuvre pour le TURPE 7. Ces modifications sont détaillées dans l'annexe 6, et les grands principes sont rappelés ci-dessous.

La première modification envisagée pour le calcul de la composante de soutirage des niveaux de tension HTA et HTB concerne le calcul de la puissance dimensionnante, une des variables explicatives de la fonction de coût calculée en étape 1 de la Figure 34 ci-dessus. Dans le TURPE 6, la puissance « foisonnée »⁶⁹ d'une poche utilisée correspond en HTA et HTB à la puissance soutirée (nette des injections) pendant la 2 500^e heure de l'année la plus chargée en soutirage, sans prendre en compte les heures où la puissance injectée était importante (les heures d'injection étaient mises à zéro). Cela revient à considérer que le réseau est dimensionné uniquement par les pointes de consommation. L'évolution de méthode envisagée par la CRE consiste à considérer d'éventuelles pointes d'injection de la poche de réseau lors du calcul de la puissance dimensionnante, après un recalage en niveau et en durées de ces pointes d'injection (en niveau car les pointes de soutirage sont plus dimensionnantes que les pointes d'injection qui peuvent être écrêtées, en durée car la possibilité d'écrêttements des pointes d'injection a pour effet un nombre d'heures dimensionnantes en injection plus faible qu'en soutirage).

La deuxième évolution envisagée par la CRE concerne l'étape 2 bis de la Figure 34 ci-dessus, et consiste à répercuter uniquement la part du coût de la puissance dimensionnante liée au soutirage dans la composante de soutirage, et donc d'exclure la part du coût de la puissance dimensionnante liée à l'injection. Cette évolution permet de s'assurer que la structure des grilles de soutirage représente effectivement les coûts d'un consommateur pour le réseau et n'inclut pas des coûts associés à l'injection qui pourraient venir modifier la structure des grilles.

Ces évolutions s'appliqueraient aux niveaux de tension HTB et HTA uniquement, et non à la BT. En effet, les données de comptage ne sont disponibles que pour un nombre très limité de postes HTA-BT, il n'est donc pas possible de réaliser des analyses aussi fines pour le niveau de tension BT. Le nombre encore assez restreint de poches dimensionnées en injection (10 % des heures dimensionnantes des poches de réseau HTB et HTA sont en injection) conduit à ce que ces changements, tout en permettant une modélisation plus fidèle des coûts, aient un impact limité sur les grilles tarifaires de soutirage.

La CRE n'envisage pas de modification des autres étapes de calcul de la composante de soutirage, en particulier pour la prise en compte des coûts annexes liés aux pertes électriques, aux réserves et au réseau HTB3.

Pour le calcul des grilles de soutirage illustratives présentées dans cette consultation publique, la CRE a également procédé à une optimisation et à une saisonnalisation des plages d'heures creuses telle qu'envisagée dans la partie 5.3 de la présente consultation, afin d'assurer que les grilles calculées correspondent aux évolutions de plages temporelles envisagées.

Les grilles tarifaires préliminaires obtenues en utilisant cette méthode sont présentées, à titre illustratif, dans l'annexe 6 de la présente consultation.

5.4.2. Autres composantes tarifaires

5.4.2.1. Composantes de comptage

Les coûts de comptage recouvrent les coûts de fourniture, de pose et d'entretien des dispositifs de comptage, les coûts de contrôle, de relève et de transmission de données de facturation et les coûts liés au processus de reconstitution des flux.

Le déploiement des compteurs évolués (Linky, PME/PMI et Saphir) ainsi que l'interfaçage SI des compteurs ont fait évoluer à la baisse ces coûts de comptage en TURPE 6.

En dehors de la mise en place d'une composante pour comptage non communicant définie en partie 3.11, la CRE n'envisage pas de faire évoluer les modalités de calcul pour la composante de comptage en accord avec le gestionnaire de réseau. La composante tarifaire évoluerait comme prévu de la marche tarifaire. Les montants de la composante dans le scénario illustratif sont détaillés en annexe 6.

⁶⁹ La puissance « foisonnée » en TURPE 6 correspond à la puissance dimensionnante.

5.4.2.2. Composante de gestion

La CRE en coopération avec les gestionnaires de réseau n'a pas identifié de besoin de faire évoluer la composante de gestion. Ainsi, la CRE n'envisage pas de modification de la composante de gestion. La composante tarifaire évoluerait comme prévu de la marche tarifaire. Les composantes de gestion spécifiques à l'autoconsommation sont définies en partie 5.5.2.

Enfin, les montants de la composante dans le scénario illustratif sont détaillés en annexe 6.

5.4.2.3. Composante mensuelle de dépassements de puissance souscrite

La tarification des dépassements de puissance a pour objectif d'inciter les acteurs à souscrire le niveau de puissance correspondant à leur utilisation et ainsi, qu'ils contribuent à leur juste part à la couverture des coûts de réseaux qu'ils génèrent.

En HTA, la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) est calculée à partir de la formule suivante :

$$CMDPS = \sum CP * b_i * \sqrt{\sum(\Delta P^2)}$$

- CP : désigne le coefficient pondérateur de la CMDPS (sans unité) ;
- b_i : désigne le coefficient pondérateur de puissance de la classe temporelle i ;
- ΔP : désigne le dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes par rapport à la puissance souscrite de la plage temporelle.

En TURPE 6, le coefficient pondérateur HTA a été aligné avec la valeur de celui en HTB à 0.04 afin de la calibrer de telle sorte qu'au-delà de 100 heures de dépassement en ruban, il devient plus intéressant de souscrire de la puissance supplémentaire.

La CRE propose de maintenir le niveau du coefficient de pondérateur pour le niveau de tension HTA à 0.04 soit

$$CMDPS = \sum 0.4 * b_i * \sqrt{\sum(\Delta P^2)}$$

Pour la basse tension $BT > 36$ kVA, les composantes mensuelles des dépassements de puissance apparente souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois, pour chacune des plages temporelles du mois considéré, sur la base de la durée de dépassement h (en heures) et selon la formule ci-après :

$$CMDPS = \alpha * h$$

La CRE n'envisage pas d'évolution sur la composante de dépassement de puissance en $BT > 36$ kVA. Le montant du coefficient évoluerait comme prévu de la marche tarifaire et est défini en annexe 6.

Question 64 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir les modalités de calculs pour la composante de comptage et de gestion pour les domaines de tension $BT \leq 36$ kVA, mais aussi HTA et $BT > 36$ kVA ?

Question 65 Êtes-vous favorable au maintien des composantes de CMDPS en HTA et en $BT > 36$ kVA tel que proposé par la CRE ?

5.4.2.4. Option tarifaire dérogatoire pour les clients sans compteur communicant

La délibération TURPE 6 HTA-BT a prévu la généralisation des options à 4 plages temporelles au 1er août 2024 dont les modalités de mise en œuvre ont été définies dans la délibération du 15 février 2024⁷⁰. Pour l'année 2024, la délibération TURPE 6 HTA-BT prévoit des options dérogatoires (Options tarifaires CU et MUDT) uniquement accessibles pour les clients non éligibles aux options à 4 plages temporelles, soit des clients qui ne disposeraient pas de compteurs évolués. La CRE propose de maintenir ces options dérogatoires uniquement pour ces clients qui, sur la période TURPE 7, ne disposeraient pas de compteur évolué, et les compteurs Linky de niveau 0⁷¹. La CRE n'envisage pas de revoir la structure tarifaire de ces options tarifaires dérogatoires, mais de leur appliquer les évolutions tarifaires chaque année.

Les grilles tarifaires préliminaires sont présentées, à titre illustratif, dans l'annexe 6 de la présente consultation.

Question 66 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir les options tarifaires dérogatoires pour les clients non éligibles aux options à 4 plages temporelles ?

5.4.2.5. Tarification de l'énergie réactive

5.4.2.5.1. Contexte

Concernant les flux de soutirage, la délibération TURPE 6 HTA-BT prévoit que, lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux de soutirage, les gestionnaires de réseaux publics fournissent gratuitement l'énergie réactive :

- jusqu'à concurrence du rapport $tg \varphi_{max}$ défini dans le tableau ci-dessus, pendant les heures de pointe et les heures pleines de saison haute ;
- sans limitation en dehors de ces périodes.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive absorbée dans les domaines de tension HTA et BT au-dessus de 36 kVA au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ est facturée.

Domaine de tension	Rapport $tg \varphi_{max}$
HTA	0,4
BT > 36 kVA	0,4

Tableau 55. Rapport $tg \varphi_{max}$ – flux de soutirage

Concernant les flux d'injection, la délibération définit deux cas différents de facturation des composantes d'énergie réactive :

- Lorsque l'installation raccordée en BT > 36 kVA et en HTA n'est pas régulée en tension, l'utilisateur s'engage à fournir ou à absorber une quantité de puissance réactive déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée en fonction de la puissance active livrée au gestionnaire du réseau public, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

⁷⁰ [Délibération n°2024-42 de la CRE du 15 février 2024 portant décision relative à la mise en œuvre de la généralisation des options tarifaires à 4 plages temporelles du TURPE HTA-BT](#)

⁷¹ Un compteur Linky est communicant :

- de niveau 2 lorsqu'il est ouvert à l'ensemble des services, y compris à l'abonnement à la courbe de charge ;
- de niveau 1 lorsqu'il n'a pas accès à l'ensemble des services mais qu'il transmet au système d'information (SI) d'Enedis les relevés du compteur de manière quotidienne et automatique ;
- de niveau 0 lorsqu'il n'a pas encore été déclaré dans le SI d'Enedis.

- Lorsque l'installation raccordée en HTA est régulée en tension, et que l'utilisateur ne bénéficie pas d'un contrat tel que prévu à l'article L. 321-12 du code de l'énergie, celui-ci s'engage à maintenir la tension au point de connexion de son installation dans une plage déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public auquel il est connecté.

5.4.2.5.2. Proposition d'Enedis

Sur la facturation de l'énergie réactive en soutirage

Enedis propose de faire évoluer le gabarit à respecter pour les flux en soutirage afin de contribuer au traitement des problématiques de tension haute et pour s'aligner également avec la tarification de l'énergie réactive qui est appliquée aux utilisateurs du réseau en HTB lorsqu'ils soutirent de l'énergie active et injectent de l'énergie réactive.

La zone de facturation de cette composante pour les soutirages ne s'applique historiquement que sur la période de saison haute, soit du 1er novembre au 31 mars afin de traiter les contraintes de tension basse qui se produisent généralement en période de forte consommation. Dans un contexte d'évolutions du système électrique et notamment d'intégration en distribution d'installations de production renouvelables, d'utilisation accrue de câbles souterrains à la place de lignes aériennes et d'évolution des modes de consommations, des problématiques de tension haute apparaissent sur les réseaux. À la suite de ce constat, Enedis propose d'intégrer comme l'a fait RTE en TURPE 6, une modification du tarif intégrant une facturation de l'injection de réactif en période de saison basse pour les sites de soutirage du domaine de tension HTA.

La proposition d'Enedis consiste à introduire une zone de facturation de l'énergie réactive injectée par les sites de soutirage déterminée selon les modalités suivantes :

- $0 < \text{puissance active soutirée} < P_f$ avec $P_f = 40\%$ de la P_{smax} .
 P_{smax} étant la plus grande des puissances souscrites pondérées par le nombre d'heures de la plage temporelle du mois observée en N-1 ;
- Puissance réactive injectée $< Q_f$ avec $Q_f = 25\% * P_{smax}$;
- cette facturation est uniquement réalisée sur les périodes d'heures creuses en saison basse.

Cette zone de facturation vise à inciter les sites de soutirage à ne pas produire de réactif pendant la saison basse, en complément des réglages demandés aux sites d'injection pour limiter les problématiques de tensions hautes.

Sur la facturation de l'énergie réactive en injection

Enedis propose de supprimer la facturation de la composante à l'énergie réactive pour les installations raccordées en BT > 36 kVA. Enedis indique que pour ces installations, des évolutions sur les capacités constructives des installations des producteurs permettent d'avoir un réglage par défaut qui minimise les impacts sur le réactif injecté.

Sur le niveau des composantes à l'énergie réactive

En réponse à la demande tarifaire de RTE de faire évoluer le montant de facturation du réactif associé aux tensions hautes à l'interface RPT/RPD (de l'ordre de 1 M€/an à 10 M€/an), Enedis propose la modification du niveau des composantes à l'énergie réactive sur les tensions hautes (en injection et en soutirage).

Enedis estime que de l'ordre de 60 % de cette hausse d'énergie réactive injectée à l'interface pourrait être évitée si l'ensemble des producteurs HTA adaptait leur réglage de tan phi. Enedis propose ainsi d'affecter 60% de la hausse de la composante d'énergie réactive à l'interface pour les installations de production HTA (flux en injection) afin d'inciter à l'activation de ces leviers.

Sur la hausse restante, Enedis considère que :

- 26 % de ces 40 % pourrait être évités par l'activation des leviers des consommateurs HTA et propose ainsi d'affecter cette hausse sur la composante de tension haute pour les flux en soutirage afin d'inciter à l'activation des leviers.
- 74 % de ces 40 % ne peuvent être évités a priori et seraient donc portés par l'ensemble des utilisateurs du réseau.

5.4.2.5.3. Analyse de la CRE et proposition d'évolution pour TURPE 7

Sur la facturation de l'énergie réactive injectée par les sites de soutirage HTA, la CRE est favorable à la proposition d'Enedis et propose l'évolution du gabarit avec l'introduction d'une nouvelle zone de facturation de l'énergie réactive pour les sites de soutirage HTA pour la période de saison basse (1^{er} avril au 31 octobre inclus) comme cela existe déjà en HTB. En effet, les contraintes grandissantes de tension haute sur les réseaux semblent justifier la création de cette zone afin de mobiliser l'ensemble des leviers disponibles. La définition du gabarit de cette nouvelle zone en fonction des paramètres de puissance (P_f) et de la production d'énergie réactive (Q_f) devra être mise en consultation et introduite dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau de distribution.

Concernant la facturation de l'énergie réactive des installations de production raccordées en BT > 36 kVA, la CRE propose de supprimer la facturation de la composante à l'énergie réactive des producteurs en BT > 36 kVA du fait des évolutions techniques mises en œuvre.

Enedis pourrait mettre en œuvre cette nouvelle zone de facturation du réactif à partir du 1er janvier 2026 soit pour la première saison basse complète de TURPE 7.

Enfin, sur la répercussion de la hausse des montants de facturation du réactif à l'interface RPT/RPD demandé par RTE, la CRE considère que la proposition d'Enedis est pertinente en ce qu'elle permet d'inciter à l'activation des leviers existants pour maîtriser les contraintes de tension haute et propose de faire évoluer la méthodologie de calcul de ces composantes de réactifs associées aux tensions hautes pour les utilisateurs HTA en soutirage et en injection. A titre illustratif, ces composantes sont présentées en annexe 6.

Question 67
réactive ?

Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant l'énergie

5.5. Composantes spécifiques envisagées pour le TURPE 7 HTA-BT

5.5.1. Introduction d'une tarification optionnelle injection-soutirage pour les installations de stockage⁷²

5.5.1.1. Réflexion sur la mise en place d'une nouvelle composante injection-soutirage pour les installations de stockage

Comme illustré dans les figures ci-dessous, le développement des capacités de stockage, en particulier par batterie est en plein essor, tant sur le réseau de transport que sur le réseau de distribution.

⁷² Tout ensemble d'équipements de stockage de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique en la soutirant entièrement sur les réseaux publics d'électricité, puis de la restituer exclusivement et en totalité (hors pertes techniques) en énergie électrique sur les réseaux publics d'électricité (et réciproquement) situé dans une des « zones d'injection » ou « zones de soutirage », telles que définies au paragraphe 5.5.1.4.

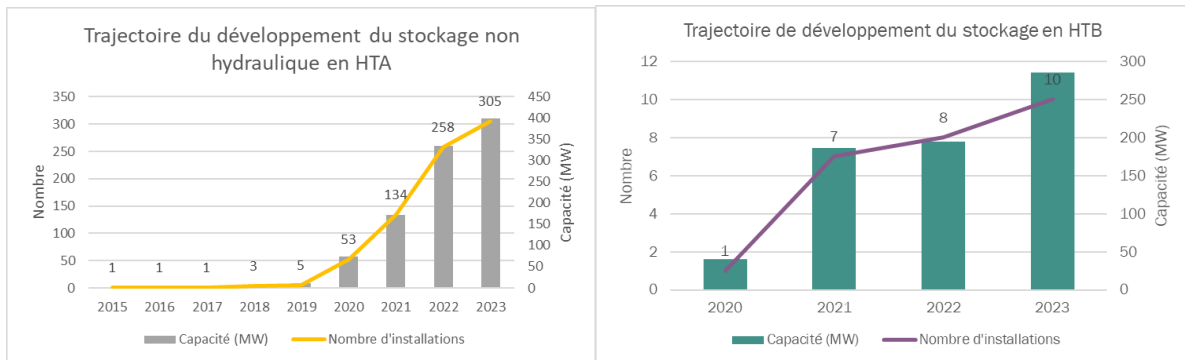


Figure 35. Trajectoire de développement du stockage non hydraulique en HTA et HTB

Les capacités de stockage diffèrent des autres catégories d'utilisateurs pour lesquelles les grilles tarifaires actuelles sont construites, notamment les consommateurs. En effet, les capacités de stockage ont la particularité de ne pas avoir de mode de fonctionnement prédéfini et de pouvoir injecter et soutirer dans des proportions relativement équivalentes. Par ailleurs, leur modèle économique est fondé sur leur capacité à répondre aux signaux économiques qu'elles perçoivent et à injecter/soutirer en conséquence. Ces signaux économiques sont aujourd'hui de plusieurs ordres :

- signaux de prix de gros : les batteries peuvent choisir de bénéficier des prix élevés pour injecter et bas pour soutirer ;
- signaux d'autres mécanismes : les capacités de stockage peuvent également être valorisées sur les mécanismes tels que les services systèmes, le mécanisme de capacité, etc.

La CRE envisage de faire évoluer la structure tarifaire pour envoyer des signaux économiques visant à exploiter au mieux les capacités du stockage afin de les inciter à réduire les coûts de réseaux. En effet, la composante de soutirage est conçue pour s'appliquer à une installation de consommation. De ce fait, lors d'une période de pointe de soutirage, la structure tarifaire actuelle intègre une incitation à ne pas consommer (pour ne pas s'acquitter d'un tarif plus élevé qu'en dehors des périodes pointe de soutirage), mais n'incite pas les installations de stockage à injecter. De même, lors des pointes d'injection, aucun signal tarifaire n'est envoyé aux installations de stockage pour qu'elles soutirent ou reportent leur injection. Ainsi, la structure tarifaire actuelle n'incite pas à :

- injecter lors des pointes de consommation locales ;
- ne pas injecter, voire soutirer, lors des pointes d'injection locales.

5.5.1.2. Rappel des modalités envisagées dans la consultation publique du 14 décembre 2023

La CRE avait considéré, dans sa consultation publique du 14 décembre 2023, que l'envoi de tels signaux à travers une nouvelle composante tarifaire destinée aux capacités de stockage pourrait permettre une réduction plus importante des pointes de soutirage et d'injection et participer ainsi à l'optimisation des coûts des réseaux, tout en reflétant les coûts qu'occasionnent ces utilisateurs pour le réseau. La CRE avait donc consulté les acteurs sur la mise en place d'une nouvelle composante tarifaire, optionnelle, qui se substituerait à la composante de soutirage pour les installations éligibles choisissant de souscrire cette composante.

Découpage du réseau en poches dimensionnées en injection ou en soutirage

La composante alors envisagée par la CRE distinguait les poches de réseau dimensionnées en injection (environ 10 % des poches de réseau en HTB et HTA) de celles dimensionnées en soutirage (environ 90 % des poches) :

- dans les poches dimensionnées en soutirage (disposant d'une part de dimensionnement en soutirage lors de la pointe supérieure à 50 %), le signal tarifaire inciterait à réduire la pointe de soutirage, c'est-à-dire à injecter pendant les périodes de pointes de soutirage dimensionnantes. La composante de soutirage actuellement en vigueur envoie un signal de non-consommation aux consommateurs mais n'incite pas à l'injection ;
- dans les poches dimensionnées en injection (disposant d'une part de dimensionnement en injection de la pointe supérieure à 50 %), le signal tarifaire inciterait les stockages à soutirer lors des pointes d'injection. Un tel signal n'existe pas aujourd'hui.

Toutes les poches constituant des réseaux HTA et HTB seraient ainsi classées dans une de ces deux catégories, et une telle composante serait donc disponible (pour les acteurs éligibles) sur l'intégralité du territoire français métropolitain continental. La CRE envisageait de mettre à jour la typologie des poches de réseaux à chaque nouvelle période tarifaire, pour s'adapter à l'intégration croissante des énergies renouvelables sur le réseau, qui pourrait faire basculer le type de dimensionnement de certaines poches du soutirage à l'injection.

Forme de la composante envisagée

La composante envisagée par la CRE dans sa consultation publique de décembre 2023 prévoyait d'envoyer un signal sur une plage temporelle de pointe locale d'utilisation de réseau, similaire à la plage temporelle « Pointe » existant en HTA et HTB 1 et 2. Un tel signal temporel permet de maximiser le potentiel de comportement contracyclique des utilisateurs. La CRE envisageait que la durée de la période de pointe soit cohérente dans les poches de soutirage et d'injection, d'une durée de 252 h/an en HTB soit 4 h/jour pendant 63 jours, et de 312 h/an en HTA soit 4 h/jour pendant 78 jours. Ce signal couvrirait donc 4 heures par jour (consécutives ou réparties en deux plages non consécutives de 2 heures).

La CRE envisageait que ces plages temporelles de pointe soient placées de la manière suivante :

- dans les poches dimensionnées en soutirage : le placement de la période de pointe resterait identique à celui qui existe pour le tarif de soutirage. Cette plage étant déjà définie pour signaler, au mieux, les périodes de plus fortes pointes dimensionnantes de soutirage, il est cohérent de conserver son positionnement. Les autres plages temporelles de la grille de soutirage seraient également conservées pour les coefficients à l'énergie soutirée ;
- dans les poches dimensionnées en injection : la période de pointe du tarif de soutirage serait supprimée et remplacée par une période de pointe d'injection. La CRE envisageait dans un premier temps, et pour des questions de simplicité dans le cadre de la mise en place d'un nouveau dispositif, de retenir une option de placement fixe de la période de pointe d'injection. La fixation des plages horaires de pointes d'injection serait adaptée pour chacune des poches et ces heures pourraient être positionnées sur des créneaux horaires différents sur les 63 jours (HTB) ou 78 jours (HTA) concernés. Ce placement serait effectué par les gestionnaires de réseaux en fonction de la probabilité d'occurrence de pointes d'injection et de sa concomitance avec un creux de consommation. Le placement de cette plage temporelle, fondé sur une approche statistique, ne devrait donc pas inclure l'ensemble des pointes d'injection.

Critères d'éligibilité

La CRE envisageait dans sa consultation publique de décembre 2023 que cette composante optionnelle ne soit accessible qu'aux utilisateurs disposant d'une capacité leur permettant d'injecter et de soutirer de manière symétrique. La CRE avait indiqué que ce critère pourrait se manifester par le respect d'un ratio volume d'énergie injectée sur le volume total soutiré et injecté qui serait supérieur à 40 %.

La CRE envisageait de rendre ce tarif accessible pour les niveaux de tension HTA, HTB 1 et HTB 2. En effet, un tel tarif ne peut pas aujourd'hui être applicable à la basse tension compte tenu du manque de données tant au niveau des utilisateurs que des postes de transformation. Pour les niveaux de tension HTB, le niveau de tension HTB 3 dispose d'une tarification spécifique adaptée en raison des flux spécifiques observés sur ce niveau de tension (le foisonnement des flux sur ce niveau de tension ne fait pas ressortir de différence substantielle de coûts entre les différentes plages temporelles), l'application d'une tarification spécifique pour les actifs de stockage ne paraît donc pas justifiée.

Dans les ZNI, le fonctionnement des capacités de stockage est encadré par un cahier des charges qui définit les prescriptions techniques auxquelles elles sont soumises. Elles sont pilotées par le gestionnaire de réseau pour participer au programme d'appel et apporter des services nécessaires à la sûreté du système électrique. Ainsi, à la différence de la métropole continentale, une composante spécifique en ZNI n'aurait pas d'intérêt car les installations de stockage ne seraient pas en mesure de s'adapter aux signaux tarifaires. Pour cette raison, la CRE n'a pas envisagé d'étendre le tarif soutirage-injection aux ZNI.

Méthode de construction de cette composante

La méthodologie tarifaire pour la construction de la composante de soutirage repose sur un principe de cascade des coûts afin de répercuter les coûts des niveaux de tension amont sur les niveaux aval. L'introduction d'une tarification adaptée au dimensionnement (soutirage ou injection) du réseau telle qu'envisagée dans la consultation publique de décembre 2023 nécessite d'adapter ce principe de cascade. En effet, dans un modèle où l'on considère que toutes les poches sont dimensionnées en soutirage, l'ensemble des poches amont sont nécessairement dimensionnées en soutirage. Dès lors que l'on prend en compte l'existence de poches dimensionnées en injection, la question se pose sur le dimensionnement des poches amont (dites « poches parentes ») et leur participation effective aux flux sur le niveau de tension considéré.

Les analyses menées par la CRE sur les données disponibles avaient montré que, pour une poche de réseau (dimensionnée en soutirage ou injection) d'un niveau de tension donné, les poches parentes sont dans plus de 90 % des cas dimensionnées en soutirage. La CRE envisageait donc de considérer, dans un souci de simplification, que les poches parentes étaient dimensionnées en soutirage.

L'application de ce principe méthodologique reste donc le même pour la construction des grilles de soutirage et implique que pour les poches d'injection, les grilles tarifaires pour les utilisateurs en soutirage-injection disposent de coefficients tarifaires positifs :

- à l'énergie injectée, reflétant les coûts de la poche à laquelle est raccordé l'utilisateur ;
- à l'énergie soutirée (hors période de pointe d'injection), reflétant les coûts cascades des poches amonts.

Inversement, les grilles tarifaires dans les poches en soutirage ne disposeraient pas de coefficients positifs tarifant l'énergie injectée (en dehors du cas particulier de la composante spécifique d'injection en HTB 2). Le même principe de cascade des coûts serait appliqué pour la construction de la composante de soutirage.

5.5.1.3. Retour des acteurs à la consultation publique du 14 décembre 2023

Les contributeurs à la consultation publique du 14 décembre 2023 se sont montrés généralement favorables au principe de mise en œuvre d'une tarification spécifique pour les capacités de stockage, tout en s'interrogeant sur les modalités de mise en place d'une telle composante.

Le principe de mise en place d'une tarification spécifique pour les actifs capables d'injecter et soutirer symétriquement sur le réseau répond à une attente des gestionnaires d'infrastructures de stockage, qui souhaitent que leur possibilité de consommer et injecter de manière contracyclique soit reflétée dans leur tarification.

Les gestionnaires de réseaux RTE et Enedis s'interrogent sur la pertinence de la mise en place d'une telle composante sur l'intégralité du territoire, certaines poches de réseau présentant peu de contraintes locales ou des contraintes d'injection trop difficilement prévisibles (cas des poches dimensionnées par l'injection éolienne par exemple). Enedis a par ailleurs exprimé son opposition aux principes d'une tarification spécifique et d'un coefficient tarifaire négatif, en proposant néanmoins le lancement d'une expérimentation sur un nombre de zones plus restreint.

RTE indique par ailleurs que cette évolution est cohérente avec plusieurs propositions formulées dans la consultation publique sur son SDDR en ce qui concerne le raccordement des installations de stockage

Des acteurs s'interrogent sur l'articulation de cette nouvelle composante avec certains grands principes tarifaires.

Certains acteurs ont souligné la complexité de mise en œuvre d'une telle composante.

Enfin, certains acteurs relèvent que le critère d'éligibilité envisagé (ratio du volume d'énergie injectée sur le volume total soutiré et injecté supérieur à 40 %) doit être modifié, car :

- les actifs de stockage ne peuvent pas maintenir ce niveau de rendement dans la durée ;
- ce critère rend éligible au tarif injection-soutirage les capacités de production.

5.5.1.4. Nouvelles orientations de la CRE par rapport à la consultation publique de décembre 2023

Tenant compte du retour des acteurs de marché généralement positifs, la CRE maintient son orientation quant à la mise en œuvre d'une composante pour les utilisateurs qui peuvent adapter symétriquement leur comportement entre injection et soutirage, mais elle apporte plusieurs modifications par rapport à sa consultation publique du 14 décembre 2023. Ces modifications, détaillées ci-dessous, portent principalement sur le critère d'éligibilité à cette composante et la définition des zones dimensionnées en injection et en soutirage. Dans le cas où cette composante injection-soutirage serait introduite, la CRE envisage de la faire évoluer en fonction du retour d'expérience à l'occasion de la préparation du TURPE 8. En conséquence, cette composante serait transitoire avec un déploiement limité, dans un premier temps, aux zones de réseau les plus contraintes et prévisibles, dans l'objectif de l'étendre, dans un second temps à l'ensemble du territoire métropolitain continental pour la période du TURPE 8.

Composante optionnelle, accessible, de manière transitoire, aux installations situées dans les poches de réseau où l'apparition de contraintes locales est la plus prévisible

Cette composante serait, d'une part, accessible pendant la période du TURPE 7, de manière transitoire, aux installations situées dans les poches de réseau où l'apparition de contraintes locales est la plus prévisible, et, d'autre part, optionnelle pour les acteurs qui y sont éligibles. Elle se substituerait à la composante de soutirage pour les utilisateurs choisissant d'y souscrire.

La CRE envisage, transitoirement, de ne pas rendre la composante accessible dans les zones où les pointes dimensionnantes ne surviennent pas dans des périodes restreintes et prévisibles.

La CRE envisage à terme de rendre cette composante accessible sur tout le territoire métropolitain continental, notamment dans les zones où les contraintes locales sont les moins prévisibles, dans la perspective d'atteindre cet objectif d'ici la période tarifaire du TURPE 8.

Question 68 Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tarif optionnel injection-soutirage accessible de manière transitoire aux installations de stockage raccordées au réseau HTA au sein des zones pour lesquelles l'apparition de contraintes locales de réseau est particulièrement prévisible ?

Découpage du réseau en poches dimensionnées en injection ou en soutirage et signal envisagé

Pour la facturation de la composante, la CRE envisage de définir des poches de réseau dimensionnées en soutirage et des poches de réseau dimensionnées par l'injection photovoltaïque :

- en HTA, les poches dimensionnées en soutirage, ou « zones de soutirage », pourraient correspondre aux 10 % des postes sources les plus saturés en soutirage, nécessitant à moyen terme des renforcements. L'envoi d'un signal incitant les actifs éligibles à injecter lors des pointes de soutirage apparaît alors particulièrement pertinent pour résoudre d'éventuelles congestions locales liées au soutirage. Les heures de pointe sur lesquelles ce signal serait envoyé pourraient correspondre à la plage « Pointe » de la composante de soutirage rappelée ci-dessous :

Zone de soutirage	Pointes fixes soutirage
HTB	De décembre à février, du lundi au vendredi hors jours fériés : entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures.
HTA	De décembre à février, du lundi au samedi hors jours fériés : 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures.

Tableau 56. Règles de placement des heures de pointe envisagées par la CRE pour les zones de soutirage

- les poches dimensionnées par l'injection photovoltaïque, ou « zones d'injection photovoltaïque », pourraient être, en HTA, les poches concernées par un S3REnR à dominante photovoltaïque. L'envoi d'un signal incitant les actifs éligibles à soutirer lors des pointes d'injection apparaît alors particulièrement pertinent pour résoudre d'éventuelles congestions locales liées à l'injection photovoltaïque.

La CRE envisageait dans la consultation publique du 14 décembre 2023 que la durée de la période de pointe soit cohérente dans les poches de soutirage et d'injection, d'une durée de 252 h/an en HTB soit 4 h/jour pendant 63 jours, et de 312 h/an en HTA soit 4 h/jour pendant 78 jours. Les données disponibles montrent cependant que la probabilité d'occurrence de pointes d'injection dans les zones dimensionnées par la production photovoltaïque est élevée sur une période allant d'avril à septembre. À ce titre, dans le cas d'une pointe statique, il pourrait être envisagé d'étendre la durée de la plage pointe d'injection à 500 heures, toujours réparties sur 4 heures par jour au maximum.

Zone d'injection photovoltaïque	Pointes fixes injection
HTB	Sur une période de 125 jours consécutifs, définies localement par le gestionnaire de réseau entre avril et octobre : 4 heures entre 12h et 16h
HTA	Sur une période de 125 jours consécutifs, définies localement par le gestionnaire de réseau entre avril et octobre : 4 heures entre 12h et 16h

Tableau 57. Règles de placement des heures de pointe envisagées par la CRE pour les zones d'injection photovoltaïque

Les échanges avec les gestionnaires de réseaux concernant les zones dimensionnées en injection mais où l'apparition des pointes d'injection est difficilement prévisible (zones à forte pénétration de l'éolien par exemple) montrent qu'au regard de la faisabilité technique, la mise en place d'une pointe mobile qui enverrait les bons signaux présente un niveau de complexité trop élevé pour pouvoir être envisagé sur la période TURPE 7. En outre, l'utilisation d'une pointe fixe présenterait notamment le risque d'envoyer un signal contre-productif pour le réseau dans des zones où l'apparition de contraintes en injection est trop difficilement prévisible. En conséquence, la CRE n'envisage pas de rendre cette composante accessible dans ces zones.

Question 69 Êtes-vous d'accord avec les critères envisagés par la CRE pour définir les zones dans lesquelles une installation de stockage pourrait souscrire au tarif injection-soutirage ?

Question 70 Êtes-vous d'accord avec les règles envisagées par la CRE pour placer les heures de pointe du tarif injection-soutirage ?

Critères d'éligibilité

La CRE envisage que soit éligible à cette composante un ensemble d'équipements de stockage de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique en la soutirant entièrement sur les réseaux publics d'électricité, puis de la restituer exclusivement et en totalité (hors pertes techniques) en énergie électrique sur les réseaux publics d'électricité (et réciproquement) situé dans une des « zones d'injection photovoltaïque » ou « zones de soutirage », telles que définies ci-dessus.

Vu les éléments présentés dans la partie 5.5.1.2 sur les niveaux de tension BT et HTB 3, la CRE envisage de mettre en place ce tarif optionnel seulement pour les installations éligibles raccordées aux niveaux de tension HTA, HTB 1 et HTB 2.

La CRE maintient son orientation de ne pas étendre le tarif injection-soutirage aux ZNI.

Question 71 Êtes-vous d'accord avec les critères d'éligibilité envisagés par la CRE pour le tarif injection-soutirage ?

Méthode de construction de la composante

La CRE envisage d'appliquer la méthode de construction de la grille injection-soutirage envisagée lors de la consultation de décembre 2023 et rappelée dans la partie 5.4.1.1, cette méthode n'ayant pas fait l'objet de commentaires particuliers de la part des acteurs de marché.

L'application de cette méthode permet de calculer les grilles illustratives présentées en annexe 6. L'évolution par rapport aux grilles illustratives présentées dans la consultation publique de décembre 2023 provient de la prise en compte de la saisonnalisation des plages temporelles présentée dans la partie 5.3.3, de la prise en compte du niveau du TURPE 6 HTA-BT au 1er novembre 2024, ainsi que de l'augmentation du nombre d'heures de pointe dans les poches d'injection photovoltaïques de 250 à 500 heures par an.

Evaluation de l'impact des grilles tarifaires de la composante injection-soutirage

L'évaluation de l'impact que pourraient avoir les grilles tarifaires envisagées est plus complexe à réaliser que dans le cas des grilles de soutirage « classiques », pour lesquelles la CRE dispose d'un plus grand panel d'utilisateurs. La CRE a donc mené une analyse d'impact au moyen de profils théoriques, visant à représenter plusieurs comportements possibles pour les stockages, bien qu'en négligeant les pertes.

Les comportements de cinq utilisateurs théoriques ont ainsi été modélisés :

- *profil 1 « aggravation de la pointe » : un utilisateur injectant et soutirant de manière similaire sur toutes les plages temporelles (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %), sauf durant la période de pointe pendant laquelle l'utilisateur aggrave systématiquement la pointe locale sur le réseau en injectant en cas de pointe d'injection ou en soutirant en cas de pointe de soutirage. Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage participant à la réserve primaire en permanence à l'exception des périodes de pointe du réseau où il adopte un comportement procyclique ;*
- *profil 2 « réserve primaire » : un utilisateur injectant et soutirant de manière similaire sur toutes les plages temporelles (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %). Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage participant à la réserve primaire et qui n'adapterait pas son comportement ;*

- *profil 3 « réserve primaire pas de participation en pointe » : un utilisateur injectant de manière similaire sur toutes les plages temporelles (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %), sauf durant la période de pointe pendant laquelle l'utilisateur n'injecte et ne soutire pas.* Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage participant à la réserve primaire en permanence à l'exception des périodes de pointe du réseau où il n'agit plus ;
- *profil 4 « réserve primaire et contracyclique » : un utilisateur injectant et soutirant de manière similaire sur toutes les plages temporelles (avec un taux d'utilisation de la puissance souscrite de 10 %), sauf durant la période de pointe pendant laquelle l'utilisateur aide systématiquement le réseau, en injectant en cas de pointe de soutirage ou en soutirant en cas de pointe d'injection.* Cette modélisation correspond au comportement théorique d'un stockage participant à la réserve primaire en permanence à l'exception des périodes de pointe du réseau où il adopte un comportement contracyclique ;
- *profil 5 « arbitrage 2h » : un stockage de deux heures valorisant sa flexibilité par des arbitrages sur les marchés de gros de l'électricité, via deux cycles par jours en phase avec les plages d'heures creuses et d'heures de pointe du TURPE.* Cette modélisation correspond au comportement d'un stockage répondant parfaitement au signal tarifaire envoyé par la nouvelle composante spécifique du TURPE, en supposant un alignement entre les signaux de marché et les plages de pointe du TURPE.

Afin de chiffrer les conséquences de la souscription de la composante injection-soutirage sur la facture TURPE du site, la CRE a comparé, à comportement inchangé, la facture TURPE issue de l'application des grilles tarifaires de la composante de soutirage « classique » du TURPE 7, à celle qui résulterait d'une souscription de l'option injection-soutirage.

Ces évolutions de factures sont illustrées, pour chaque type de zone du réseau, dans les graphiques ci-dessous :

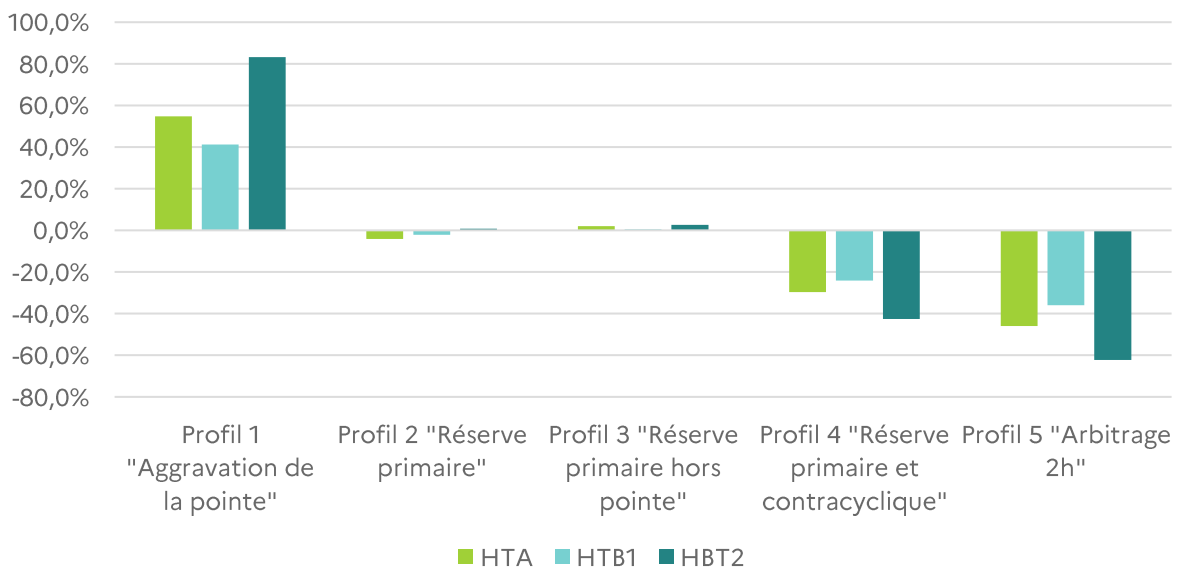


Figure 36. Evolution de facture en poche d'injection à comportement donné

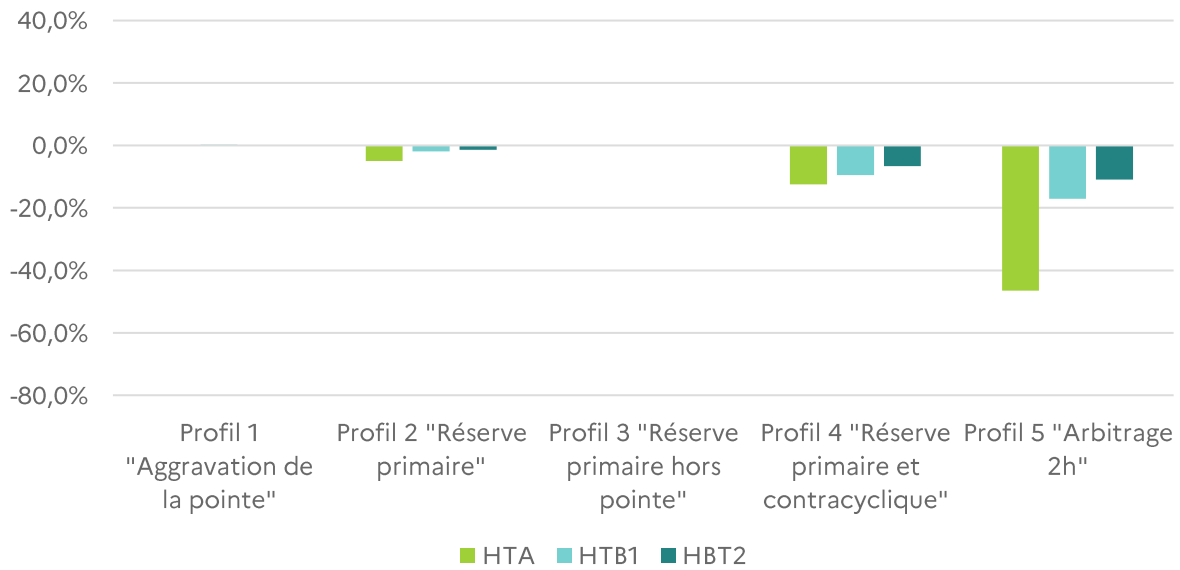


Figure 37. Evolution de facture en poche de soutirage à comportement donné

Ainsi, un stockage se valorisant par des arbitrages journaliers sur les marchés de gros en phase avec le signal TURPE pourra espérer une économie de facture de l'ordre de 46 % en HTA en comparaison de la composante de soutirage classique dans une poche d'injection photovoltaïque. Dans une poche de soutirage, l'économie potentielle serait également de l'ordre de 46 %.

Modalités de mise en œuvre

La CRE envisage de mettre en place cette composante à partir du 1^{er} août 2026, afin de laisser aux gestionnaires de réseaux le temps de réaliser les développements nécessaires à cette évolution. De plus, la CRE envisage de demander aux gestionnaires de réseaux de publier dès le 1^{er} août 2025 la carte des poches de réseau classées en zones de soutirage et en zones d'injection photovoltaïque, afin de permettre aux utilisateurs de préparer les évolutions de comportement afférentes.

La CRE envisage de considérer une durée minimale d'engagement de 12 mois pour tout utilisateur choisissant de souscrire cette composante.

Au regard de l'existence d'un coefficient tarifaire négatif, la CRE envisage de préciser que l'application d'un coefficient tarifaire négatif de la composante injection-soutirage ne peut conduire, sur la période d'une année civile, à l'acquittement d'une facture au titre de l'utilisation du RPT négative.

Question 72 Êtes-vous favorable aux grilles tarifaires de la composante injection-soutirage et aux modalités de mise en œuvre ?

5.5.2. Tarification de l'autoconsommation

La délibération TURPE 5 HTA-BT⁷³ et celle du 7 juin 2018⁷⁴ ont fait évoluer les modalités de tarification de l'utilisation des réseaux pour les autoconsommateurs individuels et les participants à des opérations d'autoconsommation collective :

- la composante de gestion applicable aux autoconsommateurs individuels a ainsi été diminuée, afin de ne pas faire supporter à un autoconsommateur deux composantes de gestion, comme le supporteraient un producteur et un consommateur distincts ;
- une composante de gestion a été introduite, pour les participants à une opération d'autoconsommation collective, pour tenir compte de la complexité de gestion induite pour Enedis, responsable notamment du retraitement des courbes de charges ;
- une option dédiée de la composante de soutirage a été ouverte pour les seuls participants à une opération d'autoconsommation collective.

Cette tarification a été poursuivie et adaptée pour ce qui est de la composante optionnelle pour l'autoconsommation collective en TURPE 6 HTA-BT à la suite du retour d'expérience établi par Enedis.

A ce jour, plus de 556 000 autoconsommateurs individuels sont raccordés au réseau géré par Enedis. Enedis dénombre de plus 454 opérations d'autoconsommation collective actives à fin du deuxième trimestre 2024, regroupant 5 731 participants.

5.5.2.1. Composantes de gestion spécifiques

Qu'il s'agisse de l'autoconsommation individuelle ou collective, les coûts de gestion évalués par Enedis de ces clients restent supérieurs aux recettes collectées à ce jour au travers de la composante de gestion spécifique dont ces derniers doivent s'acquitter.

La CRE constate toutefois que l'autoconsommation est en phase de croissance significative comme le montre le graphique ci-dessous.

⁷³ [Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT](#)

⁷⁴ [Délibération de la CRE du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT](#)

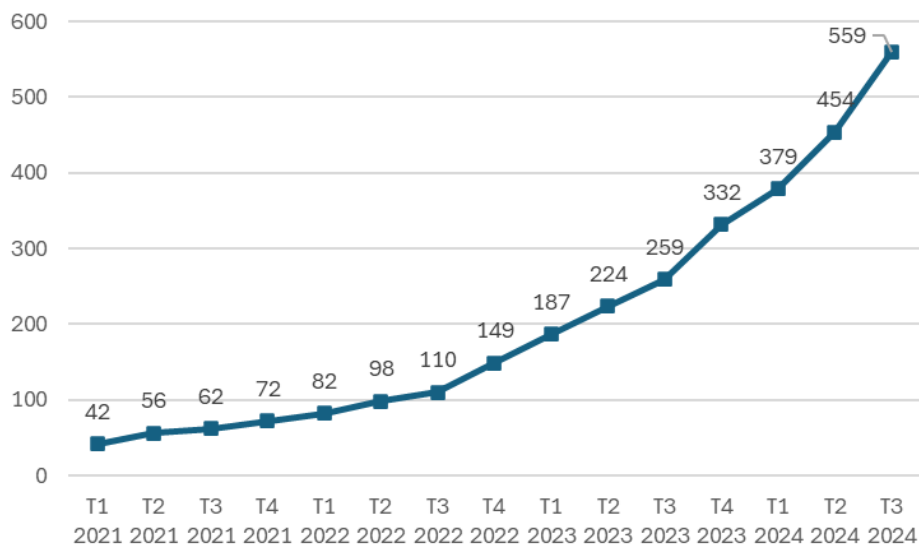


Figure 38. Evolution du nombre d'opérations d'autoconsommation collectives (source Enedis)

Le nombre de clients d'Enedis concernés augmente fortement chaque année et les moyens devant être mis en œuvre par Enedis pour leur gestion évoluent en conséquence (choix de développements SI plus ou moins lourds...). La CRE estime à ce titre que les coûts supportés aujourd'hui par Enedis pour la gestion des autoconsommateurs individuels ou participant à des opérations d'autoconsommation collective ne sont pas représentatifs des coûts futurs. En effet, un plus grand nombre d'autoconsommateurs individuels ou de participants à des opérations d'autoconsommation collective permettra notamment une rationalisation du traitement de ces clients, entraînant une baisse du coût unitaire de gestion de ces derniers.

C'est pourquoi la CRE envisage de maintenir à ce stade le niveau des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et de ceux participant à des opérations d'autoconsommation collective.

Pour l'autoconsommation collective, la CRE envisage que la composante de gestion demeure applicable à toutes les opérations d'autoconsommation collective visées à l'article L. 315-2 du code de l'énergie, qu'elles soient circonscrites à un même bâtiment ou « étendues ». L'ensemble de ces utilisateurs bénéficient des développements SI réalisés et nécessitent la mise en place d'une gestion spécifique par les gestionnaires de réseau.

La CRE rappelle que cet article a été modifié en mars 2021 pour préciser que, pour les opérations d'autoconsommation collective étendue, lorsque l'électricité fournie est d'origine renouvelable, les points de soutirage et d'injection peuvent être situés sur le réseau public de distribution d'électricité. Ainsi, en accord avec cette évolution, la CRE considère que la composante de gestion spécifique à l'autoconsommation collective doit être étendue aux sites raccordés en HTA selon les mêmes modalités que pour les composantes de gestions spécifiques pour l'autoconsommation collective en BT.

Les modalités de calculs et les montants des différentes composantes de gestion sont précisés en annexe 6.

Question 73 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective ?

Question 74 Êtes-vous favorable à l'extension de la composante de gestion spécifique à l'autoconsommation collective à la HTA ?

5.5.2.2. Composante de soutirage pour l'autoconsommation collective

La composante de soutirage optionnelle, dont la méthodologie de construction a évolué lors du TURPE 6 HTA-BT à la suite du retour d'expérience mené par Enedis (ces éléments ont été détaillés dans la délibération TURPE 6 HTA-BT), est une option à 8 index. Cette composante permet aux opérations d'autoconsommation collective dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT de tirer parti de la distinction entre soutirages autoproduits (correspondant à l'énergie générée par les installations de production faisant partie de l'opération) et soutirages alloproduits (correspondant à la différence entre consommation et production affectée à l'utilisateur de l'opération).

Ce tarif comporte, pour chacune des 4 plages temporelles (période haute / période basse ; heures pleines / heures creuses), deux coefficients :

- le premier coefficient s'applique aux flux dits autoproduits. Il est plus faible que le coefficient du TURPE à 4 plages temporelles correspondant à cette période, afin de prendre en compte le caractère local de la production dont est issu ce flux : la « cascade des coûts » considérée ne prend en compte que les coûts des réseaux basse tension ;
- le second coefficient s'applique aux flux dits alloproduits : le profil de ces flux étant différent des flux des clients types retenus pour la construction de la composante de soutirage classique, les coefficients tarifaires s'appliquant au flux alloproduits peuvent ainsi différer de ceux de la composante de soutirage.

Un tel tarif permet de réduire le tarif payé par les participants aux opérations d'autoconsommation collective qui sont capables de maximiser leur autoproduction aux heures critiques pour les réseaux tout en diminuant leurs soutirages alloproduits en général et *a fortiori* aux heures critiques.

La CRE envisage ainsi de conserver le principe d'une option tarifaire fondée sur l'allocation des coûts de réseau distinguant flux autoproduits et alloproduits ainsi que de conserver l'exemption pour les participants quittant une opération d'autoconsommation collective de la règle imposant de souscrire une formule tarifaire d'acheminement pour 12 mois consécutifs dans le cas où ils auraient souscrit l'option spécifique à l'autoconsommation collective, afin que ces derniers ne subissent pas de hausses de facture de TURPE dues à la souscription d'une option tarifaire ne correspondant plus à leur situation.

Enfin, la CRE constate que cette option tarifaire est très faiblement voire pas souscrite alors que celle-ci serait en très large majorité bénéfique pour les autoconsommateurs collectifs. Parmi les différentes raisons pouvant expliquer cette faible souscription, la CRE a fait le constat que l'ensemble des fournisseurs n'avait pas implémenté dans leur système d'information cette option tarifaire optionnelle du TURPE, ne pouvant ainsi pas la proposer à leurs clients éligibles. Également, pour les fournisseurs qui respectent les dispositions du TURPE et ont bien implémenté cette option tarifaire, la CRE note qu'ils ne disposent pas des informations nécessaires pour vérifier si leurs clients respectent ou non les critères d'éligibilité à cette option tarifaire. La CRE demande donc à Enedis de travailler à une évolution des informations communiqués aux fournisseurs afin que ceux-ci puissent connaître l'éligibilité ou non de leurs clients à cette option tarifaire dès leurs qu'ils font partie d'une opération d'autoconsommation collective.

Les grilles tarifaires illustratives résultant des évolutions de méthode envisagées sont détaillées en annexe 6.

Question 75 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le principe de l'option tarifaire d'autoconsommation collective distinguant flux autoproduits et alloproduits ?

5.6. Evolutions de factures modélisées

AVERTISSEMENT : Dans l'ensemble de cette partie, l'évolution moyenne du TURPE 7 HTA-BT par rapport au TURPE 6 HTA-BT (+9,1 % au 1^{er} août 2025 dans le scénario illustratif) n'est pas prise en compte pour permettre aux parties intéressées d'apprécier plus directement l'impact des modifications de structure envisagées par la CRE : les simulations de factures sont ainsi présentées à iso-niveau 2024.

Les écarts entre les évolutions de factures présentées dans ce document et les évolutions présentées dans la consultation publique du 14 décembre 2023 résultent d'évolutions marginales dans la méthode utilisée, principalement s'agissant de la différenciation saisonnière des plages d'heures creuses et heures pleines utilisée pour le calcul des grilles de la présente consultation.

La méthode de calcul de la composante de soutirage envisagée pour TURPE 7 reste globalement inchangée par rapport à celle du TURPE 6, en particulier s'agissant de la répartition entre part puissance et part énergie. La CRE a calculé les évolutions de facture de TURPE découlant des évolutions de structure. Les calculs sont réalisés en comparant, pour un portefeuille de clients, la facture du TURPE optimisé (sur la base des différentes formules tarifaires d'acheminement disponibles) issue de l'application des grilles de TURPE 6 du 1^{er} novembre 2024 et celle issue de l'application des grilles TURPE 7 à iso-niveau 2024, à comportement de soutirage et puissance souscrite constante. Ces grilles sont calculées de manière à collecter le même niveau de revenu au global qu'en 2024.

Evolutions de factures liées à la composante de soutirage en HTA

En HTA, les utilisateurs en contrats CARD souscrivent directement leur option tarifaire et pour les utilisateurs en contrat unique, la souscription de leur option tarifaire est faite par leur fournisseur. Les grilles TURPE 7 HTA présentées entraîneraient la répartition suivante⁷⁵ des clients entre les options tarifaires :

- Courte utilisation (CU) : 40 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (par exemple la manutention portuaire, etc.) ;
- Longue utilisation (LU) : 60 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (par exemple activité hospitalière, fabrication papier, hôtels, etc.).

Les évolutions de facture TURPE induites sont maîtrisées. Elles montrent une baisse de facture pour la grande majorité des clients d'ores et déjà en option CU.

Concernant la part énergie, la CRE observe une différenciation saisonnière plus faible, notamment pour l'option courte utilisation pour laquelle le ratio de prix hiver/été est réduit de 35 %. Ceci s'explique par une augmentation du nombre de pointes dimensionnantes intervenant en été par rapport aux données utilisées pour l'élaboration du TURPE 6 HTA-BT. La différenciation horaire est en revanche conservée, en particulier en hiver où le ratio HP/HC augmente de 20 % pour l'option LU et de 11 % pour l'option CU.

Du fait de la plus faible différenciation saisonnière, les hausses de facture de TURPE les plus importantes ne concerneraient que des clients ayant une consommation fortement estivale. En effet, seuls 0,2 % des points de livraison connaîtraient une augmentation de facture de plus de 5 %, ce qui s'explique par le fait que les clients concernés concentrent plus de 70 % de leur consommation durant l'été.

Cette structure résulte par ailleurs en une faible évolution de la part puissance, qui représente 36,9 % des recettes, contre 40,3 % pour la grille TURPE 6. A noter que cette évolution de la part puissance est calculée ici en considérant une optimisation parfaite des utilisateurs. A options tarifaires inchangées, la part puissance représenterait 39,4 % des factures de la composante de soutirage. En effet, la nouvelle structure induit un changement de l'option optimale pour certains clients. Alors qu'ils étaient 26 % à avoir intérêt à utiliser l'option CU dans le TURPE 6, désormais 40 % des clients auront intérêt à choisir l'option CU.

⁷⁵ Analyse de la CRE sur les données des consommateurs.

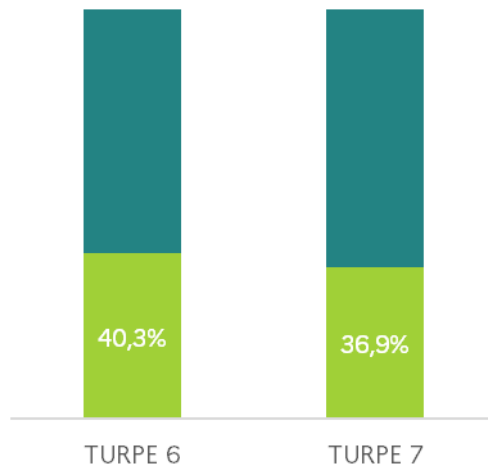


Figure 39. Part puissance HTA avec optimisation tarifaire

Le graphique ci-dessous présente la distribution des clients en fonction de leurs évolutions de facture par option tarifaire. La catégorie « LU -CU » représente les clients anciennement en option LU qui basculent en option CU.

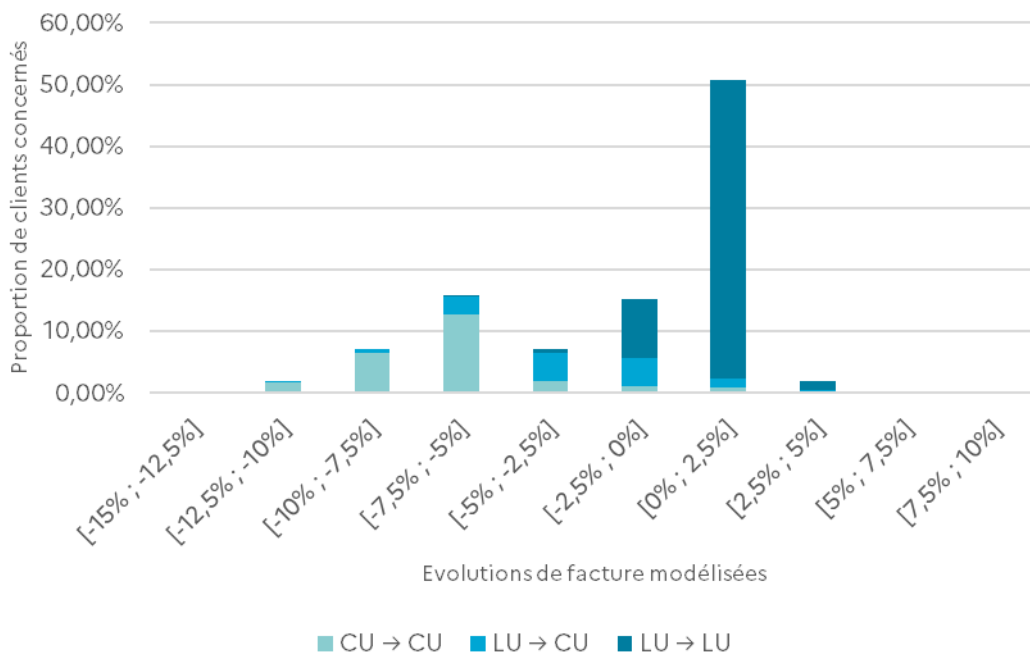


Figure 40. Distribution des évolutions de facture pour chaque option tarifaire en HTA

Evolutions de factures liées à la composante de soutirage en BT > 36 kVA

En BT > 36 kVA, les utilisateurs en contrat CARD souscrivent directement leur option tarifaire (très faible minorité) et, pour les utilisateurs en contrat unique, la souscription de leur option tarifaire est faite par leur fournisseur. La structure TURPE 7 BT > 36 kVA entrainerait la répartition suivante⁷⁶ des clients entre les options tarifaires :

- Courte utilisation (CU) : 89,7 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (par exemple l'enseignement secondaire, la restauration, etc.) ;
- Longue utilisation (LU) : 10,3 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (par exemple certains supermarchés, etc.).

La différenciation saisonnière et horaire du tarif à l'énergie est légèrement renforcée. Le ratio HP/HC en hiver augmente par exemple de 15 % pour l'option CU.

Hors mise en œuvre du dénivelé de puissance, la part des coûts à la puissance dans les recettes de l'opérateur passerait de 27,9 % à 26,0 %.

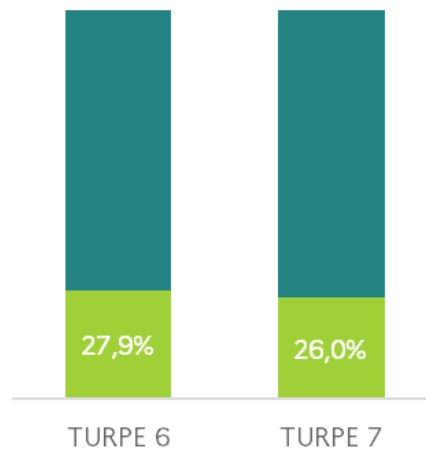


Figure 41. Part puissance BT > 36 kVA avec optimisation tarifaire

⁷⁶ Analyse basée sur un échantillon de consommateur.

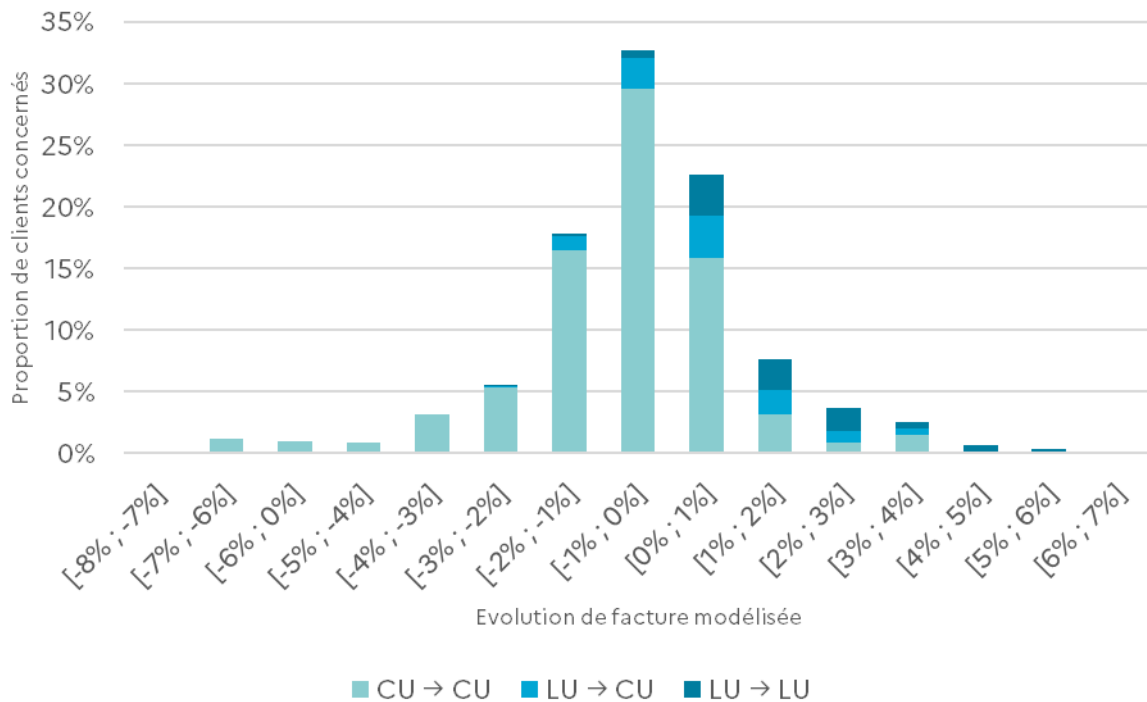


Figure 42. Distribution des évolutions de facture pour chaque option tarifaire en BT > 36 kVA

Le graphique ci-dessus illustre la distribution des évolutions de factures parmi les clients BT > 36 kVA. La catégorie « LU – CU » représente les clients anciennement en option LU qui auront intérêt à basculer en option CU. A comportement inchangé, la CRE observe de faibles écarts de facture liés à la nouvelle structure tarifaire envisagée.

Evolutions de factures liées à la composante de soutirage en BT ≤ 36 kVA

En BT ≤ 36 kVA, pour l’ensemble des utilisateurs en contrat unique, la souscription de leur option tarifaire est faite par leur fournisseur. La structure TURPE 7 BT ≤ 36 kVA entrainerait la répartition suivante⁷⁷ des clients entre les options tarifaires :

- Courte utilisation (CU) : 67,3 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (pour les clients professionnels cela peut correspondre à des commerces de rues par exemple, ainsi que les clients résidentiels utilisant rarement toute leur puissance) ;
- Moyenne utilisation (MU) : 31,2 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (pour les clients professionnels cela peut représenter des boulangeries ou des agriculteurs par exemple et des clients qui utilisent une part importante de leur puissance souscrite pour les clients résidentiels) ;
- Longue utilisation (LU) : 1,5 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (éclairage public en très large majorité).

En BT ≤ 36 kVA, la structure évolue peu. On observe toutefois une légère baisse de la différenciation saisonnière. Le ratio entre les saisons diminue en effet de 9 %. La différenciation horaire est quant à elle renforcée, en particulier en hiver (augmentation du ratio de 30 % pour l’option CU). La part liée à la puissance souscrite dans les recettes de l’opérateur passe de 32,55 % à 31,31 %.

⁷⁷ Analyse de la CRE basée sur un échantillon de consommateurs.

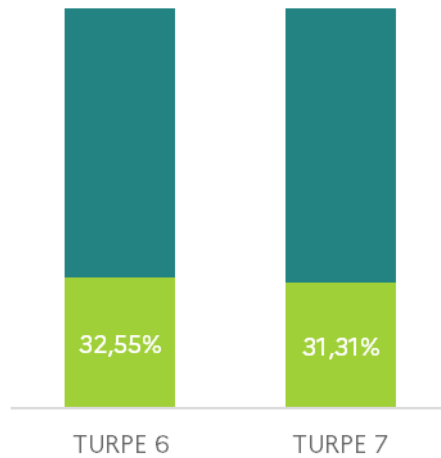


Figure 43. Part puissance BT ≤ 36 kVA avec optimisation tarifaire

98 % des profils de clients devraient observer une évolution de la composante de soutirage du TURPE inférieure à +3 %. Compte tenu de la plus faible différenciation saisonnière, les clients consommant exclusivement en été (lorsque le tarif est faible) sont les plus susceptibles de générer une hausse de facture de TURPE pour le fournisseur.

Le graphique ci-dessous illustre la distribution des évolutions de factures par option tarifaire. Les catégories « CU-MU », « MU-CU » et « LU-MU » représentent les clients ayant intérêt à changer d'option tarifaire en TURPE 7.

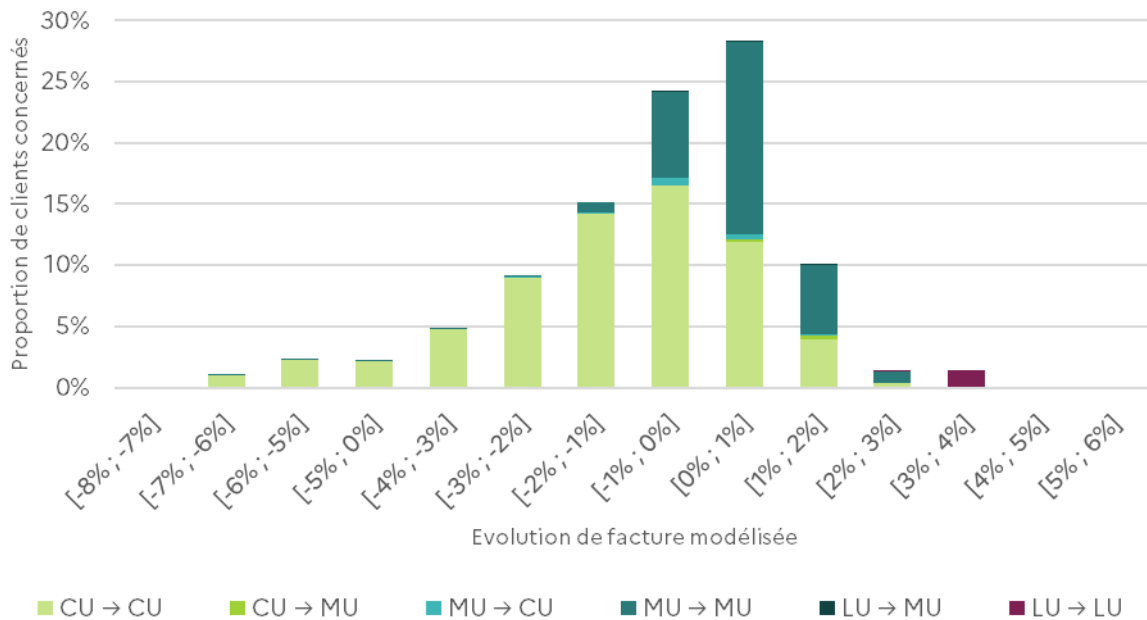


Figure 44. Distribution des évolutions de facture pour chaque option tarifaire en BT ≤ 36 kVA

Question 76 Avez-vous d'autres observations sur la consultation publique relative au TURPE 7 d'Enedis ?