RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

DÉLIBÉRATION N°2025-78

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 mars 2025 portant décision sur le 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 1er août 2021 pour une durée de quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 21 janvier 2021[1]. La présente délibération définit le TURPE 7 HTA-BT, qui entrera en vigueur le 1er août 2025 pour une durée d'environ quatre ans.

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 2023[2], portant spécifiquement sur la structure du TURPE. Entre janvier et septembre 2024, elle a organisé cinq ateliers thématiques ouverts au public, sur la structure tarifaire, la flexibilité au service 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. Elle a également organisé un atelier sur l'accessibilité et la valorisation des données des gestionnaires de réseaux. Enfin, elle a mené une seconde consultation publique portant sur l'ensemble des sujets en octobre 2024[3].

Les supports des ateliers, transmis aux participants, ont été publiés sur le site internet de la CRE avec la consultation publique du 11 octobre 2024. A l'issue de chaque atelier, la CRE a reçu des contributions de certains acteurs. Les réponses aux deux consultations publiques sont également publiées sur le site internet de la CRE.

[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 de la CRE du 14 décembre 2023 portant sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 7 »

[3] Consultation publique n°2024-16 de la CRE du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

Conformément à la loi, le TURPE 7 HTA-BT est fixé de manière à couvrir les coûts d'Enedis dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La présente délibération se fonde notamment sur la demande tarifaire d'Enedis ainsi que sur les échanges avec ce dernier, sur des analyses internes, sur des rapports d'audits externes[4] et sur le retour des acteurs aux différentes consultations publiques. La CRE a également auditionné Enedis à plusieurs reprises ainsi que son actionnaire.

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la présente délibération prend en compte les orientations de politique énergétique sur le TURPE HTA-BT adressées à la CRE par un courrier de la ministre chargée de l'énergie en date du 26 octobre 2023, publié avec la consultation publique d'octobre 2024.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 6 mars 2025.

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

Le tarif TURPE 7 HTA-BT doit répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (2025-2028), tout en préparant les réseaux de distribution d'électricité aux défis de moyen et long terme du système électrique.

Ainsi, 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 annuelles en hausse significative (de 5 Md€ en 2023 à 7 Md€ en 2028). Le TURPE 7 HTA-BT accompagne cette croissance d'activité, tout en incitant l'opérateur à viser un haut degré de performance et à maintenir une qualité de service et d'alimentation à un niveau élevé.

Les réseaux de distribution devront s'adapter au rythme de la progression de l'électrification, entraînant une hausse de la consommation et du développement des EnR pour permettre leur raccordement dans des délais satisfaisants. Dans ce contexte, le recours aux flexibilités (stockage, modulation de la demande et de la production, offres de raccordement flexibles, etc.) est indispensable pour permettre à Enedis de réduire les délais d'accès au réseau électrique. A ce titre, le TURPE 7 HTA-BT renforce les moyens et les incitations d'Enedis 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 abondante est ainsi disponible l'après-midi hors saison hivernale. Cette modification concerne le réseau d'Enedis qui bénéficie d'heures particulièrement peu chargées l'après-midi l'été, voire de congestions dues à l'excès de production. Le placement des plages d'heures pleines (TURPE plus cher) et d'heures creuses (TURPE moins cher) permet de déplacer des consommations des heures de pointe vers les meilleurs moments de la journée pour le réseau. Le TURPE 7 HTA-BT prévoit donc une modification des régimes d'heures creuses afin que la grande majorité des clients disposent d'heures creuses l'après-midi toute l'année ou en été avant fin 2027.

Le TURPE 7 HTA-BT donne des moyens supplémentaires à Enedis pour accompagner et faciliter l'électrification croissante des usages tout en maintenant un niveau élevé de performance dans l'utilisation des moyens alloués et la qualité du service aux utilisateurs. Cet objectif est d'autant plus important dans une période de forte croissance des investissements, pour laquelle des gains d'efficience doivent être atteints par la standardisation des opérations, déjà initiée par Enedis au cours des dernières années.

Par la présente délibération, la CRE fixe le TURPE 7 HTA-BT d'Enedis et présente ci-après de manière synthétique ses principales parties : le niveau tarifaire, la structure tarifaire et le cadre de régulation.

[4] Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation d'Enedis (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2025-2028 et un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

NIVEAU DU TARIF

Evolution des charges à couvrir

Enedis a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses prévisions de coûts pour la période 2025-2028 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

La demande du dossier tarifaire d'Enedis aurait conduit à une hausse du tarif unitaire moyen de +18,9 % par rapport à la grille tarifaire en vigueur au 1er novembre 2024, applicable au 1er août 2025, puis à une évolution à l'inflation aux 1er août 2026, 2027 et 2028. Cette hausse incluait la demande d'évolution du traitement tarifaire des contributions de raccordement d'Enedis, représentant à elle seule une hausse de +5,4 %.

La CRE a retenu une évolution tarifaire de +7,7 %, qui a été effectuée dans le cadre du TURPE 6, afin d'anticiper l'apurement du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), applicable au 1er février 2025. Une telle évolution, suivie d'une évolution proche de l'inflation aux 1er août 2026, 2027, 2028, permet par ailleurs de couvrir l'ensemble des charges prévisionnelles du TURPE 7 HTA-BT.

Pour prendre sa décision, en plus de ses analyses propres, de la large consultation des acteurs et des échanges avec Enedis, la CRE s'est appuyée sur des études de consultants externes dont les rapports sont publiés sur le site internet de la CRE. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande relative aux charges d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) et aux investissements hors réseaux d'Enedis pour la période 2025-2028 ;
- un audit de la demande du taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- un audit de la demande d'Enedis sur le niveau des indicateurs de continuité d'alimentation, et notamment les critères B et M (nombre de coupures sur les réseaux de basse et moyenne tensions).

Au terme de ses analyses, des retours des acteurs à la consultation publique du 11 octobre 2024 et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec Enedis, la CRE retient une hausse des charges à couvrir moins importante que celle demandée par Enedis. Le tarif donne cependant les moyens à Enedis de mener à bien un programme d'investissements ambitieux et nécessaire tout en maintenant un niveau de qualité d'alimentation et de service élevé.

Charges d'exploitation (hors charges du système électrique)

La CRE retient une trajectoire de charges d'exploitation pour le TURPE 7 HTA-BT prenant principalement en compte :

- la hausse des charges d'exploitation nécessaires pour permettre l'accélération des raccordements et garantir la sécurité des ouvrages ;
- une croissance des charges de personnel donnant à Enedis les moyens humains suffisants pour faire face à la croissance des investissements et mettre en œuvre des chantiers tels que la lutte contre les fraudes et la refonte du plan de tension ;
- les exigences croissantes en matière de cybersécurité et de performance de la chaîne de communication du comptage évolué ;
- le plan de performance proposé par Enedis pour maîtriser ses charges d'exploitation.

Au global, sur la période du TURPE 7, la trajectoire des charges nettes d'exploitation d'Enedis, hors charges du système électrique, s'élève à 4 508 M€ par an en moyenne, à comparer à un niveau constaté en 2023 de 5 037 M€, soit -10 %. Cette diminution s'explique par la baisse importante des charges de « tarif agent », en lien avec la baisse des prix de l'énergie, par une très forte augmentation des recettes de raccordement attendues (+73 % en moyenne par rapport au réalisé 2023), par le retrait des charges du Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (Facé) du TURPE à compter du 1er août 2025 décidé par la loi de finances pour 2025 du 14 février 2025, mais aussi par la proposition d'un plan de performance par Enedis.

A un périmètre restreint, hors « tarif agent », hors produits extratarifaires (dont les recettes de raccordement) et hors retrait du Facé, les charges nettes d'exploitation d'Enedis retenues par la CRE pour le TURPE 7 HTA-BT s'élèvent à 6 550 M€ par an en moyenne, à comparer à un niveau constaté en 2023 de 6 012 M€, soit +9 %.

La trajectoire de charges nettes d'exploitation du tarif TURPE 7 correspond à une enveloppe globale. Enedis répartira cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de ses choix de gestion.

Charges du système électrique

Les charges de système électrique d'Enedis s'élèvent à 6 085 M€ par an en moyenne sur la période TURPE 7, à comparer à 7 213 M€ en 2023, soit -16 %. Elles sont principalement composées du coût d'achat des pertes électriques et du TURPE HTB dont s'acquitte Enedis auprès de RTE.

Cette baisse est principalement liée à la diminution très importante des prix de l'énergie depuis 2023, contrebalancée seulement en partie par la prise en compte de l'évolution à la hausse du TURPE HTB de RTE.

Charges de capital

Rémunération du capital

La CRE définit la rémunération d'Enedis sur la base d'une méthode à structure normative qui assure une rémunération raisonnable des capitaux investis.

La CRE fait évoluer cette méthode 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 du TURPE 7 HTA-BT, la CRE retient :

- 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, qui s'établit à 1,4 % ;
- un taux sans risque nominal fondé sur des données économiques plus récentes, qui s'établit à 3,3 %.

La pondération retenue par la CRE entre ces deux taux repose sur une répartition normative de la part des nouveaux et anciens actifs des capitaux propres et des emprunts financiers, évaluée au cours du TURPE 7. Elle s'établit à 60 % pour le taux fondé sur des données de long terme, et à 40 % pour le taux fondé sur des données plus récentes.

Compte-tenu des valeurs retenues par la CRE pour les autres paramètres, la marge sur actif (hors Linky) est de 2,5 %, le taux de rémunération des capitaux propres régulés est de 2,9 % et le taux de rémunération des emprunts financiers est de 2,1 % pour la période TURPE 7 HTA-BT.

Trajectoire d'investissement d'Enedis

Enedis prévoit un programme d'investissements en forte croissance, avec un total de 25 573 M€ entre 2025 et 2028, soit 6 393 M€ par an, à comparer à 4 783 M€ en moyenne entre 2021 et 2023. La CRE retient la trajectoire prévue par Enedis, qui répond aux enjeux de la transformation du système électrique.

Niveau des charges de capital

Le TURPE 7 HTA-BT prévoit une hausse de la Base d'actifs régulés d'Enedis (BAR hors Linky) de 61 Md€ au 1er janvier 2025 à 71 Md€ au 1er janvier 2028. Le niveau moyen des charges de capital à couvrir pour TURPE 7 HTA-BT s'élève à 5 942 M€ en moyenne par an, pour un montant réalisé en 2023 de 4 914 M€, soit +21 %.

Par ailleurs, la CRE ne retient pas la demande d'Enedis de faire évoluer le traitement tarifaire des recettes de raccordement. La proposition d'Enedis consistait en effet à ne plus restituer immédiatement aux utilisateurs une part des recettes associées au raccordement des installations mais de les restituer de manière lissée sur le long terme. Cette méthode entraînerait 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.

Solde du CRCP en fin de période TURPE 6

Le revenu autorisé d'Enedis intègre, en complément des charges d'exploitation et de capital à couvrir, l'apurement du solde du CRCP de fin de TURPE 6 HTA-BT estimé à +3 548 M€, soit la somme du CRCP constaté au 1er janvier 2024 (2 341 M€) et dont l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTA-BT a permis d'anticiper l'apurement, et du solde estimé pour 2024, qui s'élève à 1 207 M€. Ce solde est particulièrement élevé, compte tenu d'une part de la hausse des prix de gros de l'électricité pour la couverture des pertes d'Enedis pendant la crise et d'autre part de la baisse des consommations.

Trajectoire de consommation

La CRE, après analyse des dernières tendances d'évolution de la consommation, retient la proposition d'Enedis. Cette trajectoire constitue une vision prudente sur le niveau de consommation.

La trajectoire retenue prévoit notamment une hausse du nombre de consommateurs de +1,0 % par an sur la période TURPE 7, pour atteindre 40 486 millions de consommateurs raccordés au réseau d'Enedis en 2028. Les volumes soutirés seraient stables en 2025 par rapport à 2024 à hauteur de 326,1 TWh, puis en croissance de +1,1 % par an sur le reste de la période TURPE 7 pour atteindre 336,9 TWh.

Evolution du TURPE 7 HTA-BT

La somme de toutes les charges à couvrir, incluant le CRCP, s'élève à 17 843 M€ en moyenne par an sur la période TURPE 7, à comparer à 16 029 M€ en 2023. La hausse prévue des consommations ne compense que partiellement l'augmentation des charges. En conséquence, une hausse du tarif est nécessaire sur la période 2025-2028.

Dans sa délibération 2025-08 du 15 janvier 2025, la CRE a décidé de faire évoluer de manière exceptionnelle le TURPE 6 HTA-BT au 1er février 2025 afin d'apurer de manière anticipée le solde du CRCP constaté au 1er janvier 2024, de 2 341 M€.

En tenant compte de cet effet, l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTA-BT de +7,7 % au 1er février 2025 permet de couvrir l'ensemble des charges prévisionnelles du TURPE 7 HTA-BT ainsi que le montant restant à apurer du CRCP de fin du TURPE 6 HTA-BT, et devait permettre de ne pas faire évoluer le niveau moyen du TURPE au 1er août 2025.

Toutefois, du fait du transfert du Facé des charges du TURPE au budget de l'Etat comme en dispose la loi de finances pour 2025, le niveau du TURPE évoluera de -1,92 % au 1er août 2025. En conséquence, les grilles tarifaires ont été modifiées par rapport à la délibération pré-CSE. Les prochaines évolutions, sur la base des hypothèses actuellement connues, seront proches de l'inflation au 1er août des années 2026, 2027 et 2028 (hors coefficient d'évolution annuel k compris entre +/- 3 % et prise en compte des erreurs de prévision d'inflation).

STRUCTURE DES TERMES TARIFAIRES

La CRE reconduit globalement pour le TURPE 7 HTA-BT la structure tarifaire du TURPE 6 HTA-BT 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 mieux prendre en compte les évolutions du système électrique. Les grilles tarifaires évoluent peu dans leur structure entre TURPE 6 et TURPE 7.

Les nouvelles grilles génèrent globalement une part puissance stable par rapport au TURPE 6, le réseau n'ayant à ce stade pas encore significativement évolué vers un rôle plus assurantiel. Par ailleurs l'écart entre heures pleines et heures creuses est légèrement plus marqué que dans le TURPE 6.

Les heures creuses l'après-midi en été seront généralisées progressivement à partir d'août 2025.

Dans ses consultations publiques, la CRE a proposé 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 en saison estivale (avril à octobre inclus) l'après-midi (entre 11h et 17h) est propice aux déplacements de consommation sur ces mêmes heures.

A la suite du retour positif de la majorité des contributeurs, la CRE décide de cette évolution d'ampleur sur le placement des heures pleines et des heures creuses et définit les modalités de mise en œuvre envisagées pour cette réforme. Ces changements s'étaleront de l'automne 2025 à fin 2027. L'affectation des heures creuses tiendra compte des enjeux locaux des réseaux. Un client donné pourra avoir des heures creuses différentes entre l'été et l'hiver.

Enedis estime que 28 millions de points de livraison seront concernés par une adaptation en BT ≤ 36 kVA et 0,5 million en BT > 36 kVA et HTA. 14,5 millions de clients ont une offre « heures pleines / heures creuses », dont 11 millions de clients qui verront leurs plages horaires changer, les autres ayant déjà des heures creuses adaptées.

La CRE introduit une composante tarifaire optionnelle 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 introduit, pour la période TURPE 7, une tarification permettant d'exploiter au mieux cette capacité au bénéfice du réseau.

Ainsi, les sites d'injection-soutirage recevront 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 le TURPE 7 HTA-BT, la CRE retient, à titre transitoire, compte tenu pour l'heure des difficultés techniques de la mise en œuvre de cette composante, que seront éligibles à cette tarification les installations situées dans les zones de réseau dimensionnées en injection par de la production photovoltaïque, ainsi que les zones en aval des postes HTB dimensionnés en soutirage (à l'exception des postes d'injections identifiés).

Le TURPE 7 prévoit un dispositif pérenne de facturation des coûts spécifiques générés par 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 fait évoluer la tarification applicable à ces clients. A compter du 1er août 2025, les consommateurs non équipés d'un compteur évolué, à l'exception des cas d'impossibilité technique indépendante du client, identifiés par Enedis, seront redevables d'un terme tarifaire spécifique, qui couvrira les coûts qu'ils engendrent relatifs principalement au maintien d'un système de transmission des signaux tarifaires aux compteurs historiques, ainsi qu'à la relève à pied, aux contrôles et au contact client. Son montant est fixé à 6,48 € facturés tous les deux mois à partir du 1er août 2025, puis il suivra les évolutions tarifaires annuelles.

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 avec Enedis, génèrent des coûts supplémentaires car ils nécessitent des contrôles accrus. A ce titre, une majoration de la composante tarifaire additionnelle du TURPE 7 HTA-BT leur sera appliquée à hauteur de 4,14 € facturés tous les deux mois, pour couvrir les surcoûts à partir du 1er août 2025, puis ce montant suivra les évolutions tarifaires annuelles.

REGULATION INCITATIVE D'ENEDIS

Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a dressé un bilan positif de la qualité de service d'Enedis et a proposé de renforcer le cadre de la régulation incitative sur la qualité des données et le traitement des réclamations. Enedis a globalement respecté les objectifs fixés par la CRE pour le TURPE 6 HTA-BT, en atteignant les cibles sur 75 % des indicateurs incités. En particulier, les résultats sont satisfaisants sur la qualité de service des compteurs communicants Linky.

En raison des évolutions structurantes du système électrique, le TURPE 7 HTA-BT prévoit plusieurs évolutions pour améliorer ou stabiliser la performance d'Enedis. Notamment, afin de répondre aux enjeux d'innovations, de nouveaux indicateurs sur la complétude des courbes de charge collectées et transmises par les compteurs communicants et sur la publication de données sont introduits. La CRE a identifié, avec les acteurs de marché, trois objectifs prioritaires pour Enedis et propose des cadres incitatifs adaptés :

I) Réduire les délais des 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 fixés. Si Enedis a amélioré sa performance sur certains segments, notamment « BT ≤ 36 kVA », « BT > 36 kVA » et « raccordements collectifs », les délais[5] de raccordement ont significativement dérivé pour d'autres catégories d'utilisateurs, en particulier pour les consommateurs et producteurs en HTA.

Or, le raccordement au réseau électrique est une étape clé des projets d'installations de production et de consommation. Le raccordement rapide 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 cadre, le TURPE 7 HTA-BT, qui accorde des moyens supplémentaires à Enedis, prévoit également des incitations renforcées dans les domaines suivants :

- réduction des délais de remise des études préalables au raccordement couplé au dispositif de respect des délais d'envoi des propositions techniques et financières ;
- réduction des délais de raccordement : pour les indicateurs sur lesquels Enedis s'est amélioré sur la période TURPE 6, Enedis doit poursuivre une trajectoire d'amélioration. Pour ceux ayant subi une dégradation, Enedis devra améliorer sa performance pour revenir progressivement à la performance atteinte en 2019 ;
- amélioration de la transparence sur le raccordement par la publication par Enedis d'un rapport annuel sur sa performance en matière de raccordement ;

[5] De la signature de la convention de raccordement à l'émission de la facture.

- augmentation de la force des incitations sur les principaux indicateurs d'Enedis relatifs au raccordement.

Une attention particulière est portée aux délais de raccordement pour la recharge de véhicules électriques en habitat collectif, avec l'ajout d'une régulation incitative dédiée.

II) Investir dans le réseau tout en maîtrisant les coûts

Enedis prévoit un important programme d'investissement sur la période TURPE 7 (2025-2028) marqué notamment par des enjeux forts de raccordement de nouveaux usages (mobilité électrique, électrification des process industriels, etc.). Par ailleurs, Enedis prévoit une modernisation des réseaux pour les rendre plus résilients aux aléas climatiques (inondations, canicules, incendies, etc.).

La CRE considère que l'augmentation des investissements doit s'accompagner d'une démarche d'efficience. Le TURPE 7 HTA-BT étend l'incitation sur les coûts unitaires à de nouveaux ouvrages dont le volume est en croissance. Il s'agit notamment des postes sources, des postes HTA-BT et des ouvrages collectifs de branchement. La part des investissements d'Enedis dont les coûts unitaires sont incités passe ainsi de 57 % à 68 %.

Ces investissements permettront de maintenir le haut niveau de qualité d'alimentation proposé par Enedis. Le TURPE 7 HTA-BT incite Enedis à atteindre, en basse tension, une durée moyenne de coupure en France en baisse progressive de 61,61 min en 2025 à 60,45 min en 2028.

III) Recourir aux flexibilités au service du réseau

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 rapides du système électrique rendent désormais nécessaire le plein usage de cet outil.

La CRE introduit pour le TURPE 7 HTA-BT un cadre de régulation pour Enedis afin d'inciter :

- au recours, quand c'est pertinent, à la flexibilité plutôt qu'au renforcement du réseau, Enedis conservant une part de l'économie générée ;
- à la généralisation progressive du projet Reflex qui permettra d'optimiser le dimensionnement du réseau et les investissements à réaliser pour l'intégration des ENR ;
- à la mise en œuvre d'un cadre pour proposer aux sites de stockage des Offres de Raccordements Alternatives à Modulation de Puissance, permettant leur meilleure insertion dans les zones saturées.

<u>En dehors de ces évolutions prioritaires, la CRE reconduit globalement le cadre de régulation tarifaire dans la continuité des tarifs précédents.</u>

La CRE reconduit 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 CRCP, encadrement de l'apurement annuel du CRCP. Toutefois, afin de réduire le risque d'un CRCP élevé sur la période TURPE 7, la CRE porte le plafond du coefficient k d'évolution annuelle du TURPE de +/-2 % à +/-3 % et modifie la prise en compte de l'inflation dans l'évolution annuelle du TURPE.

Chiffres clés 2025-2028 (en € courants)

	Trajectoire TURPE 7 M€/an	*2023 réalisé*
Charges Nettes d'Exploitation M€/an	10 593	12 249
dont charges nettes d'exploitation hors charges système électrique	4 508	5 037
dont hors produits extratarifaires, hors tarif agent, hors retrait du Facé	*6 550*	*6 012*
Charges liées au système électrique	6 085	7 213
Charges de capital M€/an	5 942	4 914
Apurement du CRCP	912	153
Taux de rémunération du capital (nominal avant impôts)		
Rémunération de la BAR (marge sur actif)	*2,5 %*	*2,5 %*
Rémunération additionnelle des capitaux propres	*2,9 %*	*2,3 %*
Rémunération additionnelle des emprunts financiers	*2,1 %*	*1,7 %*
Investissements M€/an	6 393	4 886

Grilles simplifiées de la composante de soutirage au 1er août 2025

TURPE 7 - Grille au 1er août 2025					
HTA					
	PTE	**HPH**	**HCH**	**HPE**	**HCE**
CU €/kW	14,41	14,41	14,41	12,55	11,22
LU €/kW	35,33	32,30	20,39	14,33	11,56
CU c€/kWh	5,74	4,23	1,99	1,01	0,69
LU c€/kWh	2,65	2,10	1,47	0,92	0,68

Rappel - TURPE 6 - 1er février 2025					
HTA					
	PTE	**HPH**	**HCH**	**HPE**	**HCE**
CU €/kW	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13
LU €/kW	34,47	31,11	18,61	15,19	14,18
CU c€/kWh	6,76	4,85	2,83	0,82	0,54
LU c€/kWh	3,16	2,41	1,83	0,70	0,53

TURPE 7 - Grille au 1er août 2025				
BT > 36 kVA				
	HPH	**HCH**	**HPE**	**HCE**
CU €/kW	17,61	15,96	14,56	11,98
LU €/kW	30,16	21,18	16,64	12,37
CU c€/kWh	6,91	4,21	2,13	1,52
LU c€/kWh	5,69	3,47	2,01	1,49

Rappel - TURPE 6 - 1er février 2025				
BT > 36 kVA				
	HPH	**HCH**	**HPE**	**HCE**
CU €/kW	17,71	14,75	14,30	13,91
LU €/kW	28,92	18,48	16,31	14,65
CU c€/kWh	6,37	4,88	2,62	1,81
LU c€/kWh	5,32	4,23	2,42	1,49

TURPE 7 - Grille au 1er août 2025				
BT ≤ 36 kVA				
	HPH	**HCH**	**HPE**	**HCE**
CU €/kW	10,11	10,11	10,11	10,11
MU €/kW	12,12	12,12	12,12	12,12
LU €/kW	93,13	93,13	93,13	93,13
CU c€/kWh	7,49	3,97	1,66	1,16
MU c€/kWh	7,00	3,73	1,61	1,11
LU c€/kWh	1,25	1,25	1,25	1,25

Rappel - TURPE 6 - 1er février 2025				
BT ≤ 36 kVA				
	HPH	**HCH**	**HPE**	**HCE**
CU €/kW	10,08	10,08	10,08	10,08
MU €/kW	11,89	11,89	11,89	11,89
LU €/kW	91,50	91,50	91,50	91,50
CU c€/kWh	7,50	5,13	1,59	0,99
MU c€/kWh	6,88	4,77	1,57	0,98
LU c€/kWh	1,24	1,24	1,24	1,24

Au 1er août 2026, 2027 et 2028, les grilles évoluent selon la formule IPC -0,35 % + k (k compris entre +/-3 %).

Sommaire

1. Cadre juridique et processus d'élaboration tarifaire 14
1.1. Compétences de la CRE 14
1.2. Processus d'élaboration tarifaire 14
1.2.1. Consultation des parties prenantes 14
1.2.2. Orientations de politique énergétique 15
1.2.3. Transparence 16
1.2.4. Périmètres des charges couvertes par le tarif 17
2. Cadre de régulation tarifaire 17
2.1. Grands principes de construction du TURPE 7 HTA-BT 17
2.1.1. Construction du revenu autorisé d'Enedis 17
2.1.2. CRCP 22
2.1.3. Compte régulé de lissage Linky 23
2.1.4. Mise à jour de la régulation incitative sur les coûts du projet Linky 23
2.1.5. Traitement des contributions de raccordement 24
2.2. Calendrier tarifaire 25
2.2.1. Une période tarifaire d'environ quatre ans 25
2.2.2. Principes de l'évolution annuelle du tarif 25
2.2.3. Calcul du solde de CRCP au 1er janvier de l'année N 26
2.2.4. Calcul du coefficient k 27
2.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts 27
2.3.1. Régulation incitative des charges d'exploitation 27
2.3.2. Régulation incitative des investissements 40
2.4. Régulation incitative relative aux raccordements 43
2.4.1. Rappel du dispositif du TURPE 6 HTA-BT 43
2.4.2. Bilan de la régulation incitative des raccordements du TURPE 6 HTA-BT 44
2.4.3. Adaptation du dispositif pour le TURPE 7 44
2.5. Régulation incitative de la qualité de service 54
2.5.1. Acheminement 54
2.5.2. Bilan électrique 56
2.5.3. Comptage 58
2.5.4. Données 60
2.6. Régulation incitative de la qualité d'alimentation 64
2.6.1. Durée moyenne de coupure 65
2.6.2. Fréquence moyenne de coupure 66
2.6.3. Pénalités pour coupures longues 67

2.7. Régulation incitative pour le développement du recours aux flexibilités 68
2.7.1. Contexte et enjeux du développement des flexibilités locales 68
2.7.2. Rappel du cadre de régulation en vigueur dans le TURPE 6 HTA-BT 69
2.7.3. Régulation incitative des flexibilités pour le TURPE 7 HTA-BT 69
2.8. Régulation incitative de la R&D et de l'innovation 75
2.8.1. Régulation incitative de la R&D 75
2.8.2. Projets de réseaux électriques intelligents *(Smart Grids)* 76
2.9. Régulation incitative du placement des plages temporelles 76
2.10. Régulation incitative des actions prioritaires 77

3. Niveau des charges à couvrir et trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité 79
3.1. Charges à couvrir 79
3.1.1. Charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) 79
3.1.2. Charges du système électrique 90
3.1.3. Paramètres de rémunération 92
3.1.4. Investissements et charges de capital normatives 95
3.1.5. CRCP prévisionnel au 1er janvier 2025 100
3.2. Hypothèses de volumes acheminés et de nombre de consommateurs desservis 102
3.2.1. Evolution constatée sur la période TURPE 6 HTA-BT 102
3.2.2. Evolutions prévues par Enedis sur la période du TURPE 7 HTA-BT 103
3.2.3. Analyse de la CRE 105
3.3. Trajectoire d'évolution du TURPE 7 HTA-BT 105
3.3.1. Revenu autorisé non lissé sur la période TURPE 7 106
3.3.2. Revenu autorisé lissé 106

4. Structure tarifaire 107
4.1. Contexte et enjeux 108
4.1.1. Une transformation du système énergétique qui impliquera une adaptation des réseaux 108
4.1.2. Des besoins de flexibilité croissants qui appellent des signaux tarifaires adaptés pour réduire la pointe 110
4.1.3. Principes de tarification des réseaux 112
4.2. Maintien de la structure générale du TURPE 6 HTA-BT 113
4.2.1. Typologie des coûts et composantes tarifaires associées 113
4.2.2. Une répartition part puissance / part énergie qui reflète les coûts du réseau 114
4.3. Evolution de la structure du TURPE 7 HTA-BT 115

4.3.1. Optimisation du placement des plages d'heures creuses 115
4.3.2. Composante de soutirage 121
4.3.3. Autres composantes tarifaires 124
4.4. Tarifications spécifiques 129
4.4.1. Introduction d'une tarification injection-soutirage 129
4.4.2. Tarification spécifique pour l'autoconsommation individuelle et collective 137
5. Tarif d'utilisation du réseau 140
5.1. Règles tarifaires 140
5.1.1. Définitions 140
5.1.2. Structure des tarifs 145
5.2. Grilles tarifaires d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité 146
5.2.1. Grilles au 1er août 2025 146
5.2.2. Grilles tarifaires applicables en 2026, 2027, 2028 167
5.2.3. Evolution des paramètres R_f et C_{card} 168
Décision de la CRE 170
Annexe 1 : Montants à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés au 1er janvier en application de la décision du Conseil d'Etat 171
Annexe 2 : Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité à compter du 1er août 2025 172
Annexe 3 : Régulation incitative des pertes (annexe confidentielle) 188
Annexe 4 : Régulation incitative des charges relatives au « tarif agent » (annexe confidentielle) 188
Annexe 5 : Régulation incitative des coûts unitaires d'investissement (annexe confidentielle) 188
Annexe 6 : Régulation incitative de la qualité de service et de la qualité d'alimentation 189
Annexe 7 : Régulation incitative des raccordements d'Enedis 225
Annexe 8 : Régulation incitative des flexibilités d'Enedis 234

Annexe 9 : Evolutions de factures modélisées..... 239

Annexe 10 : Méthode utilisée pour calculer la composante de soutirage et la composante d'injection-soutirage 244

1. Cadre juridique et processus d'élaboration tarifaire

1.1. 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.* ».

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* ».

Enfin, l'article L.134-1 du code de l'énergie dispose que la CRE précise les règles concernant « [l]*es missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en matière d'exploitation et de développement des réseaux* », ainsi que celles relatives aux « *conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation, y compris la méthodologie de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux et les évolutions de ces tarifs* ».

La présente délibération de la CRE définit la méthode d'établissement du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité, et fixe le tarif dit « TURPE 7 HTA-BT » qui entrera en application à compter du 1er août 2025 pour environ quatre ans.

1.2. Processus d'élaboration tarifaire

1.2.1. Consultation des parties prenantes

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 s'est appuyée, en plus de ses analyses propres et des études de consultants externes, sur les résultats de deux consultations publiques et cinq ateliers thématiques pour établir le TURPE 7 HTA-BT.

La première consultation publique, en date du 14 décembre 2023[6], portait sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Cette consultation a permis d'exposer les premières orientations de la CRE concernant le cadre de régulation associé et de recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces orientations pour le TURPE 7 HTA-BT sur la période 2025-2028. 23 réponses ont été reçues.

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

La CRE a ensuite organisé, entre janvier et septembre 2024, cinq ateliers thématiques ouverts au public :

- le premier, en date du 31 janvier 2024, portait sur la structure tarifaire du TURPE 7 HTA-BT. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant le placement des heures pleines et heures creuses, l'évolution de la méthode de calcul de la composante de soutirage, ainsi que l'introduction d'une tarification soutirage-injection. Cet atelier a regroupé 201 participants ;
- le deuxième, en date du 25 avril 2024, portait sur la mobilisation des flexibilités au service des réseaux, afin de présenter les orientations envisagées par la CRE concernant l'intégration des flexibilités aux méthodes de dimensionnement des réseaux et le développement des offres de raccordement intelligentes. Cet atelier a regroupé 201 participants ;
- le troisième, en date du 28 mai 2024, concernait les enjeux d'accélération des raccordements, notamment la réduction des délais des études préalables au raccordement d'une part, et des raccordements mutualisés (S3REnR, zones de mutualisation) d'autre part, l'optimisation des délais de raccordement et l'amélioration de la transparence sur les données du raccordement. Cet atelier a regroupé 197 participants ;
- le quatrième, en date du 3 juillet 2024, portait sur la qualité de service et la continuité d'alimentation des gestionnaires de réseaux d'électricité. Cet atelier a regroupé 140 participants ;
- le cinquième, en date du 10 septembre 2024, portait sur le niveau et la régulation incitative des investissements d'Enedis. Cet atelier a permis de présenter les trajectoires prévisionnelles d'investissements pour la période tarifaire du TURPE 7, ainsi que les premières orientations concernant le cadre de régulation associé. Cet atelier a regroupé 167 participants.

A l'issue de ces ateliers, la CRE a organisé une consultation publique, du 11 octobre 2024 au 22 novembre 2024[7], portant sur ses orientations finales pour le TURPE 7 HTA-BT. 178 réponses ont été reçues.

Les réponses non confidentielles aux deux consultations sont publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente délibération.

A la suite de cette consultation publique, la CRE a organisé cinq tables rondes avec des fournisseurs, des associations de consommateurs, industriels d'une part, et résidentiels d'autre part, des autorités concédantes et collectivités locales, et des acteurs de marché tels que des producteurs, des stockeurs ou des agrégateurs de flexibilité. Ces tables rondes ont permis à la CRE de recueillir les positions des acteurs sur ses orientations finales présentées dans les consultations publiques des tarifs de distribution et de transport d'électricité.

Enfin, la CRE a auditionné Enedis à plusieurs reprises, ainsi que son actionnaire.

1.2.2. Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE prend en compte les orientations de politique énergétique du Gouvernement pour établir le TURPE. Le ministre chargé de l'énergie a transmis ces orientations par courrier en date du 26 octobre 2023, publié sur le site de CRE[8].

[7] Consultation publique n°2024-16 du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

[8] Lettre de la ministre publiée dans le cadre de la consultation publique n°2024-16 du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

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 régulées 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 de performance 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.

1.2.3. Transparence

La CRE est attachée à assurer la transparence des travaux d'élaboration des tarifs de réseau pour toutes les parties intéressées.

Dans cette démarche, la CRE a publié sur son site internet, en même temps que sa dernière consultation publique, l'ensemble des études externes sur lesquelles elle s'est appuyée. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande d'Enedis relative à ses charges et produits d'exploitation pour la période 2025-2028 ;
- un audit de la demande d'Enedis relative à la rémunération des charges de capital (hors Linky) pour la période 2025-2028 ;
- un audit de la demande d'Enedis relative aux objectifs incités de qualité d'alimentation pour la période 2025-2028.

1.2.4. Périmètres des charges couvertes par le tarif

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « *le gestionnaire du réseau public de distribution issu de la séparation juridique imposée à Electricité de France par l'article L. 111-57 adresse, à la demande de la Commission de régulation de l'énergie, les éléments notamment comptables et financiers nécessaires afin que cette dernière puisse se prononcer sur l'évolution en niveau et en structure des tarifs.* » Le TURPE 7 HTA-BT est déterminé grâce aux éléments comptables et financiers transmis par Enedis mais il s'applique à tous les utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité indifféremment de leur gestionnaire de réseau public de distribution, en application du principe de péréquation.

Les écarts entre les coûts supportés par les entreprises locales de distribution (ELD) et leurs recettes résultant de l'application du TURPE à leurs clients sont compensés par le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), dont le coût fait partie des charges couvertes par le TURPE HTA-BT. L'article L. 121-29 du code de l'énergie dispose en effet qu'« *il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics mentionnée à l'article L. 121-4* ».

2. Cadre de régulation tarifaire

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

Le TURPE 7 HTA-BT repose sur la définition d'une trajectoire de revenu autorisé et de recettes prévisionnelles à percevoir par Enedis sur son périmètre de desserte.

Le TURPE 7 HTA-BT comprend 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 la prise en compte *a posteriori* dans un compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

Le TURPE 7 définit un cadre de régulation incitative pluriannuelle qui incite financièrement les opérateurs de réseau à la performance.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif applicable au 1er août 2025 pour une durée de 4 ans ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

2.1.1. Construction du revenu autorisé d'Enedis

Dans la présente délibération, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis pour la période 2025-2028 sur la base du dossier tarifaire transmis par Enedis et de ses propres analyses. En application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, le revenu autorisé couvre les coûts d'Enedis dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a, en s'appuyant sur un bilan d'ensemble du TURPE depuis plusieurs périodes tarifaires, proposé de reconduire les principes de construction du revenu autorisé définis dans le TURPE 6 HTA-BT[9]. La très large majorité des répondants a répondu favorablement. La CRE reconduit ces principes pour le TURPE 7 HTA-BT.

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 :

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

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période (cf. partie 2.1.1.1) ;

[9] 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)

- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période (cf. partie 2.1.1.2) ;
- CRCP : apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (cf. partie 2.1.2) ;
- 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 régulation[10] (cf. partie 2.1.1.7) ;
- LIS : terme de lissage pris en compte pour le calcul du revenu autorisé lissé (cf. partie 3.3.2). Ce terme a une valeur nulle sur la somme des 4 ans du TURPE 7 HTA-BT mais ses variations annuelles permettent d'assurer des évolutions annuelles régulières.

Le cadre tarifaire garantit la perception du revenu autorisé par Enedis.

2.1.1.1. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation (CNE) 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 comprennent :

- 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) ou « péage RTE » ;
- les charges d'énergie achetée par Enedis pour compenser les pertes générées par les transits sur les réseaux publics de distribution d'électricité ;
- les charges liées aux montants facturés par RTE à Enedis au titre du raccordement des postes sources d'Enedis au réseau public de transport d'électricité.

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

Le niveau des charges d'exploitation retenu par la CRE pour le TURPE 7 HTA-BT 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.

2.1.1.2. Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives (CCN) sont composées de trois 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 ;
- la rémunération des immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs) relatives aux postes sources. Les modalités de rémunération des immobilisations en cours sont décrites en partie 2.1.1.6 ;
- les CCN hors Linky : la méthode utilisée pour définir ces charges de capital est décrite ci-après.

[10] 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

La CRE a établi, depuis le TURPE 4 HTA-BT[11], 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.

Les charges de capital hors Linky couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux sont 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).

2.1.1.3. 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 1er janvier de l'année (hors immobilisations Linky, immobilisations financières et immobilisations en cours).

La BAR hors Linky évolue 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 gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité (GRD).

Les CPR sont définis comme la différence au 1er 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 Linky[12], à laquelle viennent s'ajouter les CPR TURPE 2 au 1er janvier, telles que définis dans l'annexe 1 de la délibération de la CRE du 28 juin 2018 relative au TURPE 5 bis HTA-BT[13].

Hors CPR TURPE 2, les CPR évoluent 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.

---

[11] 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

[12] 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.

[13] 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

Base d'actifs régulés Linky

Conformément à la délibération du 17 juillet 2014, la BAR Linky correspond à la valeur nette comptable au 1er janvier de l'année des actifs mis en service dans le cadre du projet Linky sur la période du 1er 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 plus de nouveaux investissements qui intègrent la BAR Linky depuis le 31 décembre 2021.

2.1.1.4. Rémunération du capital

La CRE reconduit, pour la période du TURPE 7 HTA-BT, la méthode retenue pour fixer les paramètres de rémunération des actifs en vigueur dans le TURPE 6 HTA-BT qui s'appuie sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), qu'elle a adaptée pour prendre en compte les comptes spécifiques de concession ainsi que les provisions pour renouvellement constituées par le gestionnaire de réseau 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 côtés, 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.

2.1.1.5. Introduction 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 aux CPR ainsi qu'aux emprunts financiers, 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 a conduit à une forte hausse des taux d'intérêt depuis 2022 qui ne serait qu'en partie prise en compte dans les moyennes long terme : cela amène les gestionnaires de réseau 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 dans ce nouvel environnement et a proposé dans sa consultation publique du 11 octobre 2024 une évolution de la méthode de rémunération pour refléter davantage les conditions de marché actuelles. La CRE a proposé 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. La CRE, pour la période tarifaire TURPE 7 HTA-BT, fait évoluer la méthode de calcul du taux sans risque en pondérant deux taux, l'un fondé sur une analyse de paramètres de long terme (comme dans le tarif TURPE 6 HTA-BT) et l'autre tenant compte de données économiques plus récentes. Cette pondération est fixée à 40 % de nouveaux actifs et 60 % d'anciens actifs.

2.1.1.6. Modalités de rémunération des immobilisations en cours

Dans le TURPE 6 HTA-BT, les immobilisations en cours à cycle long sont rémunérées au coût de la dette.

Les acteurs ne se sont pas exprimés sur la proposition de la CRE de maintien de cette méthode. Pour le TURPE 7 HTA-BT, la CRE maintient la rémunération au coût de la dette des IEC à cycle long, correspondant aux postes sources.

Le détail des immobilisations en cours concernées par ce mécanisme figure en partie 3.1.4.3.

2.1.1.7. Modalités de rémunération du programme Linky

Les paramètres de rémunération applicables sont définis dans la délibération de la CRE du 17 juillet 2014. Le taux de rémunération appliqué à la BAR Linky est égal 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 1er 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.

2.1.1.8. Traitement des actifs sortis de l'inventaire

<u>Coûts échoués</u>

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 cadre du tarif TURPE 6 HTA-BT, les coûts échoués étaient traités comme suit, sur présentation des dossiers par les opérateurs :

- 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 les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

Entre 2021 et 2023, le CRCP a couvert 6 M€ de coûts échoués.

Les répondants à la consultation publique ne se sont pas exprimés sur ce mécanisme. La CRE estime que le cadre de régulation actuel est bien adapté. Celui-ci 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. La CRE n'apporte pas de modification au cadre de régulation relatif aux coûts échoués pour le TURPE 7 HTA-BT.

<u>Actifs cédés</u>

Lorsqu'un actif est cédé par un opérateur, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut, le cas échéant, générer une plus-value pour l'opérateur, égale à la différence entre le produit 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.

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT, dans le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains :

- 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, dans la mesure où ces utilisateurs en ont supporté les coûts d'acquisition (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération des actifs de la BAR), tout en préservant une incitation pour l'opérateur à maximiser ce gain. Celui-ci conserve en effet 20 % du gain ;
- 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 l'opérateur.

Entre 2021 et 2023, le CRCP a pris en compte 10,3 M€ de plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains.

Les répondants à la consultation publique ne se sont pas exprimés sur ce mécanisme. Le TURPE 7 HTA-BT reconduit ce cadre de régulation pour les actifs immobiliers et terrains cédés.

2.1.2. 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 la 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 défini par le facteur k (cf. partie 2.2.4). 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 k 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 de faire évoluer les modalités d'apurement du CRCP, notamment *via* le rehaussement du plafond d'apurement du CRCP à +/-3 %, sur le modèle des tarifs des opérateurs gaziers ATRT 8[14] et ATRD 7[15]. En effet, la crise de l'énergie observée pendant la période TURPE 6 a conduit à un CRCP de sortie du TURPE 6 très élevé pour Enedis, lié principalement à la hausse des prix de l'énergie et à la baisse de la consommation d'électricité.

La CRE a proposé dans sa consultation publique du 11 octobre 2024 de réviser le plafond du k à +/- 3 %. Les répondants à la consultation publique sont largement favorables à la proposition de la CRE.

La CRE retient pour la période TURPE 7 un niveau de plafond du k à +/-3%.

[14] Délibération n°2024-22 de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT 8)

[15] 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

Neutralité financière du CRCP

Afin d'assurer la neutralité financière du CRCP, le solde du CRCP au 1er 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. La CRE a proposé 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[16].

Les répondants à la consultation publique sont largement favorables à la proposition de la CRE.

La CRE retient pour le TURPE 7 HTA-BT une actualisation du CRCP au taux sans risque de court terme.

2.1.3. Compte régulé de lissage Linky

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 couvertes par le TURPE (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

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€ courants	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

2.1.4. Mise à jour de la régulation incitative sur les coûts du projet Linky

Cette partie concerne la régulation incitative fondée sur les coûts du projet Linky, la rémunération des investissements demeurant inchangée.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a fixé le cadre de régulation incitative du projet Linky. Ce cadre est organisé autour de trois incitations : maîtrise des coûts d'investissement, respect du calendrier de déploiement et performance de la chaine communicante. Le déploiement massif s'est terminé fin 2021 et la CRE, dans sa délibération du 17 mars 2022[17], a déjà mis à jour le cadre de régulation incitative relatif à la performance de la chaîne communicante (décrit en partie 2.5.3).

[16] Délibération n°2024-21 de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS 3)

[17] 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)

La régulation spécifique sur les coûts unitaires du projet Linky, détaillée dans la délibération de la CRE du 17 juillet 2014, avait notamment pour objectif d'inciter Enedis à maîtriser ses coûts d'investissements. Elle prévoit donc le calcul, chaque année, d'une BAR de référence fondée sur les coûts unitaires évalués avant le début du projet permettant le versement d'un bonus sur les investissements qui ont pu être évités.

Le déploiement massif étant désormais achevé, il n'y a plus de nouveaux investissements associés au projet Linky intégrant la BAR Linky. Dans ces conditions, l'incitation à la maîtrise des coûts n'est plus utile. A ce titre, la CRE avait indiqué dans sa délibération n°2024-122 du 26 juin 2024[18] vouloir évaluer la pertinence du cadre de régulation du projet Linky dans le cadre des travaux d'élaboration du TURPE 7 HTA-BT. La CRE a proposé, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, de mettre fin à la régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissements du projet Linky à partir du TURPE 7.

Une majorité des répondants est favorable à l'arrêt de cette régulation incitative. Ils considèrent qu'à l'issue du déploiement massif, cette régulation incitative n'a plus lieu d'être. Les répondants s'étant montrés défavorables considèrent qu'un tel arrêt constituerait une modification substantielle du cadre de régulation du projet Linky.

La CRE salue la performance d'Enedis sur la maîtrise des coûts du projet Linky. Elle estime qu'il est pertinent qu'Enedis perçoive une partie du bénéfice pour la collectivité permis par les investissements évités. Néanmoins, elle considère aussi que ces incitations doivent être limitées en proportion.

La CRE considère que le versement d'un bonus calculé sur la base d'une BAR de référence serait disproportionné en termes de montant, au regard des bénéfices du projet Linky pour la collectivité en termes d'investissements évités, s'il était versé sans plafond sur la durée de vie des actifs, ce d'autant que son caractère incitatif a disparu avec la fin du déploiement massif en 2021.

La CRE décide donc de plafonner les montants pouvant être versés à Enedis au titre de la régulation incitative à 20 % du montant des investissements évités en recourant à un mécanisme inspiré des régulations prévues pour les coûts unitaires des autres investissements d'Enedis.

Elle réaffirme son attachement à la stabilité du cadre de rémunération du projet Linky défini par la délibération du 17 juillet 2014.

2.1.5. 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.

La CRE a présenté dans sa consultation publique 11 octobre 2024 la demande d'Enedis de faire évoluer le traitement tarifaire pour une partie des recettes de raccordement. Une part des recettes associées au raccordement des installations, correspondant aux recettes de raccordement des IRVE et des ENR, ne serait plus restituée immédiatement aux utilisateurs par une diminution des charges d'exploitation mais conservée par Enedis. Enedis restituerait le montant de ces recettes de l'année N de manière lissée sur 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.

La CRE, dans son analyse préliminaire, considérait que la demande d'Enedis présentait des obstacles importants qui ne permettaient pas d'envisager sa mise en œuvre pour le TURPE 7. Notamment, Enedis ne prévoit pas de modification de sa méthode comptable. Comptablement, les recettes de raccordement concernées par cette évolution seraient donc toujours comptabilisées en tant que recettes et le financement des actifs continuerait d'être imputé à Enedis. La méthode proposée par Enedis reviendrait ainsi 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.

[18] 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 1er août 2024 et sur l'évolution du paramètre R_f au 1er août 2024

En outre, concernant la part des recettes qui ne serait plus restituée immédiatement au tarif, proposée à un peu plus de 50 % par Enedis, la CRE considérait que ce ratio n'était pas justifié par des arguments économiques robustes et risquait donc de fragiliser le cadre de rémunération.

Enfin, la CRE considérait qu'Enedis a 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.

La majorité des acteurs est en accord avec l'analyse présentée par la CRE.

La CRE maintient sa position défavorable à l'égard de cette demande d'Enedis et ne modifie pas le traitement des contributions de raccordement.

2.2. Calendrier tarifaire

2.2.1. Une période tarifaire d'environ quatre ans

Le tarif TURPE 6 HTA-BT a été fixé pour une durée d'environ quatre ans. Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE envisageait de maintenir cette durée pour le tarif TURPE 7 HTA-BT.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché se sont déclarés favorables au maintien de cette durée d'environ quatre ans, considérant, comme la CRE, qu'elle offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs de réseaux.

Le tarif TURPE 7 HTA-BT s'appliquera donc pour une durée d'environ quatre ans, à compter du 1er août 2025. Il couvrira les charges des années calendaires 2025 à 2028. Il évoluera annuellement, au 1er août de chaque année, selon les modalités décrites au 2.2.2 de la présente délibération.

Clause de rendez-vous à mi-période tarifaire

Par ailleurs, le tarif TURPE 7 HTA-BT prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par Enedis au bout de deux ans.

Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2027 et 2028) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif TURPE 7 HTA-BT se trouve modifié d'au moins 1 %.

2.2.2. Principes de l'évolution annuelle du tarif

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT, et afin d'éviter des évolutions annuelles trop marquées, la CRE a retenu une évolution annuelle mécanique :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1er août de l'année N exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1er août de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixé par la CRE, égal à +0,31 % pour le TURPE 6 HTA-BT ;
- k est le facteur d'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP ; k est compris entre +2 % et -2 %.

Au vu notamment du niveau très élevé du CRCP de sortie du TURPE 6 HTA-BT, la CRE a proposé deux évolutions pour améliorer le rythme d'apurement du CRCP pendant le TURPE 7 HTA-BT :

- pour mieux prendre en compte l'effet de l'inflation, la mise à jour tarifaire annuelle pour l'année N prendrait en compte la correction de l'écart d'inflation au titre de l'année N-1 entre la prévision du projet de loi de finances (PLF) de l'année N et le niveau réalisé tel que calculé par l'INSEE ;
- le plafonnement du facteur d'apurement k serait fixé à +/-3 % contre +/-2 % pour le TURPE 6.

Compte tenu des réponses favorables à la consultation publique, la CRE retient ces évolutions.

En conséquence, le tarif TURPE 7 HTA-BT d'Enedis évoluera annuellement, à compter de 2026, le 1er août de chaque année, selon les principes suivants :

a) le niveau des grilles tarifaires évolue au 1er août de chaque année N du pourcentage de variation suivant, par rapport au niveau du tarif en vigueur au 31 juillet de l'année N :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1er août de l'année N exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près[19] ;
- *IPC* : 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'INSEE[20] 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 annuel sur la grille tarifaire fixé par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à -0,35 % (cf. paragraphe 3.3.2) ;
- k est le facteur d'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP ; k est compris entre +3 % et -3 % ;

b) Les paramètres R_f et C_{card} évoluent au 1er août de chaque année N selon les modalités précisées en paragraphe 5.2.3.1.

En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du TURPE 7 HTA-BT, des évolutions de la régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation d'Enedis (ajout, modification ou suppression d'indicateurs, d'objectifs ou d'incitations financières).

2.2.3. Calcul du solde de CRCP au 1er janvier de l'année N

Le solde global du CRCP est calculé après la clôture définitive des comptes annuels d'Enedis. Il est égal au montant à verser ou à déduire du CRCP au titre de l'année écoulée (année N-1) auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart entre le réalisé, pour chaque poste concerné, et les montants de référence définis en annexe 2. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part étant déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

[19] L'évolution de l'année N s'applique au coefficient non arrondi de l'année N-1.

[20] 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.

Les postes de charges et de recettes couverts pour tout ou partie au CRCP pour la période du TURPE 7 HTA-BT sont fixés au paragraphe 2.3.1.1 de la présente délibération. Les données comptables présentées par Enedis seront utilisées comme base des charges et produits réalisés pris en compte à travers le CRCP, quand cela est possible. Le cas échéant, la prise en compte des différents postes à travers le CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Ces contrôles pourront porter, en particulier, sur les investissements engagés par Enedis, sur les charges relatives aux pertes et sur les charges et recettes issues d'activités concurrentielles. Les conséquences des audits conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP. De même, les éventuelles primes ou pénalités liées aux mécanismes de régulation incitative sont prises en compte *via* le CRCP.

Le solde prévisionnel du CRCP de fin du TURPE 6 HTA-BT au 1er janvier 2025 est pris en compte pour l'élaboration des revenus autorisés prévisionnels du TURPE 7 HTA-BT et sera apuré sur les 4 ans du tarif. Cet apurement tient compte du rythme d'apurement du CRCP constaté au 1er janvier 2024, du fait du mouvement exceptionnel du TURPE 6 le 1er février 2025[21]. La différence entre le solde définitif du CRCP 2024 (qui sera fixé après la clôture des comptes 2024 d'Enedis) et le solde prévisionnel pris en compte dans la présente délibération sera apurée au travers de l'évolution tarifaire au 1er août 2026. Les montants de référence et les taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans la délibération du 21 janvier 2021 portant décision sur le TURPE 6 HTA-BT.

2.2.4. Calcul du coefficient k

L'évolution du niveau tarifaire annuel, au 1er août de l'année N, prend en compte un coefficient k qui vise à apurer, au 31 juillet de l'année N+1, le solde du CRCP constaté au 1er janvier de l'année N. Le coefficient k est plafonné à +/-3 %.

Le coefficient k est déterminé chaque année de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir, dans la limite de son plafonnement, la somme des coûts à couvrir suivants :

- le revenu autorisé prévisionnel lissé pour l'année N défini par la présente délibération, mis à jour de l'inflation et de l'évolution tarifaire du TURPE HTB entre le 1er août 2025 et le 1er août de l'année N ;
- l'apurement prévisionnel du solde du CRCP, sur l'année N.

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur des prévisions de nombre de consommateurs, de puissances souscrites et de volumes d'énergie acheminés détaillées dans la partie 3.2 de la présente délibération.

2.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.3.1. Régulation incitative des charges d'exploitation

Le TURPE 6 HTA-BT prévoit que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis difficiles à prévoir ou à maîtriser pour Enedis, font l'objet d'une incitation à 100 %.

Au vu du bilan positif des précédentes périodes tarifaires et de l'appréciation favorable des acteurs en réponse à la consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE reconduit ce principe pour le TURPE 7 HTA-BT.

Ainsi, à l'exception des postes de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au 2.3.1.1 de la présente délibération, les écarts par rapport à la trajectoire fixée pour le TURPE 7 HTA-BT seront à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

[21] Délibération n°2025-08 de la CRE du 15 janvier 2025 portant décision sur l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTA-BT au 1er février 2025

2.3.1.1. Couverture au CRCP de certains postes de charges et recettes

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 2.1.2 de la présente délibération, 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 et ont conduit Enedis à maîtriser ses charges d'exploitation comme le montre le bilan du cadre de régulation inclus dans la consultation publique du 11 octobre 2024. 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.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé plusieurs évolutions par rapport au TURPE 6 HTA-BT concernant la couverture des charges et produits d'Enedis par le CRCP.

« 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 du TURPE 6, ces charges sont entièrement incitées, comme la majorité des charges d'exploitation. 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 la charge d'Enedis. Enedis a demandé que les effets liés à l'évolution des prix de l'énergie et des taxes soient intégrés dans le périmètre du CRCP, du fait du caractère non maîtrisable par Enedis des prix de l'électricité et du gaz sur les marchés, et sur le modèle de la délibération de la CRE ATRD 7.

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. La CRE a proposé dans sa consultation publique de couvrir au CRCP à 100 % les effets prix sur la base d'une référence de prix pour l'électricité et le gaz.

Toutefois, le montant des reversements d'Enedis à EDF est fixé dans le cadre d'un contrat négocié entre les différentes entreprises concernées. Afin de maintenir un cadre de régulation incitatif pour cette compensation, la CRE a proposé dans sa consultation publique de maintenir une incitation, éventuellement partielle, sur les volumes d'énergie consommés au titre du tarif agent, en cohérence avec les efforts de sobriété nécessaires à la transition écologique.

La plupart des répondants s'étant exprimés sur cette proposition sont favorables à un alignement du TURPE 7 sur les modalités retenues pour l'ATRD 7.

La CRE confirme ses analyses et maintient pour le TURPE 7 HTA-BT l'incitation sur la partie « volume » des charges liées au tarif agent, considérant qu'elle est en partie maîtrisable et prévisible par Enedis et que les efforts nationaux de sobriété de consommation promus par les pouvoirs publics s'appliquent également aux bénéficiaires du tarif agent. Cette évolution est similaire à celle déjà décidée par la CRE pour les opérateurs gaziers dans les tarifs ATRD 7, ATRT 8 et ATS 3.

S'agissant des effets prix, les effets liés à l'évolution des prix de l'énergie et des taxes sont couverts à 100 % au CRCP pour la période TURPE 7. La CRE retient une référence de prix de l'électricité et du gaz fondée sur des publications récurrentes et objectives :

- pour l'électricité, les tarifs réglementés de vente de l'électricité (sous réserve des effets d'éventuels boucliers tarifaires ou équivalents) ;
- pour le gaz, le prix repère de vente du gaz, avec l'option adaptée à la consommation moyenne des bénéficiaires du tarif agent (sous réserve des effets d'éventuels boucliers tarifaires ou équivalents).

L'écart de prix entre la trajectoire prévisionnelle et cette référence, constaté chaque année *ex post*, sera couvert au CRCP à 100 %. Les écarts qui proviendraient du choix d'une référence de prix pour le calcul des charges liées au tarif agent différente de celle retenue par la CRE ne seront pas couverts. Les modalités de calcul sont décrites dans l'annexe 4 confidentielle de la présente délibération.

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, portant sur 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.

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.

La majorité des contrats de concession a été renouvelée pendant le TURPE 6. La CRE considère qu'Enedis disposera d'un niveau satisfaisant de visibilité sur le rythme de renouvellement des contrats sur la période TURPE 7. Ainsi, la CRE a proposé, dans sa consultation publique, de ne plus inclure ce poste de charges au CRCP.

Les acteurs s'étant exprimés sur cette proposition y sont défavorables, notamment parce que certains contrats de concession restent à négocier, ou considérant que l'incitation des charges liées aux redevances incite Enedis à limiter les moyens financiers des concédants dans les négociations des contrats.

La CRE considère que le nombre de contrats restant à négocier pendant la période TURPE 7 est faible et que la visibilité sur le rythme de renouvellement et les charges correspondantes est suffisante pour Enedis. La couverture tarifaire partielle prévue dans le TURPE 6 HTA-BT, portant sur le rythme de négociation des contrats, n'est donc plus pertinente. Les charges relatives aux redevances de concession sont incitées à 100 % dans le tarif TURPE 7 HTA-BT.

Charges d'irrécouvrables liées aux défaillances de fournisseurs

Dans le TURPE 6 HTA-BT, 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.

Dans sa demande tarifaire pour le TURPE 7, Enedis a demandé la couverture au CRCP des charges dues aux impayés des fournisseurs correspondant au TURPE, lorsque ces impayés sont passés en irrécouvrables. Enedis considère notamment que le contrat GRD-F, qui encadre les relations contractuelles entre les GRD et les fournisseurs d'électricité, ne protège pas suffisamment les GRD du risque d'impayés des fournisseurs.

La CRE a proposé dans sa consultation publique de ne pas accéder à la demande d'Enedis concernant la couverture de ces charges d'impayés des fournisseurs. D'une part, la CRE considère que les dispositions du nouveau contrat GRD-F protègent mieux les GRD contre ce risque, en ce qu'elles prévoient la présentation au GRD d'une garantie bancaire ou le dépôt d'une garantie. La CRE considère par ailleurs 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. Enfin, lorsque les utilisateurs du réseau se sont déjà acquittés du TURPE auprès de leur fournisseur, la CRE considère que la prise en charge au CRCP de ces charges constituerait une double facturation du TURPE pour ces derniers.

Plusieurs acteurs, parmi lesquels des gestionnaires de réseaux, sont défavorables à la proposition de la CRE. Ils considèrent que les charges associées à la défaillance d'un fournisseur ne sont ni anticipables, ni maîtrisables, et relèvent donc du CRCP. Une majorité de répondants sont toutefois favorables aux orientations préliminaires de la CRE.

La CRE considère, comme elle l'a écrit dans sa consultation publique, qu'Enedis dispose de plusieurs leviers vis-à-vis du risque de défaillance des fournisseurs et des charges associées. Parmi ces leviers figurent la demande de garantie bancaire ou d'un dépôt de garantie auprès des fournisseurs, dans le cadre du contrat GRD-F, mais aussi les voies de droit commun.

Les charges relatives aux impayés liées à des défaillances de fournisseurs sont incitées à 100 % dans le TURPE 7 HTA-BT.

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 restant à sa charge augmente.

Dans sa demande tarifaire pour le TURPE 7, Enedis a demandé 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.

Dans sa consultation publique, la CRE s'est montrée défavorable à cette demande. Elle a considéré que l'allocation des ressources internes à la gestion d'un évènement climatique est difficilement auditable *a posteriori*, et qu'il relevait de la gestion de l'opérateur de procéder aux optimisations nécessaires en cas de survenue d'événements exceptionnels.

Cette proposition n'a pas fait l'objet de retour parmi les réponses à la consultation publique. Compte tenu de l'analyse précitée, cet effet n'est pas couvert au CRCP pour le TURPE 7 HTA-BT.

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 de leurs comptes, sachant que le montant du FPE est déterminé un an après le TURPE. Ainsi, au CRCP au titre de 2026, Enedis sera couvert de l'écart entre les charges prévisionnelles incluses dans le TURPE 7 HTA-BT, et les charges prévisionnelles du FPE qui seront déterminées par la CRE en 2026 pour la période 2026-2029.

Enedis réalise des prestations d'assistance à EDF SEI concernant notamment certains systèmes d'information industriels ou systèmes télécom. Enedis a demandé qu'outre les écarts sur les charges du FPE, les écarts entre les montants de recettes d'Enedis prévus dans le TURPE 7 et les montants des charges correspondantes d'EDF SEI 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.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé d'accéder à la demande d'Enedis, afin de couvrir Enedis du même risque dont il est aujourd'hui protégé pour l'écart sur les charges. Une telle couverture n'aurait pas d'impact sur le consommateur final, puisqu'elle serait symétrique entre Enedis et EDF SEI.

Cette proposition n'a pas fait l'objet de retour parmi les réponses à la consultation publique. Compte tenu de l'analyse précitée, pour la période TURPE 7, l'écart sur les recettes d'Enedis au titre des contrats avec EDF SEI, dont les charges sont couvertes par le FPE d'EDF SEI, est couvert au CRCP.

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. Enedis étudie des scénarios d'arrêt de la TCFM et d'éventuelles solutions alternatives. Dans sa demande tarifaire, Enedis a demandé que le coût des solutions alternatives ainsi que les économies permises (fin des coûts de maintien) soient intégrés au CRCP.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de ne pas couvrir ce poste de charges au CRCP pour la période TURPE 7. Elle a en effet considéré qu'indépendamment du scénario technologique qui sera retenu *in fine*, il était nécessaire de maintenir une incitation pour Enedis à opter pour les solutions les plus efficaces pour la collectivité.

Cette proposition n'a pas fait l'objet de retour parmi les réponses à la consultation publique, hormis d'un acteur dont les arguments ne sont pas de nature à remettre en question la proposition de la CRE. Ainsi, le coût des alternatives ainsi que les économies permises (fin des coûts de maintien) par le remplacement du signal issu de la Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale n'est pas couvert au CRCP pour le 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 de préfinancement par le TURPE des raccordements IRVE en résidentiel collectif, les éventuels travaux annexes demandés à Enedis sont également préfinancés par le TURPE et 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 sont 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 a demandé leur intégration au CRCP et a intégré une trajectoire dans sa demande tarifaire, estimée à 64 M€ en 2025 et jusqu'à 224 M€ en 2028.

Dans sa consultation publique, la CRE a considéré que la couverture des charges associées au CRCP était justifiée compte tenu de l'inclusion au CRCP des recettes au titre des études et travaux annexes dans la quote-part restituée, contrairement aux autres types de travaux annexes.

En revanche, la CRE a proposé d'inciter Enedis à maîtriser les coûts des travaux annexes à partir de la deuxième moitié de la période TURPE 7.

Cette proposition n'a pas fait l'objet de retour parmi les réponses à la consultation publique, à l'exception d'Enedis. Enedis a considéré qu'il n'était pas pertinent d'ajouter une régulation incitative supplémentaire sur la réalisation de ces travaux, notamment parce qu'il s'agit d'une activité en démarrage avec peu de retours d'expérience.

Les charges d'exploitation relatives aux études et travaux annexes des raccordements des IRVE en résidentiel collectif sont intégrées au CRCP pour le TURPE 7. Dans la perspective d'une éventuelle incitation d'Enedis sur les coûts unitaires des travaux annexes à mi-période, elle demande à Enedis de mettre en œuvre un suivi des coûts unitaires associés à ces travaux à compter du 1er janvier 2025.

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

Dans le cadre de l'article L. 342-24 du code de l'énergie, la CRE a défini les modalités du dispositif de réduction de la puissance de raccordement d'un site de soutirage lorsqu'elle n'est pas utilisée[22]. Enedis a demandé dans son dossier tarifaire que les charges associées et les éventuelles indemnités à verser aux consommateurs concernés soient couvertes au CRCP.

Aucun acteur ne s'est exprimé à ce sujet en réponse à la consultation publique. Comme elle l'a présenté en consultation publique, la CRE estime que les éventuelles indemnités versées par les gestionnaires de réseaux s'apparentent à des contributions de raccordement négatives. Ainsi, la CRE considère que les éventuelles indemnités consécutives à la réduction de la Pracc pour le TURPE 7 HTA-BT sont déjà couvertes au CRCP via les recettes de raccordement. Ces indemnités seront comptabilisées en déduction des recettes de raccordement, pour les clients raccordés à compter de l'entrée en vigueur du dispositif susmentionné. Les indemnités versées aux clients raccordés préalablement à l'entrée en vigueur de ce dispositif ne font pas l'objet d'une couverture au CRCP.

Ouvrages HTA1 en propriété de RTE

RTE est actuellement propriétaire d'ouvrages exploités à un niveau de tension relevant de la distribution (HTA), notamment de certains 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 a demandé qu'elle soit couverte au CRCP. 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. La CRE a donc proposé dans sa consultation publique de couvrir au CRCP ces coûts sur demande justifiée des opérateurs.

Cette proposition n'a pas fait l'objet de retour parmi les réponses à la consultation publique.

Les coûts associés aux transferts des ouvrages HTA1 en propriété de RTE vers le périmètre d'Enedis sont couverts à 100 % au CRCP, sur demande justifiée des opérateurs et après validation de la CRE sur la base d'un dossier justifié d'Enedis et sous réserve de l'approbation par la CRE au titre de l'article L. 111-17 du code de l'énergie de la convention précisant les principes de transfert des actifs HTA1 vers le périmètre d'Enedis.

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, telles que l'expérimentation de la Limitation Temporaire de Puissance en 2024.

Enedis a demandé la couverture au CRCP des éventuelles indemnités associées à la mise en place d'expérimentations réglementaires futures de ce type. Dans sa consultation publique, la CRE a considéré que ces indemnités expérimentales étaient exceptionnelles et ne devaient pas se traduire par une augmentation du TURPE. A ce titre, elle a proposé dans sa consultation publique de ne pas accéder à la demande d'Enedis.

Un répondant à la consultation publique s'est exprimé sur cette proposition et a considéré que la couverture de ces indemnités au CRCP était pertinente, ces dernières n'étant pas prévisibles.

[22] Délibération n°2024-229 de la CRE du 18 décembre 2024 portant décision sur les modalités d'évolution de la puissance de raccordement électrique en soutirage des installations et les modalités d'indemnisation

La CRE maintient son analyse et décide de ne pas couvrir ces coûts au CRCP pour le TURPE 7.

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 HTA-BT prévoyait la couverture de ces charges au CRCP, mais Enedis n'a demandé la couverture d'aucune charge associée au cours de la période tarifaire. Enedis a proposé de renouveler ce cadre à l'identique pour la période TURPE 7. Dans sa consultation publique, la CRE a proposé la mise en place d'un cadre *ad hoc* pour inciter Enedis à généraliser le recours aux flexibilités pour la période TURPE 7. Dans ce cadre, les coûts de développement pour permettre le recours aux flexibilités 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 car dépendant de processus concurrentiels, la CRE a proposé qu'ils soient couverts au CRCP.

Certains répondants à la consultation publique ont insisté sur la nécessité d'allouer les moyens au gestionnaire de réseau pour réaliser les actions prévues par la régulation incitative pour le développement des flexibilités et des actions prioritaires.

Au vu de ces éléments, la CRE retient dans le TURPE 7 HTA-BT une incitation pour Enedis au développement des flexibilités. Ce cadre, détaillé dans la partie 2.3, prévoit notamment qu'Enedis conserve 20 % des gains financiers permis par le recours à la flexibilité. Dans ce cadre, seules les charges de réservation ou d'activation des flexibilités sont incluses au CRCP.

Recettes issues d'activités concurrentielles

Ce poste n'a pas fait l'objet d'une demande d'Enedis, mais la CRE a proposé dans sa consultation publique d'étendre la couverture de ce poste par le CRCP.

Dans sa 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* ». Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de reconduire cette disposition pour le TURPE 7 : les montants reversés seraient examinés au cas par cas, afin de refléter les coûts de développement des compteurs évolués financés par le TURPE.

En outre, la CRE a proposé d'inclure dans ce poste tous les reversements des activités concurrentielles à l'activité régulée, au titre de l'utilisation, pour leur réalisation, 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.

La plupart des répondants s'étant exprimés sont favorables à la proposition de la CRE.

La CRE maintient son analyse. Lorsque les ressources d'Enedis sont mobilisées sur une activité concurrentielle, les recettes correspondantes pour Enedis seront incluses dans le CRCP du TURPE 7 HTA-BT.

Projet de loi de finances pour l'année 2025

À la suite de la consultation publique, et consécutivement à l'adoption d'une motion de censure par l'Assemblée nationale le 4 décembre 2024, Enedis a demandé la prise en compte au CRCP des conséquences du PLF pour l'année 2025 pour le TURPE 7 HTA-BT.

La CRE constate que les impôts et les taxes sont incités à 100 % pour les opérateurs de réseaux dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT. La CRE estime toutefois que la situation liée à l'adoption du PLF pour l'année 2025 est exceptionnelle et que les implications associées sont particulièrement imprévisibles.

En conséquence, la CRE pourra prendre en compte au CRCP les implications de la loi de finances pour l'année 2025[23], sur la base d'une demande argumentée d'Enedis.

Changement de doctrine comptable

La CRE prévoit qu'en cas de modification de la doctrine comptable d'Enedis entraînant le transfert de charges d'exploitation vers des dépenses d'investissement au cours de la période TURPE 7, les montants correspondants seront, le cas échéant, restitués aux utilisateurs *via* le CRCP.

En conséquence, les postes inclus au périmètre du CRCP pour le TURPE 7 HTA-BT sont les suivants :

Postes couverts en totalité au CRCP

L'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour l'établissement des trajectoires de charges nettes d'exploitation et l'inflation réellement constatée est couvert en totalité au CRCP, selon les modalités précisées en annexe 2.

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 de la 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 2.4.1.3) ;
- 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 2018[24] ;
- les charges de réservation ou d'activation des flexibilités ;
- les charges d'exploitation relatives aux études et travaux annexes des raccordements des IRVE en résidentiel collectif ;
- les charges associées aux transferts des ouvrages HTA1 en propriété de RTE vers le périmètre d'Enedis sur demande justifiée des opérateurs et validation de la CRE ;
- 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, incluant l'écart sur les recettes des prestations facturées à EDF SEI ;
- les postes de recettes et assimilés :
    - les recettes tarifaires d'Enedis ;
    - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement ;
    - les recettes associées à la contractualisation et à l'activation des flexibilités ;
    - 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 ;
    - les recettes issues d'activités concurrentielles financées par le TURPE.

[23] Loi n°2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025

[24] 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

Postes couverts en partie au CRCP

- les charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques dépassant une trajectoire de référence (cf. partie 3.1.1) ;
- les indemnités pour coupure longue dépassant une trajectoire de référence (cf. partie 2.6.3) ;
- les moins-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains, au cas par cas (cf. partie 2.1.1.8) ;
- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. partie 2.1.1.8), 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 2.1.1.8) ;
- les charges du tarif agent liées à l'évolution des prix de l'énergie et des taxes, conformément aux modalités de couverture détaillées dans l'annexe 4 ;
- les écarts sur les charges résultant des dispositions de la loi de finances 2025 (les modalités de financement du Facé sont traitées en annexe 11), sur la base d'une demande argumentée d'Enedis.

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 2.3.1.2) ;
- les coûts unitaires des investissements dans les réseaux (cf. partie 2.3.2.1) ;
- la qualité de service, les raccordements et la qualité d'alimentation (cf. parties 2.5, 2.4 et 2.6)[25] ;
- le recours aux flexibilités (cf. partie 2.7) ;
- les actions prioritaires (cf. partie 2.10) ;
- les charges de recherche et développement (R&D), conformément aux modalités de couverture détaillées en partie 2.8.

2.3.1.2. Régulation incitative des pertes

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 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. La crise des prix de gros de l'électricité explique le doublement de ce montant par rapport à la période tarifaire TURPE 5. La couverture des pertes d'Enedis constitue un enjeu financier important, en particulier dans un contexte d'évolutions importantes telles que la fin de l'ARENH en 2026.

[25] 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.

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

Le cadre de régulation incitative des pertes a fait l'objet de plusieurs évolutions. Le coût des pertes est globalement couvert au réel dans le TURPE *via* une prise en compte par le CRCP. Par ailleurs, le coût des pertes varie en fonction des volumes de pertes ou du prix d'achat des pertes. Les volumes de pertes peuvent fluctuer en fonction des conditions climatiques, de la croissance de la consommation et du déploiement de la production décentralisée ou encore des choix retenus concernant les investissements sur le réseau tandis que le prix d'achat des pertes est influencé par les prix de gros. Depuis le TURPE 3, la CRE a introduit différents mécanismes d'incitation d'Enedis sur le coût des pertes.

Le TURPE 6 HTA-BT incite 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 influent sur le volume et le prix d'achat des pertes, la CRE considère qu'Enedis dispose de marges de manœuvre partielles pour limiter 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.

La régulation incitative mise en place pour le TURPE 6 HTA-BT reposait 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 (soit les années 2024 et 2025), l'incitation est calculée comme suit :
    - Incitation sur les prix : $Incitation\ prix = 20\ \% * V_{constaté} * (P_{ref} - P_{constaté})$

      Avec :
        - $V_{constaté}$ 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 était suivie, dans le cadre de la régulation de la qualité de service, à travers deux indicateurs (cf. partie 2.5.2) :

- 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.

2.3.1.2.1.1. Incitation sur le volume de pertes

Le volume de référence est calculé dans le TURPE 6 HTA-BT 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 rapporté aux soutirages, 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 polynomial qui correspond au modèle 2020 d'Enedis pour les pertes techniques a été utilisée dans le TURPE 6 HTA-BT.

S'agissant des pertes non techniques, afin notamment d'identifier et de suivre spécifiquement les gains associés à Linky, le TURPE 6 HTA-BT prévoit 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 ces taux en considérant les objectifs de baisse fixés dans le modèle économique Linky en 2014 et a fixé une cible pour 2024 concrétisant une baisse de 3 TWh des PNT.

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.

2.3.1.2.1.2. 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 à terme issu d'une stratégie d'achat de référence fondée sur une couverture progressive du risque prix. Ce panier comporte majoritairement des produits à terme de type « base » et « pointe » dont l'achat peut être étalé sur plusieurs années. Les produits spot sont marginaux et n'ont vocation à équilibrer que de faibles écarts résiduels. Les modalités de calcul du prix de référence figurent dans une annexe confidentielle de la délibération tarifaire afin de ne pas orienter le comportement des différents acteurs susceptibles de répondre aux appels de marché de RTE et d'Enedis. Cette approche a pour objectif de couvrir l'opérateur contre le risque d'évolution des prix de gros et de ne l'inciter que sur la performance de sa stratégie d'achat.

2.3.1.2.2. Adaptation de la régulation incitative pour le 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 a proposé, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, de maintenir le dispositif dans le TURPE 7 HTA-BT tout en le faisant évoluer à la marge, selon les modalités présentées ci-après. Les évolutions envisagées par la CRE portaient notamment sur la définition du niveau du taux de pertes, sur le rehaussement du plafonnement de l'incitation ainsi que sur les modalités de calcul de l'incitation.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable aux évolutions envisagées par la CRE, rappelées ci-après.

Régulation incitative sur le volume des pertes pour le TURPE 7 HTA-BT

Demandes d'Enedis

Enedis a proposé de définir un taux de référence global basé sur la somme des volumes de pertes techniques et de pertes non techniques fixé pour toute la période à un niveau équivalent à celui estimé pour 2023 à savoir 6,88 %, afin de tenir compte du contexte inédit d'augmentation des fraudes.

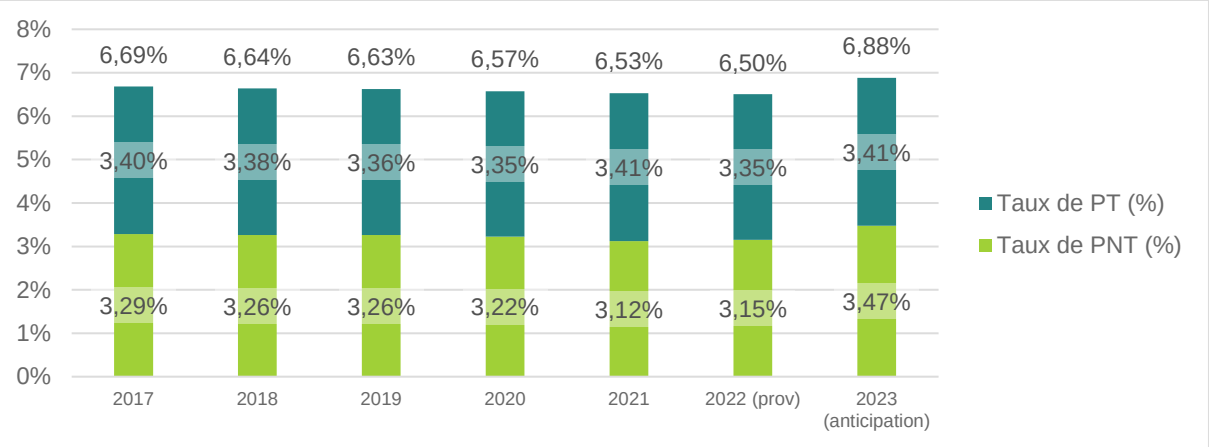


Figure 1 – Evolution des taux de pertes totales réalisés d'Enedis depuis 2017

Consultation publique et analyse de la CRE

Dans sa consultation publique d'octobre 2024, la CRE a proposé de prendre en compte le contexte inédit de ces dernières années concernant les fraudes tout en fixant des objectifs de baisse des pertes non techniques en les liant, notamment, avec les gains Linky attendus.

Pour cela, les taux de référence envisagés se fondent sur l'estimation d'Enedis du taux 2023 de 6,88 %, mais en y appliquant deux retraitements en lien, d'une part, avec la part des gains Linky attendue et non atteinte à ce jour et, d'autre part, avec les nouveaux moyens mis en place pour la lutte contre les fraudes.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à cette évolution proposée par la CRE. Cependant, certains acteurs considèrent que la trajectoire envisagée n'est pas assez ambitieuse, car en ne considérant que des baisses liées aux PNT, la CRE suppose que le niveau des pertes techniques restera stable. En sus, ils appellent à maintenir un suivi distinct des pertes techniques et non techniques afin qu'Enedis soit incité à réduire ses pertes techniques.

La CRE considère que l'objectif est la réduction du volume total des pertes et l'incitation sur un taux couvrant à la fois les pertes techniques et non techniques.

Ainsi, le taux de référence des pertes retenu par la CRE est défini dans le tableau ci-dessous.

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

Tableau 3 – Taux de référence des pertes totales envisagés pour la période TURPE 7

Régulation incitative sur le prix d'achat des pertes pour le TURPE 7 HTA-BT

Le principe du dispositif retenu par la CRE pour le TURPE 7 est identique à celui du TURPE 6, à savoir une stratégie de couverture progressive du risque prix, incitant Enedis à acheter régulièrement des quantités dont le cumul permet de couvrir le volume total annuel de pertes, en énergie et en capacité.

La méthodologie de calcul du prix de référence retenue par la CRE 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 a proposé, dans sa consultation publique d'octobre, 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.

Les réponses des acteurs à la consultation publique sont partagées. Une partie des acteurs soutient la proposition de la CRE, estimant que l'ajustement du plafond de l'incitation permet de maintenir l'incitation à la maîtrise par Enedis de ses pertes. D'autres acteurs estiment que le plafond est trop bas au regard, notamment, de l'importance de ce poste de coût dans les charges du TURPE. Enfin, une troisième partie des acteurs est défavorable aux évolutions proposées par la CRE car Enedis ne dispose que de leviers d'actions limités et que les objectifs de baisse des taux de pertes sont trop exigeants.

La CRE considère qu'Enedis dispose de marges de manœuvre partielles pour réduire le coût des pertes et que la baisse prévue des pertes *via* le compteur Linky et la mise en place du plan de lutte contre les fraudes doit se matérialiser dans les objectifs. A ce titre, la hausse proposée du plafond adossée à une baisse du niveau du taux de pertes matérialise l'ambition de voir Enedis maîtriser ses pertes de réseaux. La CRE retient une hausse du plafond égale à +15 %.

Le plafond par année de livraison de l'incitation est ainsi relevé à +/-46 M€ et appliqué lors du calcul du montant définitif.

Modalité de calcul de l'incitation

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

La fusion des processus Ecarts et Recotemp avec la mise en place du système cible réalisée en octobre 2024 permettront un gain global d'un an sur la temporalité de la Recoflux. Pour tenir compte de cette évolution, le calcul et la répercussion de l'incitation sont avancés d'une année. Le tableau ci-dessous résume l'application de ce changement de temporalité :

		Année de livraison							
		2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Revenu autorisé année N	**2023**	définitif	provisoire						
	2024		définitif	provisoire					
	2025			définitif	provisoire				
	2026				définitif	définitif	provisoire		
	2027						définitif	provisoire	
	2028							définitif	provisoire

Tableau 4 – Modalités de calcul de l'incitation

Compte tenu du mode de calcul de l'incitation sur la régulation incitative des pertes (basé sur les achats réalisés pour les années N-1 et N-2), pour le CRCP au titre de l'année 2026, le calcul de l'incitation (portant sur les années 2024 et 2025 et 2026) utilisera les incitations définitives au titre de l'année 2024 et 2025 (au titre de 2024, l'écart entre le provisoire et le définitif sera pris en compte, au titre de 2025 le calcul définitif est retenu) en appliquant les paramètres présentés dans la délibération TURPE 6, l'incitation provisoire au titre de l'année 2026 en appliquant les paramètres présentés dans la délibération TURPE 7.

Enedis pourrait ainsi percevoir un bonus ou un malus double (±92 M€/an) pour le calcul du revenu autorisé de l'année 2026 (CRCP au titre de l'année 2026) qui comprendra une année de livraison supplémentaire.

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

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

2.3.2. Régulation incitative des investissements

La CRE maintient pour le TURPE 7 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 ».

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

2.3.2.1.1. Rappel du dispositif du TURPE 6 HTA-BT

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 et pour les postes HTA/BT préfabriqués) ;
- 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 initiales de ces paramètres ont été estimées à partir des coûts des investissements mis en service entre 2016 et 2019. Pour la suite :

- pour chaque année, 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 la 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.

2.3.2.1.2. Adaptation du dispositif pour le TURPE 7

Dans sa consultation publique d'octobre 2024, la CRE a présenté un bilan de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement du TURPE 6. La régulation incitative sur les coûts unitaires ayant permis d'inciter Enedis à la maîtrise de ses coûts malgré la dérive constatée, la CRE a proposé de la reconduire pour la prochaine période tarifaire.

La plupart des répondants à la consultation publique se sont exprimés en faveur du maintien de la régulation incitative des coûts unitaires.

La CRE reconduit le principe du dispositif pour le TURPE 7 HTA-BT.

Pour tenir compte de l'évolution de la nature des investissements futurs d'Enedis, la CRE a également envisagé dans sa consultation publique d'étendre le périmètre d'incitation, 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) ;
- les raccordements par le biais de liaisons réseaux et de colonnes montantes, avec ou sans dérivation individuelle. Dans sa consultation publique, la CRE a également envisagé 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.

Les répondants à la consultation publique sont partagés concernant l'extension du périmètre. Certains acteurs considèrent cette proposition particulièrement justifiée du fait de l'ampleur des travaux à réaliser et de ses impacts sur le niveau du TURPE. D'autres répondants relèvent des défauts dans la méthode appliquée affectant la juste appréciation de la performance de l'opérateur sur les nouveaux postes considérés (ouvrages trop hétérogènes, impacts de circonstances conjoncturelles concernant l'approvisionnement, etc.).

La CRE estime qu'Enedis a des leviers pour maîtriser ses coûts d'approvisionnement. A ce titre et dans un contexte où la trajectoire d'investissements d'Enedis est en forte hausse, la CRE étend le périmètre à plusieurs catégories correspondant à une partie des investissements dans les postes sources, aux postes HTA-BT, aux transformateurs individualisés HTA-BT et aux ouvrages collectifs de branchement.

Concernant les ouvrages des branchements individuels, les catégories d'actifs « liaisons réseaux » et « branchements individuels » n'étaient pas suivies individuellement par Enedis avant 2022, date de la mise en œuvre du projet ADELE (Actif Détaillé et Localisé). Pour ces actifs, ainsi que pour le tracé cartographique réseau dont les coûts unitaires ne sont pas non plus suivis actuellement, la CRE met en place un suivi des coûts unitaires sur les années 2025 et 2026 en vue de les intégrer éventuellement dans la régulation incitative sur les années 2027 et 2028.

Afin d'intégrer l'effet d'une hausse ou d'une baisse des coûts unitaires qui n'aurait été ni prévisible ni maîtrisable par Enedis, le TURPE 7 HTA-BT prévoit la possibilité d'actualiser, à l'initiative de la CRE, le niveau de référence à mi-période en fonction de l'évolution constatée des coûts en 2024 et 2025.

La CRE rehausse le plafond financier de la régulation incitative sur les coûts unitaires, d'une part en proportion de l'augmentation du périmètre de l'incitation rapporté aux investissements d'Enedis dans les réseaux, d'autre part de +15 % supplémentaires comme elle le fait pour les autres régulations incitatives. Le plafond de l'incitation est ainsi fixé à +/-41 M€ par année de mise en service et appliqué lors du calcul du montant définitif, afin de renforcer l'incitation à la maîtrise de ses coûts et tenir compte de l'augmentation du périmètre de l'incitation.

Les valeurs des paramètres ainsi que les coefficients annuels d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2025-2028 sont définis dans une annexe confidentielle à la présente délibération (annexe 5). Le niveau de référence pour chacune des catégories est recalé sur la base des données des années 2021 à 2023.

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

Enedis est incité à maîtriser ses charges de capital normatives au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre de charges dites « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). Ce cadre de régulation a été introduit dans le TURPE 5 et a été prolongé dans le TURPE 6.

Ces postes de charges sont par nature susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation. Le 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 des charges de capital, qui sont exclues du périmètre du CRCP à l'inflation près. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par l'opérateur 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 des infrastructures.

S'agissant du périmètre des investissements concernés par la régulation incitative, le contexte lié au déploiement de Linky avait conduit, au moment du TURPE 6, à exclure du périmètre de cette régulation certains projets SI qui présentaient un enjeu de cybersécurité ou des nouveaux projets SI qui étaient liés à la chaîne communicante et à la numérisation des activités de l'opérateur. Ces dépenses non incitées ont donc été prises en compte intégralement via le CRCP sur la période TURPE 6.

Dans sa demande tarifaire, Enedis a demandé qu'une partie de ses nouveaux projets d'investissements SI (à hauteur de 288 M€, soit 21 % des investissements SI d'Enedis pendant le TURPE 7) soient exclus du périmètre de la régulation incitative car présentant des coûts et des calendriers difficilement prévisibles. Ces dépenses concernent principalement des projets SI liés à la collecte et la gestion des données de mesure, à la transformation numérique et à la cybersécurité.

Dans sa consultation publique d'octobre 2024, la CRE a proposé de reconduire la régulation incitative à la maîtrise des investissements « hors réseaux ». S'agissant du périmètre des investissements, la CRE considère que, sauf justification détaillée pour un projet spécifique, les investissements « hors réseaux » doivent être inclus dans le périmètre de la régulation incitative. La demande formulée par Enedis réduirait le caractère incitatif du dispositif sur les investissements « hors réseaux » et n'est pas justifiée car les dépenses de la plupart 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). En revanche, la CRE considère que l'importance des enjeux sur la cybersécurité pour Enedis justifie d'exclure les investissements SI associés à la cybersécurité du périmètre de la régulation incitative.

Une majorité de répondants à la consultation publique sont en faveur de la reconduction du mécanisme pour le TURPE 7 HTA-BT. Certains acteurs s'interrogent sur la pertinence d'inclure certains projets informatiques au périmètre de la régulation, notamment des projets liés à la transition énergétique ou émanant de demandes des parties prenantes.

Au vu de ces éléments, la CRE reconduit pour le TURPE 7 HTA-BT la régulation incitative à la maîtrise des investissements « hors réseaux » d'Enedis, en excluant les projets SI liés à la cybersécurité.

La liste des projets concernés est la suivante :

Projets exclus du périmètre incité pour les investissements « hors réseaux »
Cybersécurité (22 M€ d'investissements pendant le TURPE 7 HTA-BT)
Projet XIII (33 M€ d'investissements pendant le TURPE 7 HTA-BT)

Tableau 5 – Liste des projets exclus du périmètre incité pour les investissements « hors réseaux »

Cette liste est susceptible d'évoluer au cours de la période du TURPE 7 HTA-BT en lien avec d'éventuels nouveaux développements de cybersécurité associés aux projets listés ci-dessus.

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 a proposé de demander un suivi spécifique à Enedis.

La CRE limite finalement sa demande de suivi au seul projet STM car il concentre la majorité des risques de dérive de coût.

Pendant le TURPE 7, les charges de capital pour les actifs dits « hors réseaux » incités seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles définies dans la présente délibération. En fin de période tarifaire, la CRE analysera les trajectoires de mise en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards de certains projets. La CRE demande à Enedis d'effectuer un suivi précis des mises en service, des durées d'amortissements et des dotations aux amortissements par projet pour chacune des années.

Le détail des trajectoires d'investissements et de CCN incitées est présenté en partie 3.1.4.

2.4. 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, le TURPE doit assurer l'efficacité des coûts et des délais de raccordement aux réseaux d'électricité.

La régulation incitative des raccordements d'Enedis a 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.

Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a proposé de renforcer les incitations financières d'Enedis sur les raccordements.

2.4.1. Rappel du dispositif du TURPE 6 HTA-BT

La CRE a déjà renforcé le niveau des objectifs et la force des incitations financières relatifs au raccordement dans le TURPE 6 HTA-BT. 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, sans être incités financièrement.

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.

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

La période TURPE 6 a été marquée par la croissance du nombre 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 croissance 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 HTA-BT montre que la régulation incitative sur les raccordements a atteint son objectif principal de stopper la dégradation constatée pendant le TURPE 5 sur les délais de raccordement. En particulier, les délais des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA ont fortement diminué. Pour autant, une grande partie des résultats restent en deçà des objectifs fixés par le TURPE 6 HTA-BT avec pour certains une nouvelle dégradation, notamment sur le délai moyen de raccordement des catégories BT > 36 kVA et HTA,

2.4.3. Adaptation du dispositif pour le TURPE 7

2.4.3.1. Enjeux du TURPE 7 HTA-BT et consultation publique de la CRE

L'ambition de neutralité carbone en 2050 signifie que des producteurs EnR et des consommateurs devront être raccordés massivement aux réseaux de distribution d'électricité d'ici cette échéance.

Dans ce contexte, la régulation incitative des raccordements au réseau de distribution est un enjeu majeur du TURPE 7 HTA-BT.

Dans sa consultation publique d'octobre 2024, la CRE a présenté un bilan détaillé du TURPE 6 HTA-BT sur les raccordements et a proposé des nouveaux objectifs pour le TURPE 7 tenant compte des performances réalisées tout en exigeant des résultats reflétant les performances d'un opérateur efficace. Les objectifs proposés des catégories d'ouvrages dont les délais ont été réduits prévoient une poursuite de l'amélioration et des niveaux plus bas que les objectifs du TURPE 6. Pour les catégories dont le délai moyen s'est dégradé (soutirage et injection en HTA et producteurs BT > 36 kVA), la CRE a proposé des objectifs prévoyant le retour aux délais moyens atteints en fin TURPE 5.

La CRE a également proposé d'augmenter fortement les plafonds des incitations financières d'Enedis relatives au raccordement et a identifié quatre axes de travail prioritaires pour le 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.

Les acteurs sont très majoritairement favorables aux orientations de la CRE.

La CRE renforce la régulation incitative des raccordements au réseau de distribution pour TURPE 7 HTA-BT. La hausse des plafonds de bonus et malus est supérieure à l'évolution du revenu autorisé, du fait de l'enjeu majeur que représente la réduction des délais de raccordement, ainsi que des nouvelles incitations venant compléter le dispositif. Les plafonds des bonus sont fixés au même niveau que ceux des malus afin d'inciter Enedis à réduire davantage ces délais de raccordement. Ainsi, les plafonds financiers de la régulation incitative du raccordement sont augmentés, à ±52 M€/an.

La liste détaillée des indicateurs relatifs au raccordement est présentée dans l'annexe 7.

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

La proposition de raccordement constitue un élément essentiel de 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.

La CRE a envisagé, conformément à la demande d'Enedis, 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.

S'agissant du segment BT ≤ 36 kVA, afin de tenir compte de l'exploitation généralisée de la téléopération pour les producteurs uniquement, la CRE a envisagé le retrait de ces affaires du périmètre incité et leur suivi sans incitation *via* un nouvel indicateur.

La majorité des répondants à la consultation est favorable à cette évolution. Le suivi sans incitation du délai d'envoi des propositions du segment des producteurs BT ≤ 36 kVA, dont la performance est jugée pérenne, est mis en place pour la période TURPE 7.

Concernant le segment soutirage, la CRE a envisagé un renforcement progressif du niveau des objectifs afin de continuer à inciter à l'amélioration les délais de cette catégorie. A partir du dernier objectif du 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 7).

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 des propositions techniques et financières (PTF), la CRE a envisagé :

- 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 7) ;
- d'autre part, de mettre en place un indicateur dédié aux remises des PTF les plus tardives, soit 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 TURPE 7.

La plupart des répondants à la consultation sont favorables à ces évolutions. Cependant, quelques acteurs sont opposés aux niveaux des objectifs envisagés. Certains regrettent une exigence en deçà du dernier objectif TURPE 6 au regard des enjeux sur cette catégorie. D'autres considèrent ces objectifs trop ambitieux au vu de la dégradation récente et de l'augmentation continue de la volumétrie concernée.

La mention du délai « demandé par le client » est retirée de l'indicateur. Un indicateur non incité dédié aux remises des PTF les plus tardives, soit le délai moyen (en jours) des 5 % les plus longues, est introduit dans le TURPE 7 HTA-BT. Pour l'indicateur du segment BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA déjà existant, la CRE décide de modérer l'ambition initiale pour tenir compte de la dégradation passée et de l'augmentation de la volumétrie tout en maintenant un niveau incitatif. Le premier objectif est fixé à 91 %, et associé à une hausse progressive pour atteindre 92,5 % en fin de période. Enfin, pour l'indicateur concernant le segment soutirage BT ≤ 36 kVA la CRE maintient son orientation pour le TURPE 7.

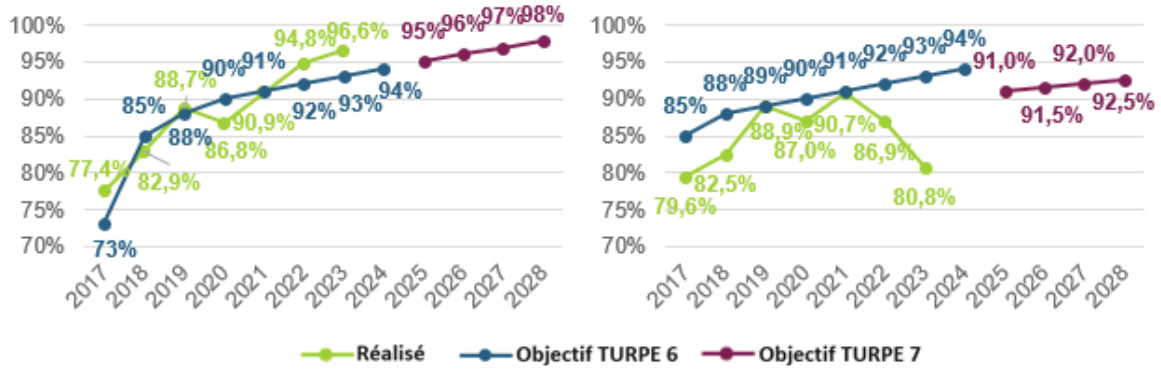


Figure 2 – Historique et objectifs TURPE 7 du respect du délai d'envoi de la proposition de raccordement dans le délai de la procédure pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA et pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA

2.4.3.3. Optimiser les délais de raccordement

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

Les délais de raccordement sont 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.

La définition des catégories d'utilisateurs incitées présente des enjeux de lisibilité 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 proposées par la CRE dans la consultation publique par catégorie de raccordement sont présentées ci-après.

<u>Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau</u>

Sur cette catégorie, les résultats d'Enedis ont été bons pendant le TURPE 6. Les délais, qui s'étaient dégradés pendant le TURPE 5, ont baissé significativement.

La CRE a proposé de poursuivre la baisse des délais pendant le TURPE 7, en fixant une trajectoire de délais de raccordement diminuant progressivement jusqu'à 50 jours en fin de TURPE 7.

Les dérivations individuelles 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 a envisagé l'intégration des dérivations individuelles à cette catégorie.

La majorité des répondants est favorable aux orientations envisagées en consultation publique :

- aucun acteur ne s'est opposé à l'intégration des dérivations individuelles : les dérivations individuelles sont intégrées au périmètre de cette catégorie ;
- certains acteurs considèrent qu'une stabilisation des objectifs du TURPE 6 serait suffisante. D'autres trouvent trop longs les délais de ces raccordements ne nécessitant pas d'extension de réseau et souhaitent qu'Enedis soit davantage incité à atteindre des délais plus courts.

La CRE considère que la trajectoire proposée, au vu des performances passées, permet d'inciter Enedis à poursuivre l'amélioration entreprise. La CRE étend le périmètre de cet indicateur aux dérivations individuelles et fixe la trajectoire détaillée dans le tableau ci-dessous :

Objectif Délais de raccordement (j)	2023 Réalisé	2025	2026	2027	2028
Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau	66	59	56	53	50

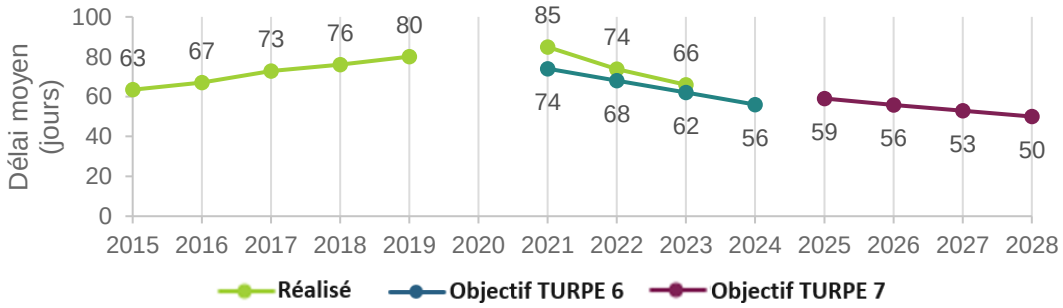


Tableau 6 – Objectifs de délais de raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau

Ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA

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.

Ces réductions des délais sont pérennes, notamment grâce à la téléopération. La CRE a donc proposé la suppression de la catégorie « Ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA » et le suivi sans incitation des affaires nécessitant des travaux.

La majorité des acteurs s'est exprimée favorablement à cette proposition.

Cette catégorie est supprimée pour la période TURPE 7. Le suivi sans incitation des affaires nécessitant des travaux est également introduit dans le TURPE 7 HTA-BT.

Raccordements en soutirage BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et Raccordements BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de fusionner les deux catégories du fait de la similarité de la nature, des équipes impliquées et des délais réalisés de ces travaux.

La CRE a proposé 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 et 132 jours en fin de TURPE 7. Enedis est en mesure de poursuivre l'optimisation de ses procédures, en particulier les délais d'obtention des autorisations administratives.

La majorité des répondants est en faveur de ces propositions. Certains répondants alertent cependant sur le biais que comporte un changement de périmètre sur le suivi des indicateurs.

La CRE estime que la fusion des catégories simplifiera la lisibilité de l'indicateur pour les utilisateurs en BT. Pour le TURPE 7 HTA-BT, les catégories sont rassemblées au sein d'une unique catégorie. Les niveaux d'objectifs sont maintenus conformément aux orientations présentées en consultation publique :

Objectif Délais de raccordement (j)	2023 Réalisé	2025	2026	2027	2028
Raccordements en soutirage BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et Raccordements BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau	149	142	139	135	132

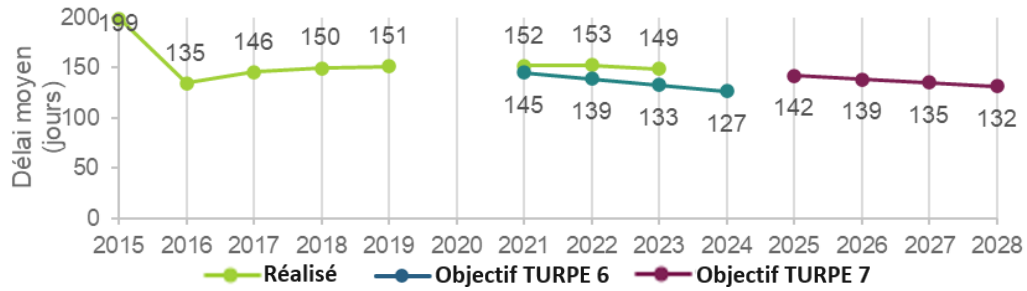


Tableau 7 – Objectifs de délais de raccordements en soutirage BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et Raccordements BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau

Raccordements collectifs

Dans sa consultation publique, la CRE a envisagé une trajectoire fondée sur le dernier délai moyen réalisé (201 jours en 2023) auquel une amélioration continue, égale à celle réalisée en moyenne entre 2019 et 2023, est appliquée. En outre, la CRE a proposé un suivi sans incitation des raccordements 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.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique s'est montrée favorable à ces propositions. Par ailleurs, certains acteurs demandent un renforcement du suivi et des incitations financières associés aux raccordements IRVE en résidentiel collectif, pour lesquels ils considèrent que les indemnisations en cas de retard de raccordement prévues par le décret de Préfinancement[26] et par le TURPE pour les solutions privées ou pour les colonnes horizontales sans préfinancement ne sont pas suffisantes.

La CRE retient la trajectoire d'objectifs ci-dessous pour la présente catégorie.

Objectif Délais de raccordement (j)	2023 Réalisé	2025	2026	2027	2028
Raccordements collectifs	201	185	178	170	163

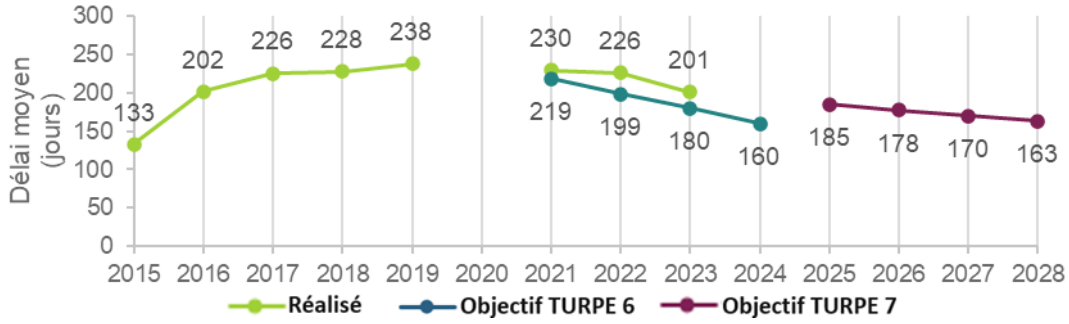


Tableau 8 – Objectifs de délais de raccordements collectifs (hors IRVE)

En outre, la CRE introduit deux nouveaux indicateurs incités financièrement pour les raccordements IRVE en résidentiel collectif de façon à renforcer l'incitation sur ces délais (voir 2.4.3.3.3).

[26] 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

Raccordements en soutirage sur le réseau HTA

Les résultats d'Enedis sur cette catégorie ont continué à se dégrader pendant le TURPE 6. La CRE considère qu'Enedis doit mettre en œuvre les actions nécessaires pour mieux anticiper la volumétrie de ces raccordements et réduire les délais de raccordement. Au vu de ces résultats et de l'augmentation de la volumétrie, la CRE a proposé une réévaluation 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.

Ce point n'a pas fait l'objet de retours dans les réponses à la consultation publique. Néanmoins, Enedis a indiqué que la trajectoire proposée est trop ambitieuse et a fait part d'un stock d'affaires anormalement longues dont la mise en exploitation des ouvrages de raccordement n'a pas encore été réalisée. Cela a pour effet de détériorer en avance les résultats de la première année du TURPE 7.

L'objectif 2025 est revu à la baisse par rapport à la consultation publique, tandis que l'objectif cible pour 2028 est maintenu au niveau proposé en consultation publique.

Objectif Délais de raccordement (j)	2023 Réalisé	2025	2026	2027	2028
Raccordements en soutirage sur le réseau HTA	247	250	235	220	205

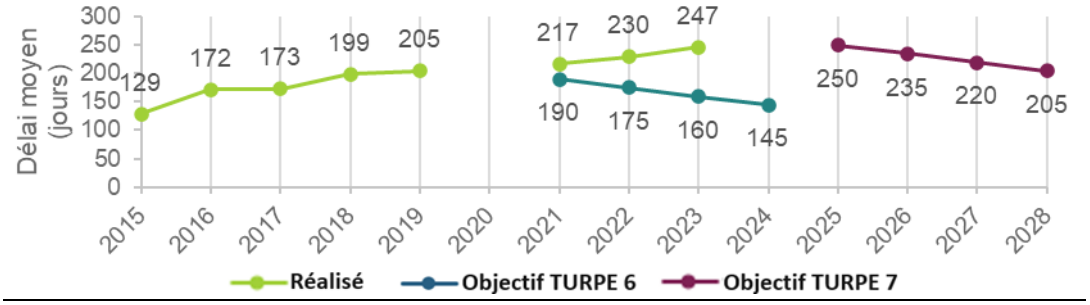


Tableau 9 – Objectifs de délais de raccordements en soutirage sur le réseau HTA

Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA

Les résultats d'Enedis sur cette catégorie se sont également dégradés pendant le TURPE 6. La CRE a proposé des objectifs s'appuyant sur le dernier résultat réalisé (279 jours en 2023) auquel une baisse progressive était appliquée pour atteindre un objectif cible final égal à celui réalisé en fin de TURPE 5 (211 jours en 2019).

Ce point n'a pas fait l'objet de retours dans les réponses à la consultation publique. Tout comme la catégorie précédente, Enedis signale que les stocks d'affaires anormalement longues vont dégrader le résultat de la première année du TURPE 7 et donc que la trajectoire proposée est trop ambitieuse.

La CRE décide de retenir la trajectoire suivante :

Objectif Délais de raccordement (j)	2023 Réalisé	2025	2026	2027	2028
Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA	279	280	257	234	211

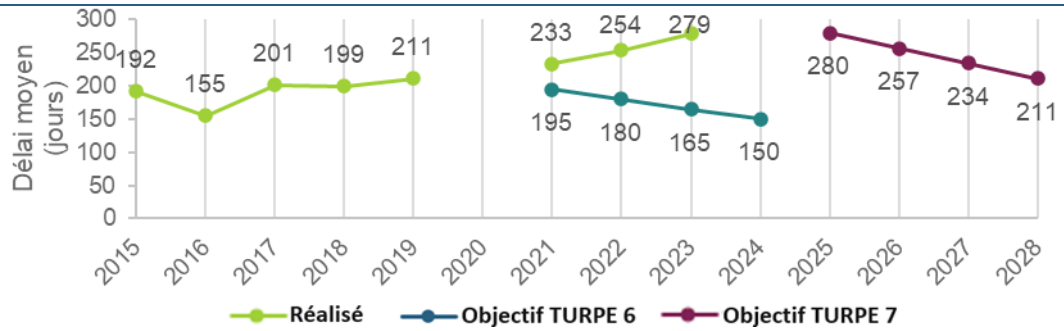


Tableau 10 – Objectifs de délais de raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA

Raccordements provisoires

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. Dans sa consultation publique, la CRE a interrogé les acteurs sur la pertinence de mettre en place une incitation sur ce segment au vu de l'amélioration déjà constatée.

La majorité des répondants n'a pas souhaité l'instauration d'une telle incitation au regard, notamment, des performances déjà atteintes et des enjeux de lisibilité et de simplification de la régulation.

La CRE décide de ne pas inciter financièrement cette catégorie de raccordement.

Délai de mise en service

Par ailleurs, certains acteurs ont demandé un meilleur encadrement des délais de mise en service de leur ouvrage. Pour rappel, Enedis est déjà incité au succès de la téléopération via la régulation incitative du système Linky et le délai de réalisation de la prestation annexe de mise en service est suivi. Si la dégradation observée se confirmait, la CRE pourrait inciter financièrement les délais de mise en service.

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

Le nombre d'indemnités versées durant les périodes précédentes reste à un niveau 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 a envisagé, dans sa consultation publique, la mise en place d'un système automatique de versement des indemnités, similaire aux indemnités pour coupure longue, afin de permettre à chaque client subissant un retard imputable au GRD d'obtenir une compensation.

La majorité des répondants est favorable à cette automatisation. Cependant, plusieurs répondants expriment leurs désaccords au regard de la complexité du dispositif, de ses coûts de mise en œuvre et de la difficulté de détermination de la responsabilité du retard.

La CRE reconnaît qu'un tel système pourrait entraîner des coûts élevés et soulèverait des difficultés pratiques et juridiques. En outre, il est nécessaire d'éviter tout effet d'aubaine lié à un versement d'indemnité automatique. En conséquence, la CRE ne met pas en œuvre dans le TURPE 7 HTA-BT le système envisagé dans la consultation publique. La CRE demande à Enedis d'améliorer l'information sur ce mécanisme indemnitaire auprès des utilisateurs par l'envoi systématique d'une notification du client concerné, dès lors qu'il a subi un retard, lui indiquant qu'il est potentiellement éligible à une d'indemnisation ainsi que la procédure à suivre pour demander cette indemnité.

2.4.3.3.3. Raccordement des IRVE dans le résidentiel collectif

La rapidité des raccordements d'IRVE est un enjeu essentiel pour le développement de la mobilité électrique en France. Dans l'habitat collectif, deux modes de raccordement prédominent :

- un raccordement à l'initiative des opérateurs privés qui consiste à créer un point de livraison derrière lequel l'opérateur de recharge déploiera une grappe de bornes de recharge dont il gèrera l'exploitation ;
- le raccordement et la création de colonne(s) horizontale(s) appartenant au réseau public de distribution sur laquelle seront créés des points de livraison alimentant les bornes de recharge. Ces colonnes horizontales peuvent être préfinancées par le TURPE selon les modalités prévues par le décret de Préfinancement.

Le décret de Préfinancement prévoit, dans le cas de raccordements en solution préfinancée par le TURPE, le versement d'une indemnité par le GRD au client en cas de retard de raccordement de l'immeuble au réseau public de distribution. Par sa délibération du 21 juin 2023[27], la CRE a étendu cette incitation au respect du délai de 6 mois à l'ensemble des solutions de raccordement, dans l'objectif d'éviter toute distorsion entre les différentes solutions. Cette incitation est présentée en annexe 7.

En réponse à la consultation publique, plusieurs acteurs ont jugé insuffisant le cadre actuel et ont demandé un renforcement de l'incitation sur les délais de raccordement des IRVE en résidentiel collectif.

La CRE estime que le cadre actuel incite au respect d'un délai maximal mais ne permet pas d'inciter à réduire le délai moyen de ces raccordements. La CRE décide ainsi d'introduire deux nouveaux indicateurs incités financièrement pour renforcer l'incitation à la réduction des délais de raccordement des IRVE dans le résidentiel collectif. Les objectifs de ces indicateurs, présentés dans le tableau ci-après, sont fixés à partir des délais réalisés d'autres raccordements dont la nature des travaux est proche. Ces objectifs pourront être ajustés en fonction des premiers résultats mesurés sur 2025. Il est à noter que les objectifs de délais dans le cas d'une solution portée par un opérateur privé sont inférieurs à ceux de la solution colonne horizontale en raison de natures de travaux différentes. En effet, dans ce cas, Enedis est uniquement responsable de la création d'un point de livraison derrière lequel l'opérateur de recharge déploiera une installation électrique intérieure desservant une grappe de bornes de recharge.

La force de l'incitation et le plafond des bonus/malus sont décrits dans l'annexe 7.

Objectif Délais de raccordement (j)	2023 Réalisé	2025	2026	2027	2028
Raccordement IRVE en résidentiel collectif solution colonne horizontale	-	185	178	170	163
Raccordement IRVE en résidentiel collectif solutions opérateurs privés	-	142	139	135	132

Tableau 11 – Objectif de délais de raccordement IRVE dans le résidentiel collectif

2.4.3.3.4. Accélérer les raccordements dans les S3REnR

La CRE a identifié dans sa consultation publique les enjeux importants liés aux capacités créées dans le cadre des S3REnR et a proposé une nouvelle régulation incitative pour le TURPE 7 HTA-BT.

[27] Délibération n°2023-167 de la CRE du 21 juin 2023 portant 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

Les S3REnR ont été institués par la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010[28] (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 RTE en accord avec les GRD concernés et après avis des autorités organisatrices de la distribution concernées. La capacité globale du S3RENR est définie par l'autorité administrative de l'État 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.

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 a proposé dans la consultation publique 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 pendant le TURPE 7.

La trajectoire cible proposée de capacités à créer s'appuie sur les 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. Pour tenir compte de l'incertitude pesant sur la réalisation des projets, un abattement statistique croissant a été appliqué sur la période. Cet ajustement correspond aux aléas de réalisation des projets retenus dans le programme d'investissements de RTE, fondé sur le retard moyen constaté des projets des S3REnR.

La priorisation a été réalisée par RTE 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.

Capacité brute créée sur le RPT + RPD (MW)	2025	2026	2027	2028
Trajectoire de projets considérés prioritaires	1 120	2 674	4 230	6 750
Trajectoire ajustée	952	2 226	3 456	5 371

Tableau 12 – 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 et Enedis pour la période TURPE 7

La CRE est favorable à ce 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 a ainsi proposé la mise en place d'un mécanisme asymétrique avec :

- un malus si la capacité créée est inférieure à la trajectoire ajustée ;

[28] Loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement

- un bonus si la capacité créée est supérieure à celle de la trajectoire ajustée mais inférieure à la trajectoire de projets prioritaires ;
- pas de bonus supplémentaire si la capacité créée est supérieure à la trajectoire de projets prioritaires.

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

Les répondants à la consultation publique sont en majorité favorables à cette régulation mais expriment certaines réserves. D'une part, certains acteurs demandent de continuer à inciter, *via* un bonus, les gestionnaires de réseaux sur la création de projets considérés comme non prioritaires s'ils sont justifiés d'un point de vue technico-économique. D'autre part, d'autres acteurs insistent sur l'influence de facteurs exogènes à la performance des opérateurs sur ces ouvrages, notamment les concertations des parties prenantes ou la difficulté d'approvisionnement de certains composants. Enedis demande que les retards dans la création d'ouvrages qui s'expliquent par le retard dans la mise à disposition d'ouvrages amont HTB, sous maîtrise d'ouvrage unique de RTE, ne pénalisent pas Enedis mais uniquement RTE.

La CRE rappelle qu'un surdimensionnement pourrait générer des projets non utiles et induire des coûts échoués. La CRE maintient ainsi le principe de construction de la trajectoire cible sur la base d'une priorisation des ouvrages tout en mettant à jour la trajectoire avec la meilleure projection à la date de la présente délibération. Par ailleurs, la CRE pourra mettre à jour la trajectoire de la régulation incitative à mi-période tarifaire, de façon à prendre en compte les éventuelles évolutions de dynamique dans les S3REnR.

Les situations de retard imputables uniquement à RTE représentent un nombre réduit de cas et sont difficilement identifiables dans une trajectoire faisant déjà l'objet d'un abattement statistique. La CRE retient ainsi le mécanisme tel que présenté dans la consultation publique.

La CRE fixe ainsi 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 un plafond à 10 M€/an par opérateur). La CRE retient les trajectoires présentées dans le tableau ci-dessus et le mécanisme proposé dans la consultation publique.

2.4.3.4. Améliorer la transparence sur les données liées au raccordement

Rapport annuel sur le raccordement

La CRE a proposé dans la consultation publique que RTE et Enedis publient chacun un rapport annuel sur le raccordement, qui permettrait d'agréger toutes les données utiles dans un seul document public par opérateur.

La majorité des répondants est favorable à cette proposition.

La CRE retient donc la proposition de sa consultation publique. Pendant la période TURPE 7, Enedis publiera, avant le 31 mars de chaque année, un rapport contenant notamment :

- le bilan des raccordements sur l'année ;
- les résultats des indicateurs de qualité de service du TURPE 7 relatifs au raccordement ;
- le bilan de l'application des procédures de raccordement envoyé à la CRE.

Pour la publication de ce rapport, la CRE demande à Enedis de présenter les éléments ci-dessus aux acteurs dans le cadre du comité des utilisateurs du réseau de distribution d'électricité (CURDE) en 2025. Les informations à inclure dans le rapport pourraient ainsi évoluer à l'issue de la consultation des acteurs. Pour la publication du premier rapport annuel durant la période TURPE 7, la CRE retient donc l'échéance du 31 mars 2026.

2.5. 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.

Cette partie traite de la qualité de service d'Enedis, hors raccordement et qualité d'acheminement.

Sur la période TURPE 6, la qualité de service d'Enedis est pilotée au moyen de 22 indicateurs incités financièrement (dont 3 indicateurs pour lesquels la pénalité est versée directement à l'utilisateur). 36 autres indicateurs sont suivis et publiés par Enedis, mais sans 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 malus, qui sont plafonnés.

La qualité de service s'articule autour des thèmes suivants :

- l'acheminement, qui recouvre la relation d'Enedis avec les utilisateurs ;
- les interventions réalisées par Enedis ;
- la qualité du bilan électrique, qui concerne la mesure de la fiabilité des prévisions réalisées par Enedis quant à son bilan électrique ;
- la qualité sur la performance du système de comptage (spécifique au comptage évolué Linky) ;
- la qualité des données de consommation.

Une partie de ces indicateurs, spécifiques au comptage évolué Linky, a été introduite en cours de TURPE 6 par la délibération du 17 mars 2022, avec des objectifs définis dans le contexte de la fin du déploiement des compteurs Linky. Le déploiement massif des compteurs Linky s'est achevé fin 2021 et, à ce jour, plus de 95 % des points de livraison du réseau d'Enedis, soit environ 37 millions, sont équipés de compteurs Linky. Essentiel au bon fonctionnement du système électrique, le comptage évolué permet notamment la télérelève des index pour la facturation et la réalisation de téléopérations. Les données issues des compteurs 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. La régulation incitative doit donc s'adapter aux attentes croissantes des consommateurs et des acteurs de marché.

La liste détaillée des indicateurs suivis et incités financièrement dans le TURPE 6 HTA-BT est présentée en annexe 6. Les résultats des indicateurs incités financièrement sont publiés dans les délibérations annuelles de mise à jour du TURPE 6.

2.5.1. Acheminement

Dans sa consultation publique d'octobre 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. En effet, il convient de prendre en compte les changements significatifs apportés par la généralisation du comptage évolué et d'inciter Enedis à maintenir un bon niveau de performance de la chaîne communicante Linky.

Enfin, il convient de renforcer les incitations sur le traitement des réclamations, compte tenu de la mauvaise performance d'Enedis pendant le TURPE 6 sur le taux de réclamations multiples.

La CRE a ainsi proposé dans sa consultation publique d'octobre 2024 :

- de rehausser progressivement l'objectif cible de l'indicateur « Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires », de 97 % à 97,5 % sur la période TURPE 7 ;
- de maintenir le niveau de l'objectif de l'indicateur « Taux de réclamations multiples » au niveau fixé pour l'année 2023, à 9,2 %, de recentrer le calcul de cet indicateur sur les réclamations effectivement destinées à Enedis, et de doubler l'incitation financière associée ;

- de rehausser l'objectif de l'indicateur « Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs » à 97 % et d'instaurer une incitation asymétrique (malus uniquement) ;
- de rehausser l'objectif de l'indicateur « Taux d'appels à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes » à 82,5 % pour la période TURPE 7 et d'instaurer une incitation asymétrique (malus uniquement) ;
- de maintenir l'objectif de l'indicateur « Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseurs et tiers » à 99 % sur la période TURPE 7.

La plupart des acteurs s'étant exprimés sur la qualité de service relative à l'acheminement sont favorables aux orientations envisagées par la CRE, en particulier au renforcement des objectifs. L'analyse de la CRE concernant les différents indicateurs est détaillée ci-dessous.

Traitement des réclamations

Certains acteurs soulignent que l'amélioration du délai de traitement des réclamations d'Enedis ne signifie pas pour autant que la qualité de la réponse fournie s'améliore, et souhaitent que l'incitation associée à l'indicateur « Taux de réclamations multiples » soit renforcée.

La CRE maintient son orientation présentée en consultation publique sur les deux indicateurs « Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires » et « Taux de réclamations multiples ».

Ligne téléphonique spécialisée fournisseurs

La plupart des acteurs sont favorables au renforcement des objectifs. Certains répondants sont toutefois défavorables à l'introduction d'incitations asymétriques, considérant qu'elles sont moins efficaces qu'une incitation symétrique.

La CRE maintient son orientation présentée en consultation publique et rehausse donc l'objectif de l'indicateur « Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs » à 97 % et l'objectif de l'indicateur « Taux d'appels à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes » à 82,5 % pour TURPE 7 HTA-BT. La CRE décide de maintenir l'incitation symétrique pour continuer à inciter Enedis à améliorer sa performance.

Evolutions des indicateurs de suivi

Deux acteurs sont défavorables à la suppression des indicateurs de suivi relatifs aux « Interventions » et à la « Relève et facturation » proposée par la CRE compte tenu de la généralisation des téléopérations, considérant que ces prestations sont au cœur du métier du GRD et qu'il convient de maintenir un suivi pour les compteurs Linky non communicants et les compteurs historiques.

Enfin, un acteur souhaite que le suivi de la disponibilité du portail fournisseurs soit complété du suivi de la disponibilité des web services (WS), ces derniers étant le canal majoritaire utilisé par les fournisseurs pour leur commande de prestations.

La CRE considère que dans la mesure où Enedis fournit déjà les résultats de certaines prestations (résiliation, mise en service, changement de fournisseur) par le biais d'autres indicateurs suivis (tels que l'indicateur « Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs »), ces indicateurs apportent peu d'informations utiles et peuvent être supprimés.

La CRE partage toutefois la préoccupation des acteurs concernant le suivi de la relation d'Enedis avec les utilisateurs, en particulier ceux dotés d'un compteur Linky non communicant ou d'un compteur historique. Dans la perspective de l'introduction de la composante additionnelle pour comptage non communicant pour le TURPE 7 HTA-BT, il est pertinent de faire évoluer les indicateurs de suivi pour suivre les clients concernés par cette nouvelle composante.

La CRE décide donc de supprimer les indicateurs relatifs aux « Interventions » et « Relève et facturation » suivants :

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

La CRE décide d'introduire les indicateurs suivants, sans incitation financière associée :

- « Taux de contrôles des index réalisés chez les clients sans compteur évolué », à compter du 1er janvier 2025 ;
- « Taux de disponibilité des webservices », à compter du 1er août 2026.

La liste complète des indicateurs de la CRE est détaillée dans l'annexe 6.

2.5.2. 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 national ;
- 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 à Enedis au prix des écarts qui intègre un surcoût par rapport au prix spot.

Plusieurs évolutions intervenues pendant le TURPE 6 conduisent la CRE à réviser certains indicateurs et à en supprimer d'autres. Il s'agit des évolutions des règles MA-RE, de la refonte de la reconstitution des flux (dite « 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 a proposé, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la modification de 3 des 4 indicateurs incités et la suppression du quatrième.

Transmission des Bilan Globaux de Consommation à RTE

Cet indicateur incité 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 dispositions de l'article 3.R.1.7.2 des règles MA-RE précisent que ces données doivent être envoyées par Enedis en S+1 pour la semaine S. La CRE a proposé 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 a proposé 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.

Les répondants à la consultation publique sont favorables à la proposition de la CRE.

La CRE maintient la proposition pour le TURPE 7 HTA-BT.

Energie calée et normalisée

Cet indicateur incité mesure la précision du modèle de profilage pour les clients profilés (BT ≤ 36 kVA). Le « système cible » entraînant une fusion des 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.

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 pendant le TURPE 6 par rapport à l'objectif fixé.

La CRE a proposé en consultation publique :

- de retenir l'évolution de la méthode de calcul proposée par Enedis en adéquation avec la réforme du processus Recoflux ;
- de fixer l'objectif à un pas mensuel et à un niveau de 1,20 % pour l'ensemble du 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 estimait qu'une nouvelle amélioration de performance n'était pas indispensable et pourrait entraîner des coûts trop importants.

Les répondants à la consultation publique sont favorables aux propositions de la CRE.

La CRE, comme proposé en consultation publique, fixe l'objectif à 1,20 % pour le TURPE 7 HTA-BT dans le but de répondre au niveau d'exigence attendu. Cependant, elle décide de prévoir un calcul annuel, car il peut y avoir des variations au cours de l'année qui pourraient introduire un biais dans le cas d'un calcul mensuel de l'indicateur. Enfin, elle retient une symétrisation de l'incitation en considérant qu'une amélioration de ce taux sera au bénéfice du système électrique.

Ecart au périmètre des pertes

Cet indicateur incité permet d'apprécier la qualité de prévision des pertes par Enedis. Le TURPE 6 prévoyait, d'une part, un audit en cas de dépassement d'un taux d'écarts 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 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 via le TURPE.

Enedis a demandé la suppression de cet indicateur ou le cas échéant, de fixer un objectif cible d'écart à 7,2 % fondé sur le réalisé observé au deuxième semestre 2023. En moyenne pendant le 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 a proposé, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, 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 aux écarts au périmètre d'équilibre. La CRE a donc proposé de fixer une incitation financière symétrique avec une force de l'incitation de 100 k€ par 0,1 % d'écart supérieur au taux cible.

Les répondants à la consultation publique sont favorables aux propositions de la CRE.

La CRE met en œuvre cet indicateur pour le TURPE 7 HTA-BT. Après analyse des données mises à jour depuis la consultation publique, le niveau d'objectif retenu par la CRE pour 2025 est fixé à 6,1 %, avec une décroissance progressive jusqu'à 5,6 % en 2028.

Qualité de la prévision des pertes relative à l'énergie non affectée

Enedis a demandé la suppression de l'indicateur sur la qualité de la prévision des pertes relative à l'énergie non affectée (ENA). La CRE, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, partageait cette position et a proposé de supprimer cet indicateur car la refonte du processus Recoflux fait disparaître l'ENA en fusionnant le processus écart et Recotemp.

Les répondants à la consultation publique sont favorables à la suppression de cet indicateur.

La CRE supprime cet indicateur pour le TURPE 7 HTA-BT.

Indicateurs de suivi

Le TURPE 6 prévoyait 6 indicateurs non incités spécifiques au bilan électrique. Enedis a demandé la suppression de ceux qui ne sont plus adaptés du fait du passage en système cible.

La CRE, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, a proposé de supprimer l'indicateur sur la transmission des BGC en S-1 car il est équivalent à l'indicateur que la CRE a proposé d'inciter (Transmission des BGC à RTE). Elle était favorable à la demande concernant les indicateurs devenus obsolètes. La CRE a proposé de maintenir les indicateurs suivants :

- qualité de la prévision des pertes au pas 15 minutes ;
- taux de transmission à RTE des courbes de charge pour les sites participant au mécanisme d'ajustement.

Les répondants à la consultation publique sont favorables à la suppression des indicateurs de suivi redondants à la suite de la fusion du processus écart et Recotemp.

La CRE décide de supprimer les indicateurs de suivi obsolètes et de ne conserver que les deux indicateurs précités.

2.5.3. Comptage

En ce qui concerne le comptage évolué, le cadre de régulation du TURPE 6 a été complété par la délibération du 17 mars 2022, à l'issue de la phase de déploiement massif des compteurs Linky.

Dans sa consultation publique d'octobre 2024, la CRE a exprimé la nécessité de maintenir un niveau d'exigence élevé et de renforcer certaines incitations d'Enedis sur la performance de la chaîne communicante Linky, au regard des attentes croissantes des utilisateurs et des acteurs de marché.

En effet, 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.

Une majorité de répondants à la consultation publique du 11 octobre 2024 est favorable au rehaussement, ou au maintien le cas échéant, des objectifs de régulation incitative relevant de la qualité de service du système de comptage évolué, comme envisagé par la CRE.

Indicateurs incités financièrement

Dans sa consultation publique, 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, considérant qu'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 conserver les huit indicateurs incités pendant le TURPE 6, en matière de comptage évolué Linky. En synthèse, la CRE a proposé de revoir à la hausse les objectifs ou le niveau d'incitation de cinq de ces indicateurs, de maintenir l'objectif 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 télé-opération (2 indicateurs concernés). Ces indicateurs demeurent asymétriques en application du cadre de régulation du projet Linky, qui prévoit que les éventuels malus imputés à Enedis viennent en déduction de la prime de rémunération associée à la performance du système de comptage évolué.

Pour le TURPE 7 HTA-BT, concernant les indicateurs incités spécifiques au comptage évolué Linky, la CRE a spécifiquement proposé :

- pour le « Taux de télé-relevés journaliers réussis », de rehausser progressivement l'objectif de cet indicateur de 98 % à 99 %, tout en procédant à un calcul annuel de l'incitation ;
- de fixer le taux cible de l'indicateur « Taux de publication par Ginko des index réels mensuels » à 99,5 % ;
- pour le taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois, de renforcer l'objectif à 0,4 % au lieu de 0,5 % (pour tenir compte du resserrement du nombre d'utilisateurs concernés), et de doubler l'incitation financière associée (1 000 k€/mois et par point de pourcentage au-dessus de l'objectif de référence, au lieu de 500 k€). La CRE a également proposé d'exclure les compteurs coupés en amont du compteur, à la demande d'Enedis, mais de maintenir dans le périmètre de calcul de l'indicateur les compteurs inactifs ;
- d'augmenter progressivement le niveau de l'objectif de 98,0 % à 99,3 % sur la période pour le taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs, tout en procédant au calcul annuel de l'incitation, sans modification du périmètre de l'indicateur ;
- d'augmenter progressivement l'objectif cible à 99,5 % en fin de période, pour le taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile, et d'adapter la force de l'incitation financière au volume d'ordres à pointes mobiles à transmettre.

La majorité des acteurs est favorable à ces orientations.

Concernant l'exclusion demandée par Enedis des événements exceptionnels des périmètres de trois 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 »), la majorité des acteurs y est opposée. La CRE estime que certains de ces évènements restent à la main d'Enedis ou de ses partenaires, et que les risques de délestage (2 heures maximum de coupure) ne sont pas de nature à empêcher la collecte des données. Considérant que seules les coupures longues (plus de 5 heures) auraient pu faire l'objet d'un retraitement, mais que cela nuirait au suivi et à la réplicabilité des indicateurs, la CRE estime préférable de ne pas modifier le périmètre de calcul.

Concernant les « Taux de télé-relevés journaliers réussis » et « Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs », la CRE retient un calcul annuel de ces indicateurs, tout en maintenant un suivi mensuel des indicateurs.

Dans l'objectif de fixer un objectif réaliste, la CRE décide de maintenir ses orientations, listées ci-avant, avec toutefois un objectif limité à 99 % pour l'ensemble des indicateurs incités (hors « Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé »), pour le TURPE 7 HTA-BT.

La liste complète des indicateurs est détaillée dans l'annexe 6.

Indicateurs incités et donnant lieu au versement d'une indemnité

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé d'automatiser le versement des indemnités pour « Compteurs Linky non communicants de manière prolongée » et pour « Télé-opérations réalisées à une date ultérieure à la date souhaitée par le client ». 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 ou la réalisation des télé-opérations dans les délais, et à indemniser les clients pour le préjudice. La complexité et le manque d'information des clients éligibles ne conduisent aujourd'hui qu'une minorité d'entre eux (1 721 en 2023) à demander le versement de l'indemnité.

En outre, la CRE a proposé d'étendre le périmètre des télé-opérations éligibles à d'autres changements contractuels et de fixer le montant forfaitaire pour l'ensemble des indemnités à 20 € HT, à l'exception des mises en service pour lesquelles l'indemnité serait maintenue à 30 € HT.

Plusieurs contributeurs à la consultation publique sont favorables à l'automatisation du versement des indemnités pour non-communication de compteur et réalisation de télé-opération au-delà de la date programmée, ainsi qu'à l'extension du périmètre d'application. Celle-ci permettrait le versement des indemnités sans que le consommateur, qui en ignore souvent l'existence, ait à le réclamer.

Enedis a indiqué à la CRE que cette évolution nécessiterait des moyens financiers et humains conséquents. En effet, l'automatisation du versement de l'indemnité impliquerait qu'Enedis analyse à qui incombe la responsabilité de l'ensemble des échecs de télé-opération.

Concernant le périmètre d'application du versement des indemnités sur les télé-opérations, la CRE a proposé dans la consultation publique de l'étendre à l'ensemble des télé-opérations. La CRE décide finalement d'étendre ce périmètre aux seules télé-opérations pour changement de calendrier fournisseur, pour le TURPE 7. Celles-ci s'ajoutent ainsi aux téléopérations pour mise en service sur raccordement existant et modification de puissance souscrite.

La CRE considère que les développements SI nécessaires au versement automatique des indemnités en cas d'échec de télé-opération sont trop importants pour justifier cette automatisation.

Pour les télé-opérations réalisées plus tard que la date souhaitée par le client, la CRE décide de ne pas automatiser le versement de l'indemnité mais de prévoir la notification automatique par Enedis du client concerné de son éligibilité à une demande d'indemnisation d'un montant forfaitaire de 20 € HT, et 30 € HT pour les mises en service.

De même, concernant le versement des indemnités pour « Compteurs Linky non communicants de manière prolongée », la CRE décide de ne pas automatiser le versement de l'indemnité mais de prévoir la notification automatique par Enedis au client de son éligibilité à une indemnité d'un montant de 20 € HT.

La liste complète des indicateurs est détaillée dans l'annexe 6.

2.5.4. Données

Les dernières années ont vu émerger un intérêt croissant pour les données de consommation. En particulier, les courbes de charge Linky font l'objet de demandes en très forte croissance (28,7 % des clients abonnés fin 2024).

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.

Dans sa consultation publique d'octobre 2024, la CRE a considéré essentiel pour le développement de nouveaux services d'assurer un niveau de performance élevé tant vis-à-vis de la qualité que des délais de mise à disposition des données par Enedis. A ce titre, la CRE a proposé de compléter la régulation incitative du TURPE 6, constituée de 4 indicateurs incités et un indicateur suivi sans incitation.

Sur la base des enjeux et priorités identifiés, ainsi que des attentes des utilisateurs et des acteurs de marché pour la période TURPE 7, la CRE a ainsi proposé de :

- rehausser les objectifs ou le niveau d'incitation des indicateurs « Taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky », « Taux de télérelevés pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA (et HTA) » et « Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires » ;
- de suivre sans incitation l'indicateur « Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h) », incité en période TURPE 6 mais devenu moins pertinent ;
- d'introduire de nouveaux indicateurs, à savoir :
    - un indicateur sur le « Taux de complétude des courbes de charge » visant la remontée de données complètes ;
    - un indicateur sur la « Qualité des courbes de charge » visant la cohérence des données remontées ;
    - et un indicateur sur la « Publication des courbes de charge de postes sources en open data » visant à assurer la disponibilité et la transparence des données du réseau publiées en open data.

Pour le TURPE 7, la qualité de service d'Enedis en matière de données serait ainsi pilotée au moyen de 6 indicateurs incités et 2 indicateurs suivis sans incitation.

L'ensemble des indicateurs et leur modalité de calcul sont détaillés en annexe 6.

Exclusion des événements exceptionnels

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

Dans leur réponse à la consultation publique, certains acteurs ont exprimé des craintes vis-à-vis de la réplicabilité de la mesure des indicateurs. Par ailleurs, la CRE estime qu'une partie des évènements exceptionnels sont maîtrisables par Enedis ou ses partenaires, et que les risques de délestages (2 heures maximum de coupure) ne sont pas de nature à empêcher la collecte des données. Considérant que seules les coupures longues (plus de 5 heures) auraient pu faire l'objet d'un retraitement, mais que cela nuirait au suivi et à la réplicabilité des indicateurs, la CRE décide de ne pas modifier le périmètre de calcul.

Adaptation de l'indicateur « Taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky »

Concernant l'indicateur « Taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky », la CRE a proposé dans sa consultation publique :

- de rehausser progressivement l'objectif de cet indicateur de 97 % à 99 %, tout en rendant l'incitation symétrique ;
- d'harmoniser les indicateurs entre les segments BT ≤ 36, BT > 36 et HTA ;
- d'adapter le niveau de l'incitation financière à la hausse du nombre des abonnements à la courbe de charge, afin que la valeur d'une défaillance reste stable à 0,05 € par courbe de charge journalière.

La CRE a proposé que le plafond de bonus/malus soit également proportionnel aux abonnements aux courbes de charge, et corresponde à un bandeau compris entre 1 point au-dessus de l'objectif et 3 points en dessous de l'objectif.

Enedis a précisé que la hausse du nombre 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 majorité des répondants à la consultation publique est favorable aux orientations envisagées et salue le renforcement des objectifs relatifs à la qualité des données, pour le TURPE 7. En revanche, certains contributeurs souhaitent que soit défini, en parallèle de la réhausse des objectifs, un couple plancher/plafond symétrique, jugé moins pénalisant qu'un couple asymétrique, pour les « Taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky » et « Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires ».

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.

Au regard de l'ensemble de ces éléments, la CRE décide, 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, afin qu'Enedis soit incité à atteindre une performance supérieure à l'objectif. Le plafond de bonus/malus retenu est proportionnel aux abonnements aux courbes de charge et correspond à un bandeau compris entre 1 point au-dessus de l'objectif et 3 points en dessous de l'objectif.

Renforcement de l'objectif des taux de télérelevé pour facturation réussis et de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires

Dans sa consultation publique, la CRE a envisagé de renforcer les objectifs de deux indicateurs, outre celui de l'indicateur « Taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky ». Elle a proposé :

- pour le taux de télérelevés pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA, d'inclure les compteurs HTA et, dans la dynamique de hausse de la performance, de renforcer l'objectif jusqu'à 99,2 % puis de le maintenir stable pendant le TURPE 7 ;
- pour le taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires, d'augmenter progressivement l'objectif pendant le TURPE 7 à 99 %, tout en maintenant le caractère symétrique de l'incitation.

La majorité des acteurs de marché ayant contribué partage les enjeux présentés par la CRE et est favorable aux évolutions envisagées.

Au regard de l'ensemble de ces éléments, la CRE décide :

- d'inclure les compteurs HTA dans le périmètre de l'indicateur sur les « Taux de télérelevés pour facturation réussis », initialement restreint aux compteurs BT > 36 kVA, et de renforcer l'objectif à 99 % pour la période TURPE 7 ;
- de renforcer l'objectif du « Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires » à 99 % pour la période TURPE 7. Le caractère symétrique de l'incitation est maintenu.

Complétude et qualité des données de courbes de charge

En réponse aux nouveaux enjeux prioritaires ayant émergé au cours de la période TURPE 6, la CRE a proposé dans la consultation publique d'introduire deux nouveaux indicateurs incités, pour compléter la régulation incitative relative à la transmission des courbes de charge :

- le « Taux de complétude des courbes de charge », mesurant le nombre de courbes de charges journalières complètes parmi les courbes publiées ;
- la « Qualité des courbes de charge », qui correspond à la somme de la valeur absolue des écarts journaliers entre les index et les courbes de charge, après correction éventuelle, en J+7, rapportée à la somme de l'énergie transitée comptée sur les index.

De nombreux répondants soulignent l'importance de la transmission des données, particulièrement pour les acteurs de marché dont certains services reposent sur les courbes de charge. Les fournisseurs sont confrontés à des courbes de charge incomplètes qui les freinent pour proposer de nouvelles offres ou nouveaux services, notamment pour valoriser la flexibilité. Des manques dans les courbes de charge peuvent également mener à des problèmes de facturation en cas de données inexactes.

Plusieurs acteurs demandent d'accroître la complétude des données remontées, notant que certaines de ces courbes de charge restent incomplètes, voire parfois vides.

Au regard de ces éléments, la CRE retient, pour le TURPE 7 HTA-BT, un indicateur incité sur la « Complétude des courbes de charge » mesuré à J+3. Les objectifs initiaux sont définis à 99,8 % pour le marché d'affaires et à 99 % pour le marché de masse. La CRE introduit des incitations financières symétriques :

- 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).

La CRE ne retient pas l'indicateur sur la « Qualité des courbes de charge » pour le TURPE 7 HTA-BT. Elle demande à Enedis d'en assurer un suivi statistique sur des échantillons de courbes de charge, et de le présenter lors du GT SIED (Groupe de Travail Système d'Information et Echanges de Données). Outre la complexité de calculer cet indicateur sur la totalité des courbes de charge, il existe une forte corrélation entre les indicateurs « Qualité des courbes de charge » et « Complétude des courbes de charge », les défauts de qualité des courbes de charge étant principalement dus à des problématiques de complétude.

Publication des courbes de charge de postes sources en open data

La CRE a proposé dans sa consultation publique d'introduire un nouvel indicateur sur la « Publication des courbes de charge de postes sources en open data », mesurant le nombre de courbes de charge journalières de postes sources publiées en M+1, rapporté au nombre de jours et au nombre de postes sources du réseau d'Enedis.

La majorité des contributeurs à la consultation publique est favorable à l'évolution envisagée et partage le caractère prioritaire du sujet dans le cadre du TURPE 7.

Au vu de ces éléments, la CRE décide d'introduire, à compter du 1er août 2028, l'indicateur sur la « Publication des courbes de charge de postes sources en open data » pour le TURPE 7 HTA-BT, avec un objectif de 99 % et une pénalité asymétrique de 250 k€ par point en dessous de l'objectif de référence et un plafond fixé à 1 M€.

Indicateurs suivis sans incitation

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de maintenir, pour le TURPE 7, le suivi sans incitation des indicateurs « Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h) » et « Taux de transmission ponctuelle en infra-journalier des données ».

L'indicateur « Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteurs » était incité dans le TURPE 6 HTA-BT. 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.

La CRE est favorable 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.

Concernant le « Taux de transmission ponctuelle en infra-journalier des données », la CRE considère que son maintien en suivi sans incitation garantit un suivi de la performance d'Enedis quant à la réponse rapide aux demandes de données infra journalières pour les utilisateurs.

Dans sa consultation publique, la CRE a également proposé d'intégrer deux nouveaux indicateurs, sans incitation financière, portant sur :

- le « Traitement des tickets sur les données » (SGE) ;
- le « Traitement des tickets sur les Open data ».

Ces indicateurs ont fait l'objet de peu de réponses. La CRE ne retient pas l'introduction de ces indicateurs, qui pourront être suivis dans les groupes de travail de concertation.

Action prioritaire incité pour donner l'accès aux plages temporelles des clients aux tiers autorisés

La CRE a proposé dans sa consultation publique d'introduire une action prioritaire visant la « Mise à disposition des données statiques des compteurs aux tiers autorisés », c'est-à-dire 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 les plages temporelles des clients. Comme demandé par de nombreux acteurs, Enedis devra mettre les informations sur les plages temporelles des compteurs à la disposition des tiers autorisés, c'est-à-dire ayant recueilli le consentement des titulaires des contrats. Le délai de réalisation de cette action prioritaire est fixé au 1er août 2027.

Peu de réponses ont porté sur cet objet mais les acteurs ayant répondu sont favorables aux propositions de la CRE. Un répondant souligne l'intérêt de la mise à disposition des données statistiques aux tiers autorisés pour développer le marché de la flexibilité et accroître la sobriété au moyen d'un pilotage des équipements.

Au vu de ces éléments, la CRE maintient l'introduction de cette action prioritaire incitée.

Les modalités applicables aux actions prioritaires sont décrites en partie 2.10.

2.6. Régulation incitative de la qualité d'alimentation

La qualité d'alimentation est une contrepartie essentielle des tarifs acquittés par les utilisateurs des réseaux. La régulation incitative de la qualité d'alimentation vise à garantir que les gains de productivité réalisés par Enedis n'ont pas pour contrepartie une baisse de la qualité d'alimentation.

Dans le TURPE 6 HTA-BT, 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 pondérées par la puissance souscrite ;
- 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 ;
- indemnités pour coupures longues supérieures à cinq heures.

L'incitation financière d'Enedis cumulée des quatre indicateurs relatifs aux durées et fréquences moyennes de coupure est plafonnée à ±83 M€ par an dans le TURPE 6 THA-BT.

Une définition détaillée des indicateurs figure en annexe 6 de la présente délibération.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de reconduire la régulation incitative de la continuité d'alimentation pour le TURPE 7 HTA-BT, en adaptant le niveau des objectifs pour tenir compte, d'une part des niveaux de performance atteints par Enedis, d'autre part de l'intégration des données Linky.

Les adaptations que la CRE a proposées, les réponses à la consultation publique et la décision de la CRE sont présentées ci-après pour chacun des indicateurs.

2.6.1. Durée moyenne de coupure

Dans la consultation publique, la CRE a proposé de renforcer les objectifs d'Enedis pour les critères B et M pour le TURPE 7, sur la base des résultats d'un audit mené par un cabinet externe qui a été publié en même temps que la consultation publique. Elle a proposé de retenir les objectifs recommandés par consultant pour le critère B, mais de retenir la demande d'Enedis, légèrement plus volontariste que celle du consultant, pour le critère M, qui prévoit une amélioration de la performance sur le TURPE 7.

Les répondants à la consultation publique se sont montrés favorables aux orientations de la CRE, et ont souligné l'importance de l'amélioration de la qualité d'alimentation sur le réseau de distribution.

Postérieurement à la consultation publique, Enedis a transmis à la CRE des données actualisées du critère B observé sur la majorité de l'année 2024. Enedis estime que le résultat définitif sera très supérieur à l'estimation transmise dans son dossier tarifaire, à 73,5 minutes. Enedis a donc réitéré sa demande de retenir une valeur de référence plus haute pour 2024 (à 62 minutes contre 61,7 minutes envisagé par la CRE). Enedis a également demandé de retenir un taux d'amélioration annuelle de 0,3 minute par an (contre 0,39 minute en moyenne envisagé par la CRE).

Au vu de ces éléments, la CRE retient pour le TURPE 7 HTA-BT une trajectoire légèrement modifiée pour le critère B, qui prend en compte une valeur de référence plus élevée pour 2024 mais maintient l'objectif d'amélioration annuelle de la performance, sur la base des préconisations de l'auditeur.

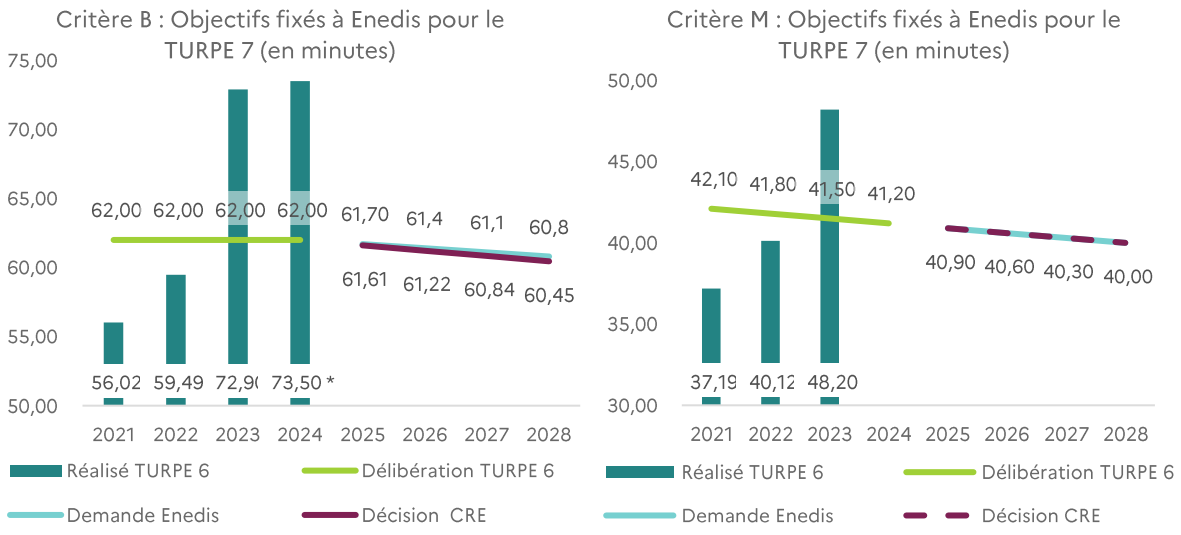


Figure 3 – Performance réalisée et objectifs d'Enedis pour les critères B et M

Minutes/an	2025	2026	2027	2028
Critère B	61,61	61,22	60,84	60,45
Critère M	40,90	40,60	40,30	40,00

Tableau 13 – Objectifs des critères B et M d'Enedis pour la période TURPE 7

Par ailleurs, la CRE étudiera la possibilité et la pertinence d'introduire à partir de 2026 un indicateur de suivi de la part, au sein du critère B, des incidents intervenant sur le réseau BT, afin de disposer d'une vision plus fine de l'origine des coupures comptabilisées dans le critère B. En effet, le critère B comprend à la fois les coupures causées par le réseau HTA et par le réseau BT.

Enfin, la CRE maintient le niveau d'incitation de ces critères pour le TURPE 7 HTA-BT :

- 6,4 M€/minute pour le critère B ;
- 5,9 M€/minute pour le critère M.

2.6.2. Fréquence moyenne de coupure

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. A ce titre, la CRE a demandé à Enedis de faire évoluer sa chaîne SI pour intégrer les données Linky dans la mesure de la qualité d'alimentation sur son réseau.

Dans sa consultation publique, la CRE a partagé le constat fait par Enedis que les objectifs de fréquence de coupure du TURPE 6 HTA-BT, trop élevés, ont entraîné des malus. Elle a donc proposé d'ajuster le niveau des objectifs en conséquence pour le TURPE 7, mais à un niveau plus élevé que celui demandé par Enedis.

Par ailleurs, la CRE a considéré qu'il était 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 sur la mesure des coupures sont très difficiles à prévoir du fait du manque d'historique de données disponibles.

Ainsi, la CRE a proposé de fixer les objectifs de fréquence de coupure en deux temps :

- les objectifs pour 2025 seraient recalés au niveau de la performance réalisée entre 2021 et 2023 (hors effet de l'intégration des données Linky) ;
- les objectifs pour les années 2026, 2027 et 2028 seraient fixés en 2025, après consultation publique, afin d'intégrer les effets de la nouvelle chaîne SI et de l'intégration des données Linky.

Les répondants s'étant exprimés sur cette proposition sont majoritairement favorables à l'orientation de la CRE. Plusieurs acteurs considèrent qu'une approche progressive doit permettre de bénéficier du retour d'expérience sur l'intégration des données de Linky.

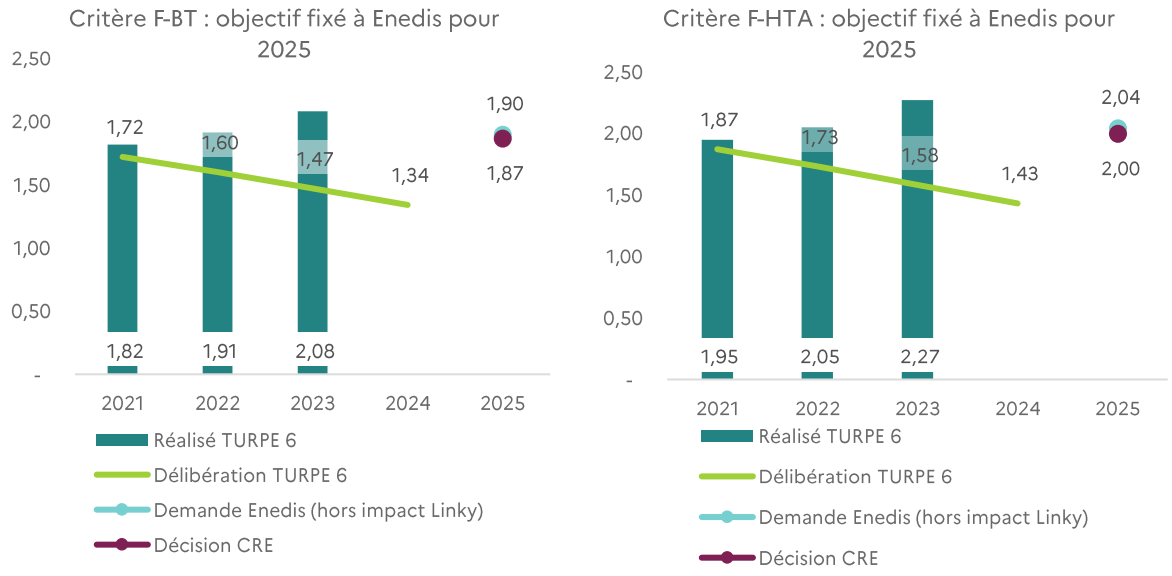


Figure 4 – Performance réalisée et objectifs d'Enedis pour les critères F-BT et F-HTA

La CRE maintient la proposition qu'elle a présentée en consultation publique, et retient pour 2025 l'objectif suivant :

	2025	2026	2027	2028
Critère F-BT	1,87	Objectif à définir en 2025		
Critère F-HTA	2,00			

Tableau 14 – Objectifs des critères F-BT et F-HTA d'Enedis pour la période TURPE 7

Par ailleurs, la CRE maintient le niveau d'incitation des critères de fréquence de coupure pour le TURPE 7 HTA-BT :

- 4,0 M€/coupure pour le critère F-BT ;
- 20,0 M€/coupure pour le critère F-HTA.

Enfin, la CRE rehausse de +10 % le plafond pour le total des 4 indicateurs de qualité d'alimentation pour le TURPE 7, qui est donc fixé à ±91 M€.

2.6.3. Pénalités pour coupures longues

La CRE a proposé dans sa consultation publique de faire évoluer le niveau d'incitation et de couverture au CRCP du mécanisme d'indemnités pour coupures longues. Elle a proposé, en raison des impacts incertains de l'intégration des données Linky sur le calcul des coupures longues, et de manière analogue aux critères de fréquence de coupure, de déterminer en deux temps les niveaux du mécanisme d'indemnités pour coupures longues :

- pour 2025, garder le niveau actuel des seuils de couverture par le tarif et le CRCP ;
- fixer en 2025 les objectifs des années 2026, 2027 et 2028, en s'appuyant sur la comparaison de l'ancienne chaîne et de la nouvelle chaîne SI sur les années 2024 et début 2025 pour évaluer l'effet de la nouvelle chaîne sur le niveau de couverture des indemnités.

A ce titre, la CRE a indiqué qu'elle 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.

Comme pour les indicateurs de fréquence, la majorité des acteurs s'étant exprimés en consultation publique est favorable à l'orientation de la CRE.

La CRE maintient sa proposition de sa consultation publique. La couverture *ex ante* est fixée à 75 M€ (ce montant est inclus dans les charges nettes d'exploitation présentées au paragraphe 3.1.1.5) pour l'année 2025. Le plafond au-delà duquel les sommes versées par Enedis sont compensées via le CRCP est fixé à 117 M€ pour l'année 2025. Cette trajectoire pourra être réévaluée pour les années 2026 à 2028.

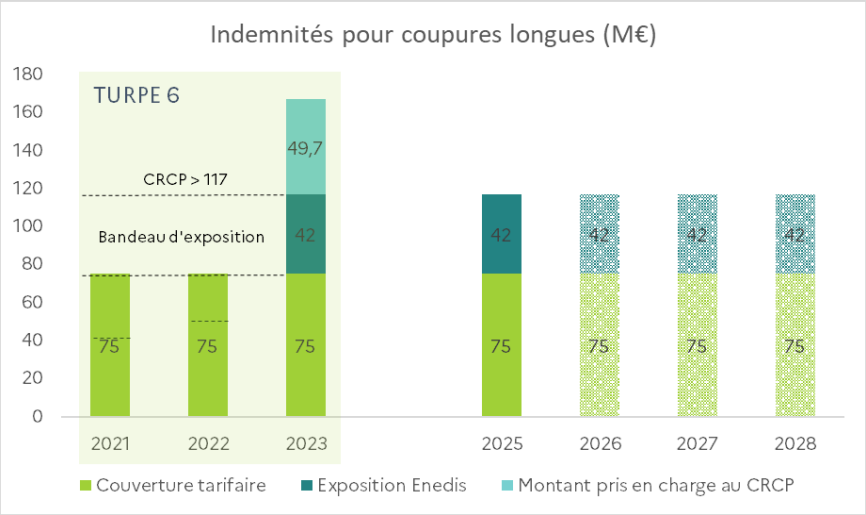


Figure 5 – Mécanisme d'indemnités pour coupures longues

2.7. Régulation incitative pour le développement du recours aux flexibilités

2.7.1. Contexte et enjeux du développement des flexibilités locales

Les réseaux électriques doivent s'adapter aux besoins générés par l'électrification des usages et par 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 raccordements au réseau électrique : la saturation 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 des réseaux. Le recours à la flexibilité est impératif lorsqu'il permet de reporter un investissement ou de 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.

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 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.

Enfin, la directive 2019/944[29] du « Paquet Energie Propre » 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* ».

2.7.2. Rappel du cadre de régulation en vigueur dans le TURPE 6 HTA-BT

Les tarifs TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB prévoyaient :

- 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.

La période TURPE 6 a permis à Enedis et RTE de se saisir du sujet des flexibilités locales et de développer un certain nombre de cas d'usages.

2.7.3. Régulation incitative des flexibilités pour le TURPE 7 HTA-BT

Les flexibilités au service du réseau, en réduisant les besoins d'investissement, et les coûts d'exploitation sont un outil 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 a proposé, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, de renforcer la régulation incitative pour le développement des flexibilités au service du réseau.

La CRE a identifié les priorités suivantes pour développer les flexibilités au service des réseaux :

- 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 et les décisions d'investissement ;
    - recourir aux écrêtements 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 ;

[29] 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

- 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.

Les répondants à la consultation publique partagent les priorités identifiées par la CRE. Ils insistent sur la nécessité d'améliorer le fonctionnement de mécanismes existants, d'inciter à la coopération entre RTE et Enedis, et sur l'importance d'élargir les offres de raccordement flexibles. Certains acteurs soulignent le manque de visibilité sur certains projets d'Enedis, notamment sur la méthodologie du Critflex, le fonctionnement du DERMS et le projet Reflex.

2.7.3.1. Intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux

2.7.3.1.1. Partager les gains permis par le recours à la flexibilité externe

La CRE a proposé dans sa consultation publique d'introduire dans le TURPE 7 une incitation financière pour Enedis à recourir aux flexibilités lorsqu'elles sont rentables, en lui attribuant un bonus proportionnel aux économies réalisées grâce au recours aux flexibilités.

La CRE a proposé 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).

Les répondants sont en majorité favorables à la mise en place d'un bonus pour Enedis afin d'inciter l'opérateur à développer les flexibilités. Les acteurs sont partagés sur le niveau de l'incitation, certains proposant un niveau supérieur à 20 % et d'autres un niveau inférieur à 20 %.

Au vu de ces éléments, la CRE fixe, pour le TURPE 7 HTA-BT, un bonus pour Enedis égal à 20 % de la somme, pour toutes les zones concernées, de la différence entre la « propension à payer » déterminée par la méthode CritFlex et le coût de réservation et d'activation de la flexibilité. Le bonus sera calculé aux bornes de l'année au titre de laquelle il sera versé. Ainsi, les gains économiques réalisés grâce aux flexibilités reviendront à 80 % aux utilisateurs des réseaux et à 20 % à Enedis.

2.7.3.1.2. 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, et (ii) la réduction des investissements.

L'expérimentation a porté sur 10 postes sources dans les Landes et en Picardie. Début 2024, Enedis a présenté à la CRE un projet de généralisation progressive du projet Reflex s'appuyant sur une méthode de sélection des postes-sources prioritaires (en fonction des caractéristiques techniques de ces postes et du cas d'usage attendu).

Dans ce contexte, la CRE a proposé dans sa consultation publique d'inciter Enedis à respecter la trajectoire cible de postes sources concernés par Reflex.

Les répondants sont en majorité favorables à l'incitation sur le projet Reflex telle que proposée par la CRE. Certains acteurs considèrent que la trajectoire présentée est insuffisamment ambitieuse, tandis que d'autres considèrent qu'elle doit pouvoir évoluer en fonction des repriorisations.

Dans sa consultation publique d'octobre 2024, la trajectoire présentée par la CRE correspondait à un nombre de transformateurs et non au nombre de postes sources tel que cela a été présenté. En conséquence, la CRE maintient la trajectoire d'objectifs mais corrige le périmètre d'incitation qui porte bien sur le nombre de transformateurs. La CRE retient ainsi les objectifs suivants pour le TURPE 7 HTA-BT :

	1er janvier 2026	1er janvier 2027	1er janvier 2028
Nombre total de transformateurs cible	20	60	100

Tableau 15 – Objectifs de transformateurs cible concernés par Reflex sur la période TURPE 7

L'incitation financière porte sur les écarts entre le nombre de transformateurs déployés, c'est-à-dire ceux pour lesquels la capacité d'accueil dégagée est prise en compte dans les offres de raccordement envoyées, et la trajectoire, avec une pénalité d'un montant de -25 k€/mois et par transformateur en écart à la trajectoire, dans la limite de -4 M€/an.

Projet DERMS

Enedis développe une solution informatique (DERMS, *distributed energy resources 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 sur le RPD, de contribuer à la levée des contraintes sur et le 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 a proposé dans sa consultation publique d'inciter Enedis à respecter l'échéance de déploiement du premier palier du DERMS.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à la proposition de la CRE.

Il apparait cependant qu'Enedis est déjà indirectement incité à la mise en œuvre du DERMS, qui permet notamment le développement des flexibilités, au travers des différentes incitations sur la flexibilité présentées ci-après. Par ailleurs, la CRE cherche à rationaliser le nombre et la complexité des incitations. Au vu de ces éléments, Le TURPE 7 HTA-BT n'introduit pas d'incitation sur la mise en œuvre de DERMS dans le cadre des régulation incitatives des actions prioritaires.

Suivi de l'application du CritFlex

Enedis a élaboré une méthode (le CritFlex), 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, la CRE a proposé, dans sa consultation publique, d'introduire dans le TURPE 7 des indicateurs non incités de suivi du CritFlex.

La majorité des répondants a accueilli favorablement cette proposition.

Au regard de ces éléments, la CRE introduit trois indicateurs de suivis :

- le nombre d'affaires de renforcement HTA étudiées et conduisant à un investissement potentiel de réseau (ou au recours à une alternative de flexibilité) en réponse à une contrainte de soutirage ;
- le nombre et la somme des CritFlex positifs ;

- le nombre et la somme des CritFlex négatifs.

Les indicateurs de suivi sont décrits en annexe 6. Pour le TURPE 7 HTA-BT, ces indicateurs ne font pas l'objet d'une incitation financière.

2.7.3.2. Faciliter la participation aux mécanismes de flexibilité

2.7.3.2.1. 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 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 pour l'activation de flexibilités, Enedis devra mener à l'avenir des appels d'offres permettant la contractualisation de flexibilités avec réservation de capacité, dès que cela permet de reporter ou remplacer des 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.

La CRE rappelle l'importance de la publication du décret de l'article L. 322-9 du code de l'énergie, afin de préciser le cadre dans lequel s'inscriront ces mécanismes.

2.7.3.2.2. Suivre les flexibilités mobilisées

Afin de suivre le développement des flexibilités réseaux, et notamment du recours au stockage ou à la flexibilité de la consommation en alternative à des écrêtements de production, la CRE a proposé dans sa consultation publique du 11 octobre 2024 d'introduire un indicateur suivant chaque année les volumes d'énergie par niveau de tension. Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarques.

La CRE introduit pour le TURPE 7 HTA-BT quatre indicateurs publiés annuellement par Enedis concernant :

- les volumes d'énergie écrêtée dans le cadre des offres de raccordement flexibles en injection ;
- les volumes d'énergie renouvelable écrêtée dans le cadre du dimensionnement optimal pour besoins RPD (dont Reflex) ;
- les volumes d'énergie activés à la hausse sur les mécanismes de flexibilité ;
- les volumes d'énergie activés à la baisse sur les mécanismes de flexibilité.

Les indicateurs de suivi sont décrits en annexe 8. Pour le TURPE 7 HTA-BT, ces indicateurs ne font pas l'objet d'une incitation financière.

2.7.3.3. Elargir les offres de raccordement flexible

2.7.3.3.1. Proposition d'offres de raccordement flexible

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.

A cette fin, la CRE a proposé dans sa consultation publique d'inciter Enedis à définir un cadre pour la proposition d'Offres de Raccordements Alternatives à Modulation de Puissance pour les sites de stockage dans le cadre d'une action prioritaire, avec un objectif fixé au 1er août 2026 assorti de pénalités en cas de retard. La CRE a également proposé une action prioritaire visant à systématiser cette proposition lorsque l'offre de raccordement de référence nécessite des travaux longs et coûteux.

La plupart des répondants à la consultation publique sont favorables au recours aux offres de raccordements flexibles.

Si pour certains acteurs, la proposition d'une offre de raccordement flexible doit être systématisée en cas de demande des utilisateurs de réseau, pour d'autres la proposition d'une offre de raccordement flexible doit répondre à certaines contraintes qu'il s'agit de définir (coûts, délais, contraintes réseau, etc.). Certains contributeurs ont également demandé à prioriser la mise en œuvre des offres de raccordement flexible pour certains gisements, notamment le stockage.

Un grand nombre de répondants considère que l'offre de raccordement flexible doit être proposée en complément de l'offre de raccordement de référence, l'offre de raccordement de référence devant rester l'offre par défaut. Plusieurs contributeurs ont par ailleurs appelé à fixer un plafond au volume de limitations possibles dans l'offre de raccordement flexible.

La CRE considère que la proposition par Enedis d'offres de raccordement flexibles est un élément essentiel pour l'accélération des raccordements. Les répondants à la consultation publique ont remonté un besoin important et immédiat pour les actifs de stockage de disposer de ce type d'offres. Bien que la mise à disposition d'Offres de Raccordements Alternatives soit pertinente pour l'ensemble des utilisateurs, les actifs de stockage constituent une priorité car ils sont par nature des utilisateurs flexibles.

La systématisation de la proposition d'une offre de raccordement flexible à des utilisateurs ayant besoin d'une puissance de raccordement constante pourrait conduire à un ralentissement du traitement des dossiers. Il convient donc de limiter cette proposition aux utilisateurs qui en expriment le besoin.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE introduit pour le TURPE 7 HTA-BT deux actions prioritaires visant à :

- proposer des Offres de Raccordements Alternatives à Modulation de Puissance pour tous les sites de stockage HTA en faisant la demande d'ici au 1er août 2026 ;
- proposer des Offres de Raccordements Alternatives à Modulation de Puissance à tous les utilisateurs HTA en faisant la demande d'ici au 1er août 2027.

Les objectifs et les niveaux d'incitations associés aux actions prioritaires sont décrits en partie 2.10.

2.7.3.3.2. 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 forte croissance ces dernières années. Or, ces installations peuvent se voir proposer des offres de raccordement présentant des délais de raccordement longs, notamment liés à la nécessité de réaliser des travaux 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 coût-bénéfice sur des solutions de pilotage de la BT dont les résultats sont négatifs. Une autre option possible serait de faire contribuer les producteurs BT en raccordement anticipé aux coûts supportés par Enedis pour la gestion des contraintes réseau qu'ils génèrent.

Ainsi, la CRE souhaite qu'Enedis fournisse une analyse coût-bénéfice mise à jour à l'horizon du 1er août 2027, en explorant une diversité de solutions de pilotage afin de déterminer leurs conditions de mise en place dès lors que l'une d'elles serait acceptable. La CRE a ainsi proposé, dans sa consultation publique, d'inciter Enedis à réaliser cette analyse. Un répondant à la consultation publique considère qu'avant la généralisation des offres de raccordement flexible, la priorité doit être portée sur le pilotage des installations en BT actuellement limité et entraînant des écrêtements sur le réseau HTA, souvent compensés par le TURPE.

La CRE demande à Enedis de réaliser une nouvelle analyse coût-bénéfice sur l'écrêtement des producteurs en basse tension dans le cadre d'offres de raccordement anticipé d'ici au 1er août 2027. Cependant, la CRE considère qu'une incitation par une action prioritaire n'est pas utile.

2.7.3.4. 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. D'une part, les flexibilités sont réparties sur les réseaux de transport et de distribution. D'autre part, le réseau de transport et les réseaux de distribution ont chacun leurs contraintes et peuvent faire appel aux mêmes flexibilités pour les résoudre. Le besoin de coordination dans la réservation et l'utilisation des flexibilités est donc un sujet d'une grande complexité technique et organisationnelle, mais qui doit impérativement être traité pour limiter les coûts des réseaux dans l'intérêt des utilisateurs.

Des progrès importants ont été réalisés ces dernières années et la CRE se félicite de la qualité des échanges entre RTE et Enedis et au sein des groupes de concertation sur ce sujet. Néanmoins, les délais de mise en œuvre de certaines des actions requises restent souvent trop longs lorsqu'une coordination entre les gestionnaires de réseaux est nécessaire.

La CRE a proposé dans sa consultation publique d'introduire un cadre de régulation commun à RTE et Enedis pour la période TURPE 7, afin de les inciter conjointement sur les sujets prioritaires suivants :

- la coordination des activations des flexibilités disponibles, en premier lieu les limitations de production renouvelable ;
- la contractualisation conjointe ou coordonnée des flexibilités réseaux externes, lorsque c'est pertinent, afin de favoriser la liquidité et de simplifier l'accès des flexibilités à ces marchés. Cette contractualisation pourrait notamment avoir lieu dans le cadre du « dimensionnement optimal » et de Reflex.

La CRE a proposé de fixer une liste d'actions prioritaires, associées à des incitations financières communes aux deux opérateurs, qui pourrait éventuellement être alimentée pendant le TURPE 7.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à une régulation incitative commune à RTE et à Enedis et aux actions prioritaires proposées. Un acteur considère que le niveau des pénalités envisagé par la CRE en cas de retard doit être revu à la baisse.

La CRE considère que les pénalités qu'elle a proposées sont proportionnées à l'enjeu que représente la coordination entre RTE et Enedis pour les flexibilités.

De manière générale, la CRE cherche à rationaliser le nombre de régulations incitatives et d'actions prioritaires incitées. Ainsi, la CRE ne retient pas le lancement d'une expérimentation commune à RTE et Enedis visant à mettre en place un appel au marché commun. Ce projet a déjà été initié par les deux gestionnaires de réseau, et la CRE suivra sa réalisation dans les prochains mois.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE introduit, pour le TURPE 7 HTA-BT et le TURPE 7 HTB, une régulation incitative commune à RTE et Enedis pour le recours aux flexibilités au service du réseau, reposant sur les principes suivants :

- une liste d'actions prioritaires, qui pourra être alimentée pendant le TURPE 7 en cohérence avec les évolutions réglementaires et après consultation publique. Les actions prioritaires identifiées à ce jour et leur délai de mise en œuvre sont indiqués ci-dessous :

- la mise en compatibilité sur l'ensemble du territoire des automates NAZA et du projet Reflex afin d'optimiser 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 septembre 2026 ;

- le non-respect des délais entraînerait le versement d'une pénalité commune et indissociable (à partager à parts égales entre RTE et Enedis) d'un montant progressif suivant le retard de réalisation :
  - 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 6e 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 12e mois (soit 200 k€ par mois de retard et par opérateur) ;
- le montant global de l'ensemble des pénalités supportées par RTE et par Enedis au titre des actions prioritaires communes est plafonné à 5 M€/an chacun.

2.8. Régulation incitative de la R&D et de l'innovation

Dans un contexte d'évolution rapide du secteur de l'énergie et particulièrement de l'électricité, la CRE attache une importance particulière à l'innovation, au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique. Le TURPE 7 doit donner aux gestionnaires de réseaux les ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement et d'innovation (R&D&I), essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs, faire évoluer leurs outils d'exploitation de leurs réseaux et préparer l'avenir. Les gestionnaires de réseaux se doivent, quant à eux, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

2.8.1. Régulation incitative de la R&D

Afin de satisfaire ces deux exigences, la régulation incitative de la R&D&I s'appuie actuellement, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D&I incitée de manière asymétrique, qui peut être révisée à mi-parcours : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sont rendus aux utilisateurs tandis que les dépassements restent à la charge des opérateurs ;
- la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés et la publication d'un rapport public bisannuel.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, de conserver les modalités d'incitation de la R&D issues du TURPE 6.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à l'orientation envisagée. Certains acteurs demandent d'accroître le niveau de transparence visé par la CRE.

La CRE a également proposé que les projets de démonstrateurs ne faisant pas l'objet d'une analyse coût-bénéfice et d'un retour d'expérience suffisant puissent voir leur budget retraité *a posteriori* par la CRE. Les acteurs s'étant exprimés sur ce sujet y sont majoritairement favorables, considérant que le suivi des dépenses des projets permet de garantir la maîtrise budgétaire indispensable.

Compte-tenu de l'ensemble de ces éléments, la CRE retient pour le TURPE 7 HTA-BT les modalités de régulation incitative suivantes :

- un dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts liés à la R&D, avec la possibilité pour l'opérateur de demander une révision de la trajectoire à mi-période tarifaire afin d'adapter 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 public[30] ;
- le budget des projets de démonstrateurs peut être retraité *a posteriori* par la CRE, lorsque ces projets ne présentent pas d'analyse coût-bénéfice et de retour d'expérience suffisant.

La trajectoire de dépenses de R&D pour le TURPE 7 HTA-BT est détaillée en annexe 2.

2.8.2. Projets de réseaux électriques intelligents *(Smart Grids)*

Afin de répondre aux besoins qui pourraient apparaître en cours de période tarifaire, le TURPE 6 prévoyait 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 coût-bénéfice favorable, et pour des projets dépassant 1 M€.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, de supprimer ce dispositif pour le TURPE 7, constatant qu'il n'a pas été utilisé par Enedis pendant le TURPE 6.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à la suppression du guichet *Smart Grids*, bien que certaines réponses soulignent l'intérêt théorique d'un tel dispositif.

Au regard de l'absence de mobilisation à ce jour, la CRE ne reconduit pas le guichet *Smart Grids* pour le tarif TURPE 7 HTA-BT.

2.9. Régulation incitative du placement des plages temporelles

Dans la partie 4.3.1 de la présente délibération, la CRE définit de nouvelles règles de placement des heures creuses, pour tenir compte des évolutions du système électrique. L'application de ces nouvelles règles entrainera une modification des régimes d'heures creuses d'une large majorité des consommateurs raccordés au réseau public de distribution. Il s'agit d'un projet de grande ampleur pour les gestionnaires de réseau de distribution, et particulièrement pour Enedis. Pour le segment BT ≤ 36 kVA, le projet d'Enedis aura une durée d'environ deux ans.

Au regard de l'importance de cette évolution pour le système électrique, la CRE, dans sa consultation publique d'octobre 2024, a proposé d'inciter Enedis sur la mise en conformité des plages temporelles des compteurs, sur les trois segments BT ≤ 36 kVA, BT > 36 kVA et HTA, assortie de pénalités en cas de retard (et d'un bonus en cas de respect des délais pour le segment BT ≤ 36 kVA).

Les acteurs de marché sont, dans leur large majorité, favorables à ces propositions, bien que certains acteurs considèrent qu'un bonus en cas de respect des délais n'est pas justifié.

La CRE considère qu'au regard de la volumétrie des clients, le segment BT ≤ 36 kVA représente plus de difficultés opérationnelles que les segments BT > 36 kVA et HTA. Ce segment représente également plus d'enjeux pour le système électrique, les offres de fourniture pour ces clients étant plus fréquemment alignées sur les signaux du TURPE.

Au regard de ces éléments, la CRE décide de ne maintenir un mécanisme d'incitation que sur le segment BT ≤ 36 kVA. Elle en adapte par ailleurs les modalités au regard des dernières informations sur le calendrier de mise en œuvre.

[30] Programme de R&D et d'Innovation d'Enedis, Enedis.

L'incitation sur ce projet sera fondée sur le taux de compteurs Linky avec un calendrier distributeur conforme aux règles du TURPE 7 HTA-BT parmi les compteurs Linky communicants de niveau 1 ou 2.

Un bonus de 1 M€ sera versé à Enedis en cas d'atteinte d'un taux de 95 % d'ici au 1er novembre 2027.

Dans le cas contraire, à compter du 1er novembre 2027, une pénalité sera imputée chaque mois à Enedis, proportionnelle à l'écart entre le taux constaté et l'objectif de 95 %, à hauteur de 100 k€ par point de pourcentage. Cette pénalité sera plafonnée à 4 M€/an.

2.10. Régulation incitative des actions prioritaires

Le champ des obligations législatives et réglementaires incombant aux gestionnaires de réseaux évolue. En outre, lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques[31], la CRE formule régulièrement un certain nombre de demandes aux gestionnaires de réseaux. 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 de transformation rapide du système électrique.

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 à l'occasion du TURPE 6. Ce mécanisme repose sur :

- une liste d'actions prioritaires : pour avoir la réactivité nécessaire, la liste d'actions prioritaires pouvait être alimentée par la CRE pendant le 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, entraine 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 arrêtée 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 arrêtée par la CRE, la pénalité est portée à 200 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 6e mois ;
    - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date arrêtée par la CRE, la pénalité est portée 400 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 12e mois ;
    - le montant total des pénalités versées par Enedis est plafonné à 10 M€ par an.

Dans sa consultation publique d'octobre 2024, la CRE a proposé de reconduire la régulation incitative sur les actions prioritaires pour le TURPE 7 HTA-BT. La CRE a présenté cinq actions prioritaires, dont quatre relatives au développement des flexibilités (cf. partie 2.7) et une relative à la mise à disposition des données (cf. partie 2.5.4) :

- 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 ;

[31] 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

- 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 ;
- mettre à disposition les données statiques des compteurs aux tiers autorisés au 1er janvier 2027 (cf. partie 2.5.4).

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable au dispositif présenté par la CRE. Plusieurs acteurs ont proposé d'autres actions prioritaires concernant :

- l'enregistrement de la courbe de charge de l'ensemble des compteurs communicants ;
- la mise en place d'un algorithme complétant les données manquantes dans les courbes de charges en cohérence avec les index ;
- la mise à disposition d'un service de déclenchement échelonné des cadrans et des contacts secs dans le cadre des calendriers fournisseurs ;
- la publication régulière des données sur les délais de raccordement, les capacités mises en service prévisionnelles et réalisées dans le cadre des S3RENR à la maille régionale et le volume de projets en file d'attente de raccordement ;
- la refonte de Caparéseau, comme proposé par la CRE dans sa consultation publique du 11 octobre relative au TURPE 7 HTB ;
- la fourniture de points de livraison en courant continu lorsqu'économiquement pertinent.

Un acteur a également demandé une mise en œuvre plus rapide de l'analyse coût-bénéfice du pilotage de la production en basse tension, considérant qu'elle serait utile en amont de la généralisation de la proposition d'offres de raccordements flexibles. En revanche, certains acteurs considèrent que la proposition de la CRE porte sur des objets trop nombreux et d'importance inégale.

La CRE considère que ce mécanisme doit se concentrer sur un nombre limité d'actions prioritaires et qu'une partie des propositions des acteurs fait déjà l'objet d'incitations directes ou indirectes, notamment à travers les indicateurs sur le raccordement et la transmission des données. Elle estime que la priorité doit être portée sur le développement des raccordements flexibles et la mise à disposition des données sur les plages temporelles, qui ne sont pas incités par ailleurs.

Au vu de l'ensemble des éléments, la CRE reconduit pour le TURPE 7 HTA-BT le dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par Enedis d'actions identifiées comme « prioritaires ». La liste des actions prioritaires comprend :

- la proposition d'Offres de Raccordements Alternatives à Modulation de Puissance pour tous les sites de stockage HTA en faisant la demande, d'ici au 1er août 2026 (cf. partie 2.7) :
    - Enedis doit proposer une offre de Raccordements Alternative à Modulation de Puissance à tout porteur de projet de stockage en faisant la demande ;
    - les demandeurs doivent être informés de la possibilité de demander une Offre de Raccordement Alternative à Modulation de Puissance au cours de la procédure de demande de raccordement ;
    - l'Offre de Raccordement Alternative à Modulation de Puissance doit prévoir des limitations statiques ou dynamiques, en injection et/ou en soutirage. Les périodes potentielles, l'ampleur et la durée cumulée maximales des limitations sont précisées contractuellement ;
    - l'échéance est fixée au 1er août 2026 ;
- la proposition d'Offres de Raccordements Alternatives à Modulation de Puissance à tous les utilisateurs HTA en faisant la demande d'ici au 1er août 2027 (cf. partie 2.7) :

- Enedis doit proposer une offre de Raccordements Alternative à Modulation de Puissance à tout utilisateur HTA en faisant la demande ;
- les demandeurs doivent être informés de la possibilité de demander une Offre de Raccordement Alternative à Modulation de Puissance au cours de la procédure de demande de raccordement ;
- l'Offre de Raccordement Alternative à Modulation de Puissance doit prévoir des limitations statiques ou dynamiques, en injection et/ou en soutirage. Les périodes potentielles, l'ampleur et la durée cumulée maximales des limitations sont précisées contractuellement ;
- l'échéance est fixée au 1er août 2027 ;

- la mise à disposition des informations sur les plages temporelles du client aux tiers autorisés (cf. partie 2.5.4) :
  - les tiers ayant recueilli le consentement du titulaire du point de livraison doivent pouvoir accéder, de manière simple et interprétable, aux informations suivantes :
    - les plages temporelles du calendrier distributeur et le numéro d'index associé à chaque plage ;
    - les plages temporelles du calendrier fournisseur et le numéro d'index associé à chaque plage ;
    - le cas échéant, les plages temporelles des périodes de pointe mobile du calendrier fournisseur et le numéro d'index associé à chaque plage ;
    - si un ordre de pointe mobile a été envoyé au compteur, la date et le type de jour de pointe mobile concerné ;
  - l'échéance est fixée au 1er août 2027.

Des actions supplémentaires pourront être intégrées au mécanisme en cours de période TURPE 7 en suivant le processus décrit précédemment.

Enfin, en cohérence avec le nombre d'actions prioritaires définies pour le TURPE 7 HTA-BT, le plafond de ce dispositif pour Enedis est fixé à 20 M€/an. Ce plafond inclut le mécanisme de régulation incitative du placement des plages temporelles (cf. partie 2.9).

3. Niveau des charges à couvrir et trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité

3.1. Charges à couvrir

3.1.1. Charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique)

Les charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) sont la somme :

- des charges brutes d'exploitation, 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 réduire 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'investissements.

Pour fixer les trajectoires de charges nettes d'exploitation d'Enedis, la CRE a retenu les hypothèses d'inflation suivantes :

	2024	2025	2026	2027	2028
IPC hors tabac[32]	2,50 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %

Tableau 16 – Trajectoire d'inflation annuelle retenue par la CRE pour la période TURPE 7

3.1.1.1. Demande d'Enedis

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles demandées par Enedis pour le TURPE 7 (hors charges de système électrique, présentées en partie 3.1.2.1) 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 hors tarif agent)	6 012,1	6 444,7	6 614,0	6 826,3	7 038,2

Tableau 17 – Demande de CNE d'Enedis pour la période TURPE 7 (en M€)

Au périmètre total, la demande de charges nettes d'exploitation d'Enedis est en baisse de 114 M€ (soit -2,3 %) entre 2023 et 2025. Il est à noter que l'année 2023 a été 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 pour Enedis du tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité pour les salariés des Industries Electriques et Gazières (IEG) dit « tarif agent », et des dépenses induites par les tempêtes exceptionnelles (notamment Ciaran et Domingos fin 2023). Les charges d'achats et services sont également en hausse en 2023 en raison de la hausse de l'activité d'Enedis. Les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite d'environ +1,5 % par an entre 2025 et 2028.

En excluant les recettes extratarifaires, qui sont pour l'essentiel des recettes de raccordement inscrites au CRCP à 100 %, et le tarif agent, la hausse entre le réalisé 2023 et la demande pour 2025 est de 432 M€ (soit +7,2 %), et les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +3,0 % par an en moyenne.

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 », en raison notamment de la hausse des besoins pour l'entretien périodique des ouvrages, l'élagage et le 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 (+4 % d'effectifs moyens entre 2023 et 2025) et de l'effet prix.

[32] L'inflation prévisionnelle pour 2025 correspond à l'hypothèse du PLF 2025. Les inflations prévisionnelles pour les années 2026 à 2028 correspondent aux hypothèses du FMI (octobre 2024).

Certains postes de dépenses et de recettes 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 à verser 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 2024, affecté par convention au poste « Achats ». Sur la période TURPE 7 (2025-2028), ce plan de performance représente un effort de productivité de -846 M€, soit 4,2 % des CNE sur la période.

Parallèlement, les recettes de raccordement sont en forte hausse sous l'effet de la forte hausse des recettes associées aux raccordements.

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 18 – Demande de contributions de raccordement d'Enedis pour la période TURPE 7

3.1.1.2. Retour de la consultation publique

Plusieurs fournisseurs et autres acteurs de marché font part de leur inquiétude concernant le niveau de charges nettes d'exploitation demandé par Enedis. Les gestionnaires de réseaux, leurs actionnaires et les organisations syndicales considèrent que les ajustements recommandés par l'auditeur ne sont pas justifiés, compte tenu du plan de performance intégré par Enedis dans son dossier tarifaire.

Plusieurs acteurs soulignent par ailleurs l'importance de la lutte contre les fraudes afin d'endiguer la hausse des pertes non techniques.

3.1.1.3. Approche d'analyse retenue par la CRE

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 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, a été publié en même temps que la consultation publique du 11 octobre 2024.

Cet audit a permis 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 avait pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation d'Enedis 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.

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre Enedis et la CRE sur un certain nombre de postes de charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de la prise en compte des positions exprimées dans les réponses à la consultation publique et les tables rondes, des échanges avec Enedis et des analyses propres de la CRE sur les ajustements recommandés par l'auditeur.

3.1.1.4. Synthèse des résultats de l'audit externe

Le périmètre des coûts audité par le consultant inclut les charges nettes d'exploitation, hors charges de système électrique qui sont présentées en partie 3.1.2.1.

En M€ courants	2025	2026	2027	2028
Trajectoire demandée par Enedis	4 922,8	5 031,0	5 068,5	5 153,9
Trajectoire du consultant	4 598,7	4 571,0	4 528,2	4 536,3
Ecart avec la demande d'Enedis	-324,1	-460,0	-540,3	-617,6

Tableau 19 – 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). Hors recalage de l'inflation, ces ajustements s'élèvent à -1 925,9 M€ sur la période, soit -481,5 M€ par an en moyenne (-9,5 % 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 :

En M€ courants	2025	2026	2027	2028
Trajectoire demandée par Enedis	6 444,7	6 614,0	6 826,3	7 038,2
Trajectoire du consultant	6 140,4	6 227,3	6 368,9	6 515,0
Ecart avec la demande d'Enedis	-304,3	-386,7	-457,4	-523,2

Tableau 20 – Résultats de l'audit externe sur les CNE (hors produits extratarifaires, hors tarif agent) d'Enedis

Le total des ajustements au périmètre restreint sur la période s'élève à 1 671,6 M€, soit 417,9 M€ par an[33], soit -6,2 % par rapport à la demande d'Enedis.

Les conclusions préliminaires 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.

[33] Les ajustements tiennent compte de la ventilation du rejeu de l'inflation par l'auditeur dans son rapport.

3.1.1.5. Analyse de la CRE poste par poste

Plan de performance d'Enedis (211 M€ par an en moyenne sur la période TURPE 7)

Comme mentionné en partie 3.1.1.1, la demande d'Enedis 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 comme une ligne à part dans la catégorie « Achats ». L'auditeur a considéré que les informations transmises par Enedis sur les hypothèses sous-jacentes et la méthodologie de construction ne permettaient 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.

Analyse de la CRE

La CRE a procédé à l'analyse poste à poste des possibles recoupements des ajustements de l'auditeur avec le plan de performance d'Enedis. Au terme de ses analyses, sur les ajustements finaux retenus par la CRE, 377 M€ se recoupent avec le plan de performance d'Enedis. Ces recoupements portent notamment sur les charges d'exploitation associées à la croissance des raccordements (« Travaux », « Tertiaire et prestations ») et les charges de personnel. Les ajustements retenus par la CRE et présentés dans les paragraphes ci-après ont donc été réduits de 377 M€, soit 94 M€ par an en moyenne, pour prendre en compte le recoupement avec le plan de performance.

Achats et services (3 111 M€ demandés par Enedis par an en moyenne sur la période TURPE 7)

La demande d'Enedis sur les achats et services prévoit une hausse de +160 M€ entre 2023 et 2025, soit +6 %, suivie d'une hausse de +4 % par an. Enedis explique cette hausse par les dépenses attendues sur les postes « Tertiaire et prestations » et « Travaux », en lien avec la croissance de ses activités de raccordement.

Au sein des « Achats et services », l'auditeur préconise un ajustement de respectivement -340 M€ (- 10 %) du sous-poste « Tertiaire et prestations » et -249 M€ (-9 %) du sous-poste « Travaux », principalement sur les surcoûts attendus pour l'activité de raccordement. Au total du poste « Achats et services », l'auditeur recommande un ajustement de -815 M€ (-204 M€ par an en moyenne, soit -7 %). 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).

Analyse de la CRE

Concernant les sous-postes « Tertiaire et prestations » et « Travaux », et plus particulièrement les coûts associés à la croissance attendue des raccordements, la CRE a procédé à une analyse d'ensemble des surcoûts associés à la croissance des raccordements. Cette analyse a notamment consisté à rapporter les coûts unitaires de travaux et de prestations prévisionnels au nombre de raccordements réalisés chaque année par Enedis. Cette analyse conclut à un ajustement moins élevé que celui de l'auditeur. L'ajustement au périmètre du poste « Achats et services » retenu par la CRE s'élève à - 358 M€ sur la période (-90 M€ par an en moyenne, soit -3 %).

Par ailleurs, ce poste comprend une trajectoire de coûts d'achats de travaux et de main-d'œuvre pour la remise en état du réseau post-aléas climatiques équivalente à celle du TURPE 6 HTA-BT (40 M€ par an). Le CRCP couvre, comme pour le TURPE précédent, les montants qui s'écarteraient de plus de 20 M€ de cette référence, à la hausse comme à la baisse (cf. partie 2.3).

Charges de personnel (3 547 M€ demandés par Enedis par an en moyenne sur la période TURPE 7)

Dans sa demande tarifaire, Enedis prévoit une hausse des charges de personnel de 387 M€ (+13 %) entre 2023 et 2025, suivie d'une hausse de +4 % par an en moyenne, en raison notamment des hypothèses d'effets-prix à la hausse et de la croissance prévisionnelle de l'activité.

L'auditeur a ajusté les charges de personnel de -353 M€ sur la période (-88 M€ par an en moyenne soit - 2 %). Il a principalement retenu des hypothèses d'effets-prix inférieures à celles d'Enedis, en particulier sur le Salaire National de Base (SNB), les taux de charges sociales et les charges de sécurité sociale, alignées avec les niveaux observés sur un historique long.

Analyse de la CRE

Par rapport à sa consultation publique, la CRE fait évoluer plusieurs hypothèses concernant les rémunérations principales, le SNB et certains taux de charges sociales afin de prendre en compte les tendances observées, ainsi que les accords sur les évolutions salariales advenus pendant le second semestre de 2024. Elle retient la très grande majorité de la demande d'effectifs d'Enedis sur la période TURPE 7, à l'exception d'un ajustement mineur sur les effectifs de personnel de direction supplémentaires.

La CRE a notamment réduit le niveau de certains ajustements pour prendre en compte le plan de performance d'Enedis qui s'appliquera entre autres aux charges de personnel.

La CRE retient finalement un ajustement sur ce poste de -69 M€ sur la période (-17 M€ par an en moyenne, soit -0,5 %).

Main-d'œuvre immobilisée (971 M€ demandés par Enedis par an en moyenne sur la période TURPE 7)

Dans sa demande tarifaire, Enedis a estimé la main-d'œuvre immobilisée sur la base d'un taux d'immobilisation par catégorie d'investissements, avec l'hypothèse sous-jacente d'un recours accru à des prestataires externes pour faire face à une partie de la croissance de son activité, en particulier concernant les activités de raccordement. La main-d'œuvre immobilisée augmente sur la période TURPE 7 du fait de la croissance des investissements mais moins rapidement que ces derniers compte tenu du recours à de la main-d'œuvre externe.

L'auditeur a retenu un ajustement de +309 M€ sur la période (+77 M€ par an en moyenne, 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.

Analyse de la CRE

La CRE a procédé à l'analyse de la main-d'œuvre immobilisée par rapport aux besoins d'Enedis en équivalents temps pleins, en prenant en compte la politique industrielle de l'opérateur ainsi que les efforts d'efficience prévus. Cette analyse donne lieu à des hypothèses de taux d'immobilisation intermédiaires entre ceux demandés par Enedis et ceux ajustés par l'auditeur.

La CRE retient finalement un ajustement sur ce poste de +128 M€ sur la période (+32 M€ par an en moyenne, soit +3 %).

R&D (75 M€ demandés par Enedis par an en moyenne sur la période TURPE 7)

La demande tarifaire d'Enedis comprend une trajectoire de R&D en hausse de +11 M€ (soit +19 %) entre 2023 et 2025, suivi d'une hausse annuelle de +6 % en moyenne, justifiée par les évolutions technologiques liées à la transition énergétique, notamment en matière de mobilité électrique, de comptage et d'analyse des données.

L'auditeur a ajusté la trajectoire d'Enedis en matière de R&D de -90 M€ sur la période (-23 M€/an en moyenne, 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 ceux qu'il a considérés comme non justifiés par Enedis.

Analyse de la CRE

A l'issue de l'audit, Enedis a accepté une partie des ajustements du consultant, tandis que la CRE a réintégré une partie des montants demandés par Enedis sur certains projets d'innovation. Ces montants concernent notamment les projets relatifs à l'anticipation des risques sur les infrastructures de réseau, la réduction des fraudes, et certains projets dont les montants sont inférieurs à 1 M€.

La CRE retient finalement un ajustement sur le poste de -40 M€ sur la période (-10 M€ par an en moyenne, soit -13 %), ce qui conduit à un budget R&D d'Enedis pour le TURPE 7 stable par rapport à la période TURPE 6.

Autres charges d'exploitation (619 M€ demandés par Enedis par an en moyenne sur la période TURPE 7)

Dans sa demande initiale, Enedis prévoit une baisse de -180 M€ entre 2023 et 2025, soit -24 %. Cette baisse est principalement due à la prévision d'un coût moins élevé du tarif agent qu'en 2023 (-143 M€ entre 2023 et 2025, soit -35 %), où le niveau du sous-poste a été exceptionnellement haut en raison des prix élevés de l'énergie.

Le sous-poste « Indemnités versées aux clients », qui couvre le versement des indemnités pour coupures d'alimentation de plus de cinq heures, est également prévu en forte baisse (-114 M€ entre 2023 et 2025, soit -65 %). Enedis n'anticipe pas que les indemnités demeurent au niveau exceptionnellement élevé constaté en 2023 à la suite notamment des tempêtes Ciaran et Domingos.

Le sous-poste « Autres produits et charges » est en hausse (+61 M€, soit +93 %), en raison notamment d'hypothèses d'impayés des clients finals et de charges relatives aux redevances de logiciels en hausse. Les impayés des clients finals sont couverts au CRCP.

L'auditeur a proposé un ajustement de la trajectoire d'impayés des clients finals, considérant que l'hypothèse de hausse pérenne des impayés n'était pas justifiée. Il a également ajusté les coûts échoués (VNC des immobilisations démolies), et notamment les coûts échoués relatifs aux chantiers et à Linky. Au total du poste « Autres charges d'exploitation », l'ajustement de l'auditeur s'élève à -417 M€ sur la période TURPE 7 (-104 M€ par an en moyenne, soit -17 %).

Analyse de la CRE

Concernant la trajectoire du tarif agent, la CRE met à jour les hypothèses de prix de l'énergie et retient une trajectoire de consommation d'électricité et de gaz cohérente avec celle retenue pour les tarifs des opérateurs gaziers. Ce poste fait désormais l'objet d'une couverture au CRCP pour les effets prix (cf. partie 2.3).

Concernant les coûts échoués, notamment ceux relatifs aux chantiers et aux compteurs Linky, la CRE a pris en compte certains des éléments apportés par Enedis, ce qui donne lieu à un ajustement moindre que celui de l'auditeur.

Concernant les impayés des clients finals, la CRE retient la trajectoire ajustée par l'auditeur pour la période TURPE 7. La CRE retient finalement un ajustement de -271 M€ sur la période (-68 M€ par an en moyenne, soit -11 %).

Par ailleurs, la CRE a pris en compte la réévaluation de la trajectoire d'indemnités pour coupures longues (-15 M€ par an) en lien avec le cadre de régulation relatif à la qualité d'alimentation (cf. partie 2.6). La CRE a également soustrait de la demande d'Enedis les charges relatives à la mise en œuvre de la relève résiduelle, qui font l'objet d'une composante tarifaire à part entière (cf. partie 0).

La CRE retient finalement un ajustement de -403 M€ sur la période TURPE 7 au périmètre du poste « Autres charges d'exploitation » (-101 M€ par an, soit -16 %).

Linky – Gains apportés par le déploiement des compteurs évolués

Le projet Linky, dont le déploiement a débuté fin 2015, consistait à remplacer 90 % du parc de compteurs du marché de masse (BT ≤ 36 kVA) par des compteurs évolués d'ici à fin 2021. A ce jour, 37 millions de compteurs évolués ont été déployés.
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 comptage ;
- 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 du 25 novembre 2021[34], la CRE a présenté le bilan des gains d'efficacité associés aux compteurs sur la période 2017-2024. Pour la présente délibération tarifaire, la CRE a réitéré cet exercice afin d'évaluer ces gains sur la période 2025-2028, 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 avec les 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, le TURPE 7 HTA-BT prend en compte 1 253 M€ de gains OPEX hors PNT pour 828 M€ initialement estimés dans le plan d'affaires Linky.

Gains Linky hors PNT												
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 prévisionnel[35]	-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

En revanche, pour les pertes non techniques, les objectifs du plan d'affaires retraité n'ont pas été atteints pendant le TURPE 6, alors que les coûts évités liés à la réduction des PNT constituent un poste de gain important du projet (avec un objectif initial de réduction de -3 TWh par an à horizon 2023). Pour mener cet exercice d'analyse, la CRE s'est appuyée sur les trajectoires de gains fournies par Enedis de 1 TWh en 2021, maintenu constant jusqu'en 2024. Enedis rappelle toutefois que ces gains sont, par essence, difficiles à mesurer.

D'après Enedis, la cible de 3 TWh par an reste pertinente, mais son atteinte nécessite le déploiement de l'ensemble des outils de pilotage du réseau. Comme présenté dans la partie 3.1.2 et notamment dans un contexte d'augmentation des fraudes, la CRE fait évoluer les objectifs de la régulation

incitative sur les pertes notamment pour inciter Enedis à l'efficacité dans ses actions contre les fraudes. La CRE suivra de manière attentive la réalisation des gains sur les PNT Linky.

Gains 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

<u>Informatique et télécom, Véhicules, Immobilier (total de 1 065 M€ demandés par Enedis par an en moyenne sur la période TURPE 7)</u>

Les postes « Informatique et télécom », « Véhicules » et « Immobilier » font partie du périmètre d'incitation des coûts d'investissements hors réseaux : à ce titre, ils font l'objet d'une analyse spécifique. Cette régulation incitative vise à inciter Enedis à maîtriser les charges totales (CNE+CCN) sur les postes précités. Ils sont compris dans le poste « Achats et services » décrit plus haut. L'analyse de la CRE sur les investissements est détaillée en partie 3.1.4.1.2.

Concernant le poste « Informatique et télécom », la demande d'Enedis sur la période TURPE 7 s'élève à 2 540 M€ de charges d'exploitation (+35 M€ entre 2023 et 2025, soit +6,2 %, suivie d'une hausse moyenne de +3 % par an). L'auditeur a ajusté certaines trajectoires en raison de justifications insuffisantes, en retenant la moyenne des dépenses sur la période 2021-2023 indexée à l'inflation. Ce poste concentre la plupart des ajustements de l'auditeur au périmètre des charges hors réseaux.

Par ailleurs, la demande d'Enedis pour le poste « Véhicules » s'élève à 233 M€ sur la période TURPE 7 (+2 M€ entre 2023 et 2025, soit +3 %). L'auditeur a ajusté la trajectoire de -11 M€ au total (-3 %), notamment en revoyant à la baisse les hypothèses de coût de carburant au regard de l'évolution de la flotte de véhicules thermiques d'Enedis.

La demande d'Enedis sur le poste « Immobilier » s'élève à 1 486 M€ sur la période (+0 M€ entre 2023 et 2025) et n'a pas fait l'objet d'ajustement de la part de l'auditeur.

Analyse de la CRE

Par rapport à sa consultation publique, la CRE retient un ajustement inférieur à celui de l'auditeur, Enedis ayant apporté des éléments supplémentaires sur les projets SI prévus sur la période TURPE 7. La CRE retraite toutefois les charges associées à une prestation à destination des producteurs, qui relève du domaine concurrentiel.

La CRE retient finalement un ajustement sur le poste « Informatique et télécom » de -22 M€ sur les - 73 M€ recommandés par l'auditeur. La CRE conserve les ajustements de l'auditeur sur le poste « Véhicules ».

Par ailleurs, la CRE a retraité de la demande tarifaire d'Enedis les charges relatives au projet Magellan, dont Enedis a indiqué qu'il ne serait pas poursuivi sur la période TURPE 7.

[34] Consultation publique n°2021-13 de la CRE du 25 novembre 2021 relative au bilan du projet Linky sur la période 2016-2021 et au futur cadre de régulation incitative

[35] Données réalisées pour la période 2017-2023, estimées pour 2024 et prévisionnelles pour la période 2025-2028.

3.1.1.4 Synthèse de la trajectoire retenue par la CRE

Trajectoire retenue par la CRE (hors produits extratarifaires, hors tarif agent)

En synthèse, le tableau suivant présente la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) résultant des ajustements retenus par la CRE pour le TURPE 7 HTA-BT, hors produits extratarifaires et tarif agent.

M€	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne T7
Demande d'Enedis retraitée[36]	6 012,1	6 459,7	6 627,4	6 836,7	7 047,2	6 742,8
Ajustement retenu par la CRE		-203,0	-191,9	-198,2	-176,8	-192,5
Impact du retrait du Facé		-145,8	-350,0	-350,0	-350,0	-299,0
Trajectoire retenue par la CRE (avec retrait du Facé)		6 110,9	6 085,5	6 288,5	6 520,4	6 251,3

Tableau 21 – Trajectoire de charges nettes d'exploitation d'Enedis (hors CSE, produits extratarifaires et tarif agent) retenue par la CRE

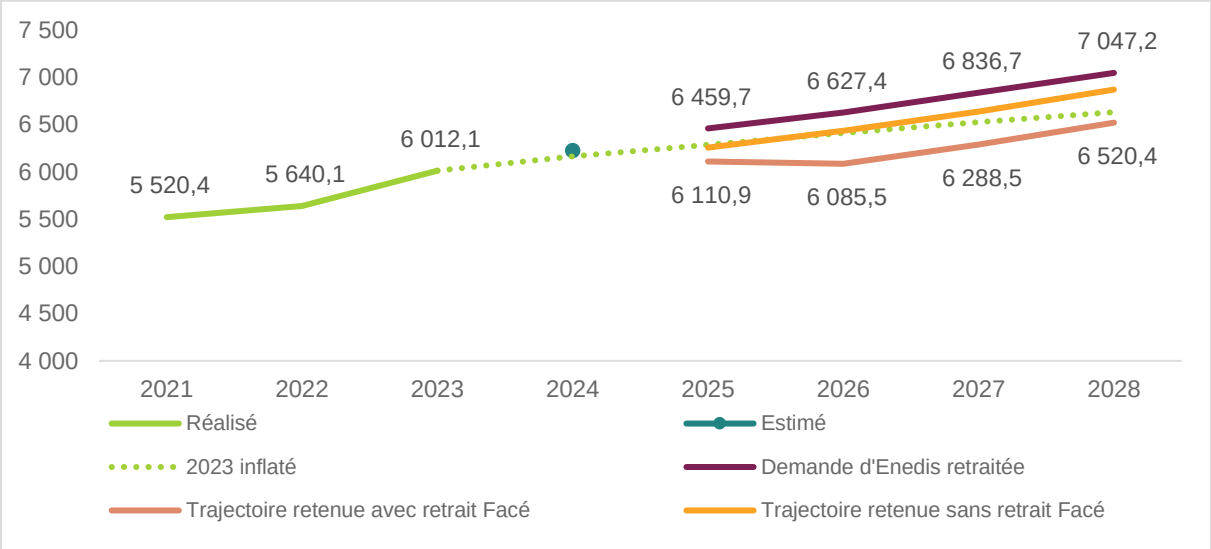


Figure 6 – Trajectoire de charges nettes d'exploitation d'Enedis (hors CSE, produits extratarifaires, tarif agent et retrait du Facé) retenue par la CRE, en M€

La CRE retient, pour les charges nettes d'exploitation d'Enedis (hors charges du système électrique, hors produits extratarifaires, hors tarif agent et hors retrait du Facé) du TURPE 7 HTA-BT, une hausse de +4 % entre 2023 et 2025, suivie d'une hausse de +3 % par an en moyenne sur la période 2026-2028.

[36] La demande d'Enedis a été ajustée des charges relatives à Magellan, aux indemnités pour coupures longues et des recettes et des charges relatives la mise en œuvre de la relève résiduelle.

Trajectoire retenue par la CRE (dont produits extratarifaires et tarif agent)

En synthèse, le tableau suivant présente la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) résultant des ajustements retenus par la CRE pour le TURPE 7 HTA-BT, dont les produits extratarifaires et le tarif agent. La trajectoire de la CRE comprend également un ajustement issu de la prise en compte de la trajectoire d'inflation mise à jour, précisée dans le tableau.

M€	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne T7
Demande d'Enedis retraitée	5 036,9	4 948,8	5 054,4	5 089,9	5 174,0	5 066,8
Ajustement retenu par la CRE		-220,2	-266,4	-283,0	-269,5	-259,8
Impact du retrait du Facé		-145,8	-350,0	-350,0	-350,0	-299,0
Trajectoire retenue par la CRE (avec retrait du Facé)		4 582,8	4 438,0	4 456,9	4 554,5	4 508,0
dont achats et services	2 750,5	2 825,4	2 925,6	3 054,5	3 194,9	3 000,1
dont charges de personnel	3 027,9	3 367,8	3 468,4	3 569,5	3 686,8	3 523,1
dont main-d'œuvre immobilisée	-810,1	-948,5	-986,3	-1 016,4	-1 059,7	-1 002,7
dont impôts et taxes	688,3	574,2	372,0	374,5	386,6	426,8
dont autres charges d'exploitation	762,3	543,1	547,9	540,3	543,5	543,7
dont produits extratarifaires	-1382	-1 779,2	-1 889,6	-2 065,4	-2 197,7	-1 983,0

Tableau 22 – Trajectoire de charges nettes d'exploitation d'Enedis (hors CSE, dont produits extratarifaires et tarif agent) retenue par la CRE

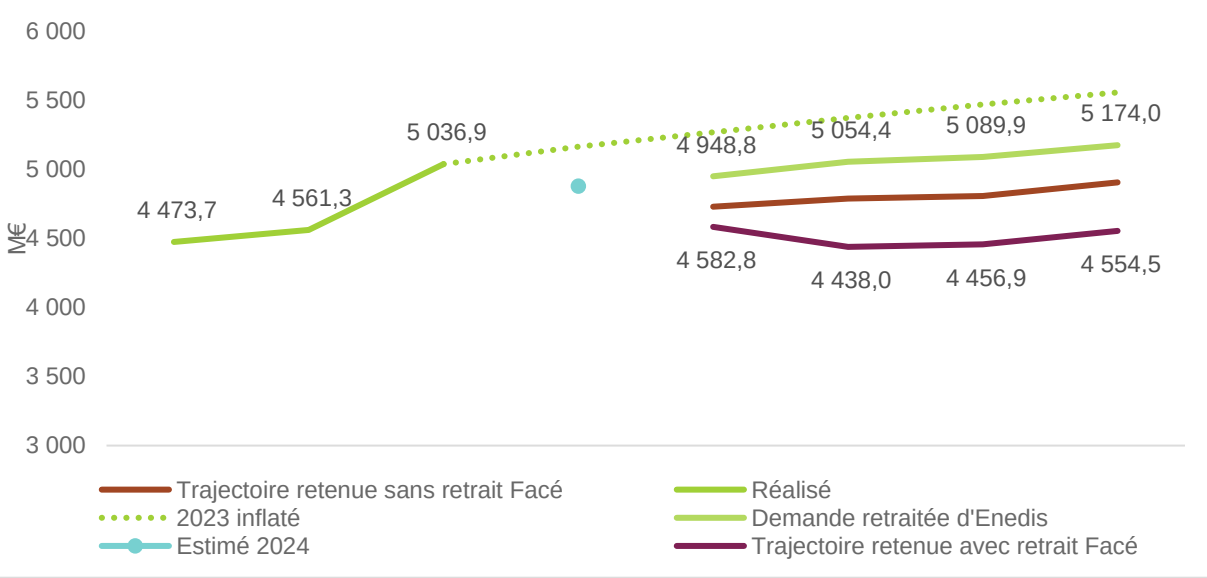


Figure 7 – Charges nettes d'exploitation d'Enedis (hors CSE, dont produits extratarifaires, dont tarif agent) retenue par la CRE, en M€

La trajectoire totale de charges nettes d'exploitation du TURPE 7 HTA-BT prévoit une baisse de -6 % des charges nettes d'exploitation d'Enedis entre 2023 et 2025 (hors impact du retrait du Facé). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de +1 % par an en moyenne sur la période 2025-2028 au même périmètre.

La trajectoire retenue par la CRE pour le TURPE 7 HTA-BT donne notamment les moyens à Enedis :

- de réaliser l'ensemble de ses missions, en particulier de garantir la sécurité de ses ouvrages de réseau, avec par exemple la hausse des montants alloués à l'élagage par rapport aux dépenses réalisées pendant le TURPE 6, ou encore avec la hausse des moyens alloués à la réalisation des raccordements, dans le contexte de l'électrification des usages et de la décarbonation du mix énergétique ;
- de maintenir à niveau et renforcer ses systèmes d'information, notamment en ce qui concerne la cybersécurité et la chaîne de communication du comptage évolué, et de mener les évolutions nécessaires associées, répondant aux besoins des acteurs du système électrique ;
- de mener des travaux de R&D portant sur la sécurité, l'intégrité et la performance du réseau.

3.1.2. Charges du système électrique

Les charges de système électrique sont principalement composées :

- des achats d'énergie pour compenser les pertes (pour environ 30 %), qui font par ailleurs l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* (cf. partie 2.3.1.2) ;
- 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.

3.1.2.1. 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 entre Enedis et RTE, sur la base d'un taux de pertes prévisionnel (6,88 %) correspondant au taux observé en 2023 et jugé pérenne par Enedis.

En septembre 2024, Enedis a présenté à la CRE une nouvelle trajectoire de consommation prévisionnelle, avec un effet à la baisse sur le coût d'achat total des pertes.

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	1 894,0	1 993,0	1 801,0	1 816,0
Charges du CART	3 991,5	4 249,7	4 518,8	4 851,9
Raccordement des postes-sources au RPT	24,0	22,0	20,0	13,9
Total	5 909,50	6 264,70	6 339,80	6 681,80
Evolution annuelle (%)		*+6,0 %*	*+1,2 %*	*+5,4 %*

Tableau 23 – Charges de système électrique prévisionnelles sur la période TURPE 7 – demande d'Enedis (en M€)

3.1.2.2. Analyse de la CRE

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé 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 au plan anti-fraude d'Enedis.

La majorité des répondants à la consultation publique ne s'est pas prononcée sur le niveau de CSE envisagé par la CRE. Cependant, certains acteurs estiment que la baisse des pertes non techniques envisagée par la CRE liée à la lutte contre les fraudes est prématurée. D'autres acteurs considèrent au contraire que la trajectoire envisagée n'est pas assez ambitieuse. Ils soutiennent notamment qu'en ne basant la baisse du taux de pertes global uniquement sur le plan de lutte contre la fraude (perte non technique), la CRE suppose que le niveau des pertes techniques restera stable.

La CRE rappelle que le montant des charges du système électrique est couvert au CRCP, hormis le bonus/malus issu de la régulation incitative des pertes. Il convient donc de retenir une trajectoire réaliste, qui doit nécessairement prendre en compte le niveau atteint précédemment, indépendamment de la régulation incitative traitée au paragraphe 2.3.1.2. La CRE considère que la trajectoire de pertes intégrant une réduction des fraudes est atteignable par Enedis. La CRE fixe ainsi la trajectoire de coût d'achat des pertes ci-dessous.

Depuis la consultation publique, les trajectoires des prix des pertes ont été actualisées en fonction des prix à terme de l'électricité observés du 21 octobre 2024 au 1er novembre 2024.

Coût d'achat des pertes	2025	2026	2027	2028
Demande d'Enedis (M€)	1 894,0	1 993,0	1 801,0	1 816,0
Taux de pertes demandé par Enedis	6,88 %	6,88 %	6,88 %	6,88 %
Taux de pertes fixé par la CRE	6,88 %	6,78 %	6,68 %	6,58 %
Volumes prévisionnels de pertes fixés par la CRE (TWh)	24,07	23,92	23,82	23,77
Impact sur la demande d'Enedis (M€)	0,0	-29,0	-52,4	-79,2
Trajectoire retenue par la CRE	**1 894,0**	**1 964,0**	**1 748,6**	**1 736,8**

Tableau 24 – Trajectoire de coût d'achat des pertes retenue par la CRE sur la période TURPE 7

Concernant les trajectoires de charges du CART, la CRE a intégré la hausse du TURPE HTB prévue au 1er février 2025 de +9,61 %, suivie à partir du 1er août 2026 d'une évolution proche de l'inflation.

Enfin, pour le coût de raccordement des postes-sources au réseau de transport, la CRE retient la demande d'Enedis. La baisse proposée par Enedis s'appuie sur la trajectoire des projets déjà contractualisés ou en cours d'étude avec RTE.

La trajectoire de charges du système électrique retenue par la CRE pour la période TURPE 7 HTA-BT est la suivante :

M€	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moy. T7
CART	3 438,1	4 124,8	4 191,6	4 260,0	4 341,9	4 229,6
Coût d'achat des pertes	3 754,8	1 894,0	1 964,0	1 748,6	1 736,8	1 835,9
Raccordement des postes-sources au RPT	19,7	24,0	22,0	20,0	13,9	20,0
Total	**7 212,6**	**6 042,8**	**6 177,6**	**6 028,6**	**6 092,7**	**6 085,4**

Tableau 25 – Trajectoire de charges du système électrique d'Enedis retenue par la CRE pour la période TURPE 7

3.1.3. Paramètres de rémunération

Les principes de calcul des charges de capital d'Enedis (notamment la méthodologie de détermination des différents paramètres de rémunération) appliqués pour le TURPE 6 HTA-BT sont reconduits pour la prochaine période tarifaire. Toutefois, la CRE fait évoluer le niveau des paramètres de rémunération, en cohérence notamment avec l'évolution de certains paramètres de marché et de l'impôt sur les sociétés.

3.1.3.1. 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 %, sur la base d'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 capitaux propres régulés 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 %.

Ces demandes s'appuient 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, (iii) les risques opérationnels notamment liés à l'aléa climatique et (iv) la moyenne des bêtas retenus par les autres régulateurs européens.

3.1.3.2. Analyse de la CRE

Proposition de la consultation publique

Dans le cadre des travaux de préparation du tarif TURPE 7, la CRE a réexaminé 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 de la demande tarifaire d'Enedis. Le rapport d'audit de la société FTI Compass Lexecon a été publié en parallèle de la consultation publique du 11 octobre 2024.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé, pour le TURPE 7 HTA-BT, une fourchette de marge sur actif envisagée de 2,3 % à 2,6 % (nominal, avant impôts), une fourchette de taux de rémunération des capitaux propres régulés envisagé de 2,6 % à 3,1 % (nominal, avant impôts) et une fourchette de taux de rémunération des emprunts financiers de 1,9 % à 2,3 % (nominal, avant impôts).

Par ailleurs, pour établir les taux sans risque, la CRE a proposé de déterminer ceux-ci en pondérant :

- 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 la prise en compte des données économiques plus récentes, d'une valeur de 3,4 %.

La CRE a indiqué qu'elle envisageait un taux pondéré fondé sur la part des nouveaux et anciens actifs des capitaux propres et des emprunts financiers. Ainsi, pour le scénario illustratif de la consultation publique, la borne basse comprenait 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'établissait dès lors entre 2,6 % et 3,1 % et la rémunération additionnelle des emprunts financiers entre 1,9 % et 2,3 %.

Parmi les contributeurs à la consultation publique, plusieurs acteurs sont favorables aux orientations de la CRE pour les paramètres de rémunération. Quelques contributeurs estiment que certains paramètres envisagés par la CRE sont trop élevés au regard des conditions de marché actuelles et que le risque porté par Enedis est largement surestimé, dans un contexte d'électrification des usages qui sécurise l'activité à long terme. D'autres contributeurs, dont Enedis et son actionnaire, considèrent au contraire que les paramètres proposés par Enedis, notamment le bêta, sont légitimes au regard des conditions de rémunération des opérateurs de réseaux électriques. Ils estiment que la fourchette proposée par la CRE ne reflète pas suffisamment l'augmentation significative et durable des taux de marché et jugent injustifiée une borne basse de la marge sur actifs inférieure à celle de TURPE 6.

Concernant l'évolution de la méthodologie pour le taux sans risque, plusieurs contributeurs à la consultation publique souhaitent le maintien de la méthodologie de fixation des taux sans risque. Ils considèrent qu'Enedis est soumis à des risques moindres que les autres opérateurs pris comme référence par l'auditeur externe. Toutefois, dans le cas d'un changement effectif de la méthode de fixation du taux sans risque, plusieurs répondants considèrent qu'une pondération d'au moins 80 % long terme / 20 % court terme refléterait mieux les coûts d'Enedis.

Analyse de la CRE

Pour ce qui concerne la détermination du taux sans risque, jusqu'au TURPE 6, la CRE s'appuyait sur la moyenne observée sur les dix dernières années de l'OAT de maturité 15 ans, reflétant la durée de vie longue des infrastructures de réseau. Cette méthode, qui avait 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 tendance d'évolution des taux à la baisse pendant plusieurs années.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt ont connu une hausse rapide et forte à partir de début 2022 pour s'établir à des niveaux supérieurs à ceux des dix dernières années. Face à cette situation nouvelle, la CRE fait évoluer la méthode de calcul du taux sans risques, et donc du taux de rémunération des capitaux propres régulés ainsi que du taux de rémunération des emprunts financiers, pour mieux prendre en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt, comme elle l'a décidé s'agissant des tarifs d'infrastructures gazières.

Par conséquent, la CRE retient pour le TURPE 7 HTA-BT une méthode de calcul du taux sans risque pondérant deux taux :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour TURPE 6 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme, qui s'établit à 1,4 % ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui s'établit à 3,3 %.

Pour la pondération entre les deux taux, la CRE retient une répartition normative de la part respective des nouveaux et anciens actifs des capitaux propres et des emprunts financiers, évaluée pour la période tarifaire à venir à 60 % pour le taux basé sur des données de long terme et à 40 % pour le taux basé sur des données plus récentes.

Comme indiqué dans sa consultation publique, la CRE choisit de ne pas accéder à la demande d'Enedis d'intégrer le spread de dette dans le calcul du taux de rémunération des capitaux propres et du taux de rémunération des emprunts financiers. En effet, la méthodologie de rémunération d'Enedis telle que mise en œuvre dans le cadre du TURPE 5bis HTA-BT élaborée à la suite de plusieurs contentieux, comporte une « marge sur actif » s'appliquant à l'ensemble de la base des actifs régulés (hors Linky), qui inclut les actifs financés par emprunts financiers. Cette marge est la contrepartie de l'exploitation par Enedis du réseau concédé à ses risques et périls et à ce titre correspond à la rémunération des risques financiers, y compris le risque matérialisé par le spread de dette. En l'absence de nouveaux éléments, cette méthodologie n'a pas vocation à évoluer.

En ce qui concerne le bêta de l'actif, il reste stable par rapport au niveau retenu pour la période précédente (0,36). La CRE appuie sa décision sur les observations de marché et les bêtas de l'activité des opérateurs d'électricité en Europe. Ce niveau de bêta correspond notamment à la moyenne de l'échantillon d'entreprises européennes cotées comparables à Enedis. Cet échantillon n'a pas évolué par rapport à celui utilisé dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT. Par ailleurs, la CRE maintient un niveau d'exposition au risque d'Enedis stable avec, d'une part, l'accroissement du périmètre de charges et de recettes couvertes au CRCP et, d'autre part, un renforcement du niveau d'incitation du cadre tarifaire.

Compte tenu de ses analyses, la CRE retient une marge sur actif (hors Linky) de 2,5 %, un taux de rémunération des capitaux propres régulés de 2,9 % et un taux de rémunération des emprunts financiers de 2,1 % pour la période TURPE 7 HTA-BT.

Les valeurs retenues par la CRE pour chacun des paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Paramètres du calcul des charges de capital TURPE 7 (valeurs arrondies)					
	TURPE 6	**TURPE 7**			
		Données de long terme	Données de court terme	**Valeur pondérée (60 % - 40 %)**	
Taux sans risque (nominal)	1,7 %	1,4 %	3,3 %	2,1 %	A
Bêta de l'actif	0,36			0,36	B
Prime de risque de marché	5,2 %			5,2 %	C
Taux d'impôts sur les sociétés (IS)	26,47 %			25,83 %	D
Marge sur actif (hors Linky)	**2,5 %**			**2,5 %**	(B×C)/(1-D)
Taux supplémentaire de rémunération des capitaux propres régulés	**2,3 %**			**2,9 %**	A/(1-D)
Taux supplémentaire de rémunération des emprunts financiers	**1,7 %**			**2,1 %**	A

Tableau 26 – Paramètres du calcul des charges de capital d'Enedis

Par rapport aux valeurs retenues pour le TURPE 6 HTA-BT, les principales modifications portent notamment sur l'évolution du taux sans risque et de la fiscalité.

La CRE prend en compte la baisse de taux normal d'imposition sur les sociétés à 25,0 %, combinée à la contribution sociale correspondant à 3,3 % du montant de l'IS, soit un taux d'imposition de 25,83 %.

3.1.4. Investissements et charges de capital normatives

3.1.4.1. Trajectoire d'investissements prévisionnelle

3.1.4.1.1. Demande d'Enedis

La trajectoire de dépenses d'investissements prévue par Enedis sur le TURPE 7 est marquée par :

- au sein des investissements « Raccordements et renforcements », l'augmentation des raccordements des producteurs d'EnR, avec une croissance attendue de +92 % entre 2023 et 2025, suivie d'une hausse annuelle moyenne de +2 % ;
- l'augmentation des raccordements des IRVE en application de la loi Climat et Résilience[37] qui encourage l'équipement des infrastructures de recharge dans le résidentiel collectif ;
- au sein des investissements « Raccordements et renforcements », l'augmentation des dépenses de renforcement des réseaux, avec une croissance de +48 % entre 2023 et 2025 suivie d'une hausse annuelle moyenne de +32 %, en lien avec l'adaptation du plan de tension pour permettre l'accélération de l'intégration 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.

Enedis prévoit les dépenses d'investissement suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

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**
Modifications d'ouvrage	*246,2*	*264,2*	*256,3*	*254,9*	*259,8*	*258,8*	*223,8*
Sécurité, environnement et obligations réglementaires	*330,0*	*354,6*	*350,1*	*359,5*	*400,3*	*366,1*	*311,0*
Outils de travail et moyens d'exploitation	**583,7**	**623,6**	**672,1**	**678,2**	**701,9**	**669,0**	**510,8**
Moyens d'exploitation et logistique	*183,2*	*222,5*	*238,1*	*228,0*	*231,7*	*230,0*	*161,4*
Immobilier	*87,8*	*84,6*	*94,6*	*94,6*	*94,6*	*92,1*	*78,5*
Système d'information	*312,6*	*316,5*	*339,5*	*355,6*	*375,6*	*346,8*	*270,9*
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 27 – Trajectoires de dépenses d'investissement d'Enedis sur la période TURPE 7

[37] Loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets

L'évolution des dépenses d'investissement par catégories est détaillée dans le graphique ci-dessous :

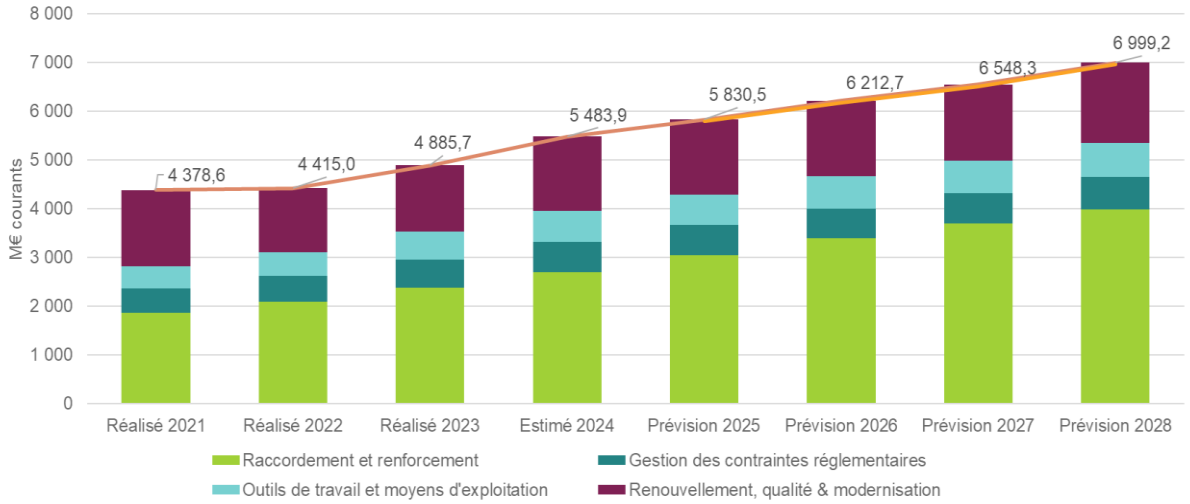


Figure 8 – Evolution des dépenses d'investissements d'Enedis sur la période 2021-2028

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 la période 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. 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.

Au sein des investissements relevant de la catégorie « Outils de travail et moyens d'exploitation », figurent les investissements dits « hors réseaux » dans les domaines des systèmes d'information, de l'immobilier et des véhicules. Ces investissements font l'objet d'une régulation incitative dédiée (cf. partie 2.3.2.2) qui vise à inciter Enedis à maîtriser la somme des CNE et des CCN au périmètre de ces postes de coûts.

La trajectoire d'investissements « hors réseaux » demandée par Enedis est présentée ci-dessous :

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 28 – Trajectoires d'investissements « hors réseaux » demandées par Enedis pour la période TURPE 7

3.1.4.1.2. Analyse de la CRE

S'agissant des investissements « réseaux » la CRE a retenu les prévisions d'investissements figurant dans la demande d'Enedis pour élaborer les trajectoires prévisionnelles de charges de capital du TURPE 7 HTA-BT intégrées dans sa consultation publique. Ce point n'a pas fait l'objet de remarques des acteurs.

S'agissant des investissements « hors réseaux », les montants d'investissements présentés par Enedis ont fait l'objet d'une revue dans le cadre de l'audit des charges nettes d'exploitation d'Enedis.

L'auditeur a ajusté la trajectoire de CAPEX « Systèmes d'information » à hauteur de -159 M€ sur la période (-11 %). Il a en effet considéré que la trajectoire « socle », c'est-à-dire concernée par la régulation incitative, était insuffisamment justifiée, et ne permettait pas de s'assurer que les gains potentiels, permis par le décommissionnement de certains projets ou par l'optimisation économique induite par d'autres projets, étaient bien identifiés. L'auditeur a également ajusté la trajectoire de CAPEX « Véhicules » à hauteur de -9 M€ sur la période (-3 %) en recommandant un ajustement sur le coût unitaire d'acquisition de véhicules électriques.

Après une analyse approfondie des projets SI d'Enedis, de leurs objectifs et de leurs coûts, la CRE retient la majorité de la demande d'Enedis, considérant que les dépenses SI prévues par Enedis sont nécessaires et justifiées. Toutefois, la CRE maintient l'ajustement sur les charges prévisionnelles d'investissement des véhicules (-9 M€), un ajustement sur les charges du projet DERMS au prorata de la part du projet dont Enedis détiendra effectivement la propriété intellectuelle (-8 M€) et ne retient pas un projet (-1 M€).

Le périmètre des investissements concernés par la régulation incitative « hors réseaux » comprend, comme précisé en partie 2.3.2.2, tous les investissements SI, à l'exception des investissements relatifs à la cybersécurité.

La trajectoire d'investissements « hors réseaux » retenue par la CRE est présentée dans le tableau ci-dessous :

M€ courants	2025	2026	2027	2028	Moyenne TURPE 7
Systèmes d'information	314,0	337,9	352,9	373,0	**344,4**
Immobilier	84,6	94,6	94,6	94,6	**92,1**
Véhicules	65,3	66,6	67,0	68,1	**66,8**
Investissements totaux « hors réseaux »	**463,9**	**499,1**	**514,5**	**535,7**	**503,3**
Investissements incités « hors réseaux »	**450,1**	**485,4**	**500,8**	**521,9**	**489,5**

Tableau 29 – Trajectoire d'investissements « hors réseaux » d'Enedis retenue pour la période TURPE 7

Ainsi, la trajectoire globale d'investissements (réseaux et « hors réseaux ») d'Enedis retenue par la CRE sur la période TURPE 7 s'élève à 6 393,2 M€ par an en moyenne. Elle est détaillée dans le tableau ci-dessous.

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	620,6	668,7	672,6	696,0	664,4	**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**	**5 827,5**	**6 209,2**	**6 542,7**	**6 993,3**	**6 393,2**	**4 559,7**

Tableau 30 – Trajectoires de dépenses d'investissement d'Enedis sur la période TURPE 7

3.1.4.2. Immobilisations en cours

Comme indiqué au paragraphe 2.1.1.6, la CRE retient pour le TURPE 7 HTA-BT une rémunération au coût de la dette des IEC de cycle long correspondant au postes sources.

La CRE retient la trajectoire prévisionnelle suivante pour les IEC, correspondant à la demande d'Enedis :

M€ courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028
Immobilisations en cours	347,3	370,0	377,4	384,2	390,3

Tableau 31 – Trajectoires des immobilisations en cours (en M€ courants)

Les écarts par rapport à cette trajectoire seront intégrés au CRCP.

3.1.4.3. Charges de capital normatives prévisionnelles

3.1.4.3.1. Trajectoire des charges de capitales normatives

Le tableau ci-dessous présente les trajectoires prévisionnelles de la BAR hors Linky, de la BAR Linky et des CPR d'Enedis de 2025 à 2028 (incluant les CPR TURPE 2) :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	2028	Moyenne T7
Trajectoire de BAR de Enedis hors Linky ***(au 1er janvier de l'année N)***	58 643	61 406	64 389	67 570	70 891	66 064
Trajectoire de BAR Linky d'Enedis ***(au 1er janvier de l'année N)***	2 539	2 302	2 101	1 912	1 738	2 013
Capitaux propres régulés ***(au 1er janvier de l'année N)***	8 798	10 687	13 246	15 480	17 070	14 106

Tableau 32 – Trajectoires prévisionnelles de la BAR hors Linky, de la BAR Linky et des CPR d'Enedis sur la période TURPE 7

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) d'Enedis de 2025 à 2028 :

En M€ courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne T7
Charges de capital hors Linky (1)	**4 404,7**	**5 020,6**	**5 349,8**	**5 724,7**	**6 080,9**	**5 544,0**
dont application de la marge sur actif	1 420,3	1 535,2	1 609,7	1 689,3	1 772,3	1 651,6
dont rémunération des capitaux propres régulés	164,7	309,9	384,1	448,9	493,3	409,0
dont dotations aux amortissements hors Linky	2 819	3 128,2	3 314,5	3 541,4	3 747,5	3 432,9
dont dotations aux provisions pour renouvellement	-38,8	-27,5	-28,3	-30,1	-30,2	-29,0
dont rémunération des emprunts financiers	39,5	74,8	69,8	75,2	98,0	79,5
CCN Linky (2)	**509,4**	**438,0**	**404,0**	**370,0**	**347,0**	**390,0**
dont rémunération de la BAR Linky	*281,3*	236,0	215,3	195,9	178,1	206,3
dont amortissement de la BAR Linky	*228,1*	201,7	189,1	173,8	169,4	*183,5*
Rémunération des IEC (3)	**5,9**	7,8	7,9	8,1	8,2	8,0
Charges de capital totales (1)+(2)+(3)	**4 914,1**	**5 466,2**	**5 762,2**	**6 102,6**	**6 436,6**	**5 941,9**

Tableau 33 – Trajectoire prévisionnelle des CCN d'Enedis

3.1.4.4. Trajectoire des charges de capitales normatives « hors réseaux »

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR incitée et de CCN au titre des actifs « hors réseaux » d'Enedis de 2025 à 2028, qui font l'objet d'une régulation spécifique (définie au paragraphe 2.3.2.2 de la présente délibération) :

M€ courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne T7
BAR Systèmes d'information *(au 1er janvier de l'année N)*	599,1	869,6	909,1	905,7	897,5	895,5
BAR Immobiliers *(au 1er janvier de l'année N)*	234,2	265,0	289,1	321,6	351,8	306,9
BAR Véhicules *(au 1er janvier de l'année N)*	77,4	126,8	146,6	161,8	169,0	151,1
BAR totale « hors réseaux »	910,8	1 261,4	1 344,8	1 389,1	1 418,3	1 353,4

Tableau 34 – Trajectoire prévisionnelle de la BAR incitée « hors réseaux »

Les actifs concernés par ce mécanisme n'ayant pas pour contrepartie des passifs de concession, ils sont rémunérés en tant que capitaux propres régulés. La trajectoire prévisionnelle se base sur une durée d'amortissement de 4,5 ans pour les dépenses de systèmes d'information, 9,5 ans pour l'immobilier et 5 ans pour les véhicules. Ainsi, les montants prévisionnels des charges de capital « hors réseaux » [38] sont les suivants :

En M€ courants	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028	Moyenne T7
Charges de capital Systèmes d'information	**261,5**	**339,3**	**384,1**	**446,5**	**482,3**	**413,0**
Rémunération Systèmes d'information	*28,8*	*47,0*	*49,1*	*48,9*	*48,5*	*48,4*
Amortissements Systèmes d'information	*232,7*	*292,3*	*335,0*	*397,6*	*433,9*	*364,7*
Charges de capital Immobilier	**64,8**	**68,7**	**73,2**	**79,6**	**87,0**	**77,1**
Rémunération Immobilier	*11,2*	*14,3*	*15,6*	*17,4*	*19,0*	*16,6*
Amortissements Immobilier	*53,5*	*54,4*	*57,5*	*62,2*	*68,0*	*60,5*
Charges de capital Véhicules	**39,3**	**54,8**	**63,1**	**73,4**	**77,1**	**67,1**
Rémunération Véhicules	*3,7*	*6,8*	*7,9*	*8,7*	*9,1*	*8,2*
Amortissements Véhicules	*35,6*	*47,9*	*55,2*	*64,7*	*68,0*	*58,9*
Charges de capital incitées	**365,6**	**462,7**	**520,3**	**599,5**	**646,4**	**557,3**

Tableau 35 – Trajectoire des charges de capital incitées d'Enedis sur la période TURPE 7

Enedis étant incité à la maîtrise des charges de capital hors réseaux, les écarts entre les trajectoires retenues et les trajectoires réalisées ne seront pas pris en compte au CRCP sur la période TURPE 7.

3.1.5. CRCP prévisionnel au 1er janvier 2025

Le solde du CRCP de fin de période TURPE 6 est calculé avant la clôture définitive des comptes annuels 2024 d'Enedis. Il est égal au montant du CRCP au titre de l'année 2024, sur la base de la meilleure estimation des charges et recettes annuelles (dit CRCP estimé), auquel s'ajoute, le cas échéant, le solde du CRCP non apuré au titre des années 2020 à 2023.

[38] Ces montants sont inclus dans les trajectoires présentées au paragraphe 3.1.4.1.1.

Enedis a fourni à la CRE en septembre 2024 sa meilleure estimation du solde prévisionnel du CRCP au 1er 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 validé par la CRE, soit +2 302,3 M€ ;
- le CRCP estimé pour 2024, soit +1 186,6 M€ ;
- l'actualisation au taux sans risque (1,7 %) soit +59,3 M€.

Le CRCP estimé par Enedis pour l'année 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 HTA-BT), faisant augmenter les charges d'Enedis ;
- d'un écart sur le chiffre d'affaires (hors apurement) à hauteur de -486,1 M€, faisant baisser les recettes d'Enedis, 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 consultation publique, la CRE avait estimé un CRCP au 1er janvier 2025 s'élevant à +3 547,6 M€ en excluant les deux demandes de couverture *a posteriori* d'Enedis, qui ne sont pas prévues par le cadre de régulation du TURPE 6 HTA-BT.

La majorité des répondants s'étant exprimés à ce sujet est favorable à la proposition de la CRE.

La CRE retient un solde de CRCP estimé au 1er janvier 2025 de 3 548,2 M€, à restituer à Enedis. Ce solde est la somme des éléments suivants :

Montant du CRCP	M€
CRCP observé au 31 décembre 2023 actualisé au 1er janvier 2024 [A]	2 302,3
Actualisation au 1er janvier 2025 [A']	39,1
Solde du CRCP constaté au 1er janvier 2024, actualisé au 1er janvier 2025 ([A]+[A'])	2 341,4
CRCP estimé par la CRE pour l'année 2024, au 31 décembre 2024 [B]	1 186,6
Actualisation au 1er janvier 2025 [B']	20,2
Solde du CRCP estimé par la CRE pour l'année 2024, actualisé au 1er janvier 2025 ([B]+[B'])	1 206,8
Solde du CRCP TURPE 6 d'Enedis estimé par la CRE au 1er janvier 2025 ([A]+[A']+[B]+[B'])	3 548,2

Tableau 36 – Solde du CRCP TURPE 6 d'Enedis estimé par la CRE au 1er janvier 2025

Dans sa délibération 2025-08 du 15 janvier 2025, la CRE a décidé de faire évoluer de manière exceptionnelle le TURPE 6 HTA-BT au 1er février 2025 afin d'apurer de manière anticipée le solde du CRCP constaté au 1er janvier 2024[39], soit un montant de 2 341,4 M€. Ce montant correspond au solde du CRCP constaté au 1er janvier 2024 dans la délibération n°2024-122 du 26 juin 2024, actualisé au 1er janvier 2025. La période TURPE 7 couvrant les charges d'Enedis pour les années 2025 à 2028, cette période tarifaire intègre bien le solde total du CRCP constaté au 1er janvier 2025. Toutefois, l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 au 1er février 2025 a permis de démarrer son apurement dès le 1er février 2025 et non au 1er août 2025. Comme rappelé en partie 3.3.2, l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTA-BT permet de ne pas effectuer de hausse en niveau au 1er août 2025.

Le solde définitif du CRCP de 2024 sera déterminé par la CRE au premier trimestre 2025, postérieurement à la clôture des comptes d'Enedis pour l'année 2024. La différence éventuelle entre ce montant définitif et le montant provisoire mentionné *supra* sera prise en compte lors de l'évolution de la grille tarifaire du 1er août 2026 du tarif TURPE 7 HTA-BT.

Le montant provisoire du CRCP 2024 sera restitué à Enedis pendant le tarif TURPE 7 HTA-BT, sous la forme d'une annuité constante étalée sur les 4 ans de la période tarifaire, avec une actualisation au taux sans risque de court terme (cf. partie 2.1.2).

3.2. Hypothèses de volumes acheminés et de nombre de consommateurs desservis

3.2.1. Evolution constatée sur la période TURPE 6 HTA-BT

Le 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 sites (+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.

[39] Le solde du CRCP au 1er janvier 2024, défini dans la délibération n°2024-122 du 26 juin 2024.

		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	322,9
	hors effet climat		344,1		334,9		325,7		327,1

Tableau 37 – 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.

3.2.2. Evolutions prévues par Enedis sur la période du TURPE 7 HTA-BT

Soutirages

Pour construire la trajectoire prévisionnelle de consommation, Enedis a utilisé comme référence la trajectoire de consommation sobre constatée en fin 2022 et en 2023 en y ajoutant les effets suivants :

- 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.

A partir de cette méthode, Enedis a proposé, en juin 2024, une trajectoire en croissance[40] moyenne de +1,2 %/an sur la période 2024-2028. À la suite du constat d'un retard de reprise de la croissance de la consommation sur 2024, Enedis a établi une seconde trajectoire prudente tenant compte d'une stabilité de la consommation en 2024 par rapport à 2023 et d'une hypothèse de prolongation de celle-ci sur 2025. Sur la période 2025-2028, la consommation augmenterait progressivement de +1,1 % par an en moyenne 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 est 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 :

	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028
Nombre de consommateurs (milliers)	38 519	39 299	39 691	40 087	40 486
Évolution N/N-1		+1,0 %	+1,0 %	+1,0 %	+1,0 %
Volume soutiré (TWh à température normale)	325,9	326,1	328,9	332,5	336,9
Évolution N/N-1		-0,3 %	+0,9 %	+1,1 %	+1,3 %

Tableau 38 – Trajectoires proposées par Enedis de volumes acheminés et de nombre de consommateurs sur la période TURPE 7

Dans sa consultation publique, la CRE a demandé à Enedis de tenir compte de la consommation observée fin 2024 pour actualiser sa trajectoire prévisionnelle pour le TURPE 7. Le réalisé 2024 étant conforme (très légèrement supérieur) à la vision en amont de la consultation publique, il n'induit pas de modification de la trajectoire proposée par Enedis pour le TURPE 7.

La puissance souscrite moyenne par consommateur prévue par Enedis sur la période TURPE 7 est fondée 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.

	Réalisé 2023	2025	2026	2027	2028
BT ≤ 36 (kVA)	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
BT > 36 (kVA)	83,8	83,7	83,7	83,7	83,7
HTA (kW)	413,0	412,1	411,6	411,2	410,7
Moyenne HTA-BT (kVA ou kW)	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1

Tableau 39 – 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 -3,8 % par rapport à 2024, puis une baisse moyenne de -0,3 %/an.

[40] Trajectoire présentée dans la partie 4.7.2 de la consultation publique n°2024-16 de la CRE relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT).

	Réalisé			Prévisionnel				
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Alimentation depuis RTE (vision CART) (TWh)	330,2	313,9	297,1	299,7	288,4	286,6	285,9	286,1
Production décentralisée (TWh)	61,8	65,8	77,3	75,6	91,7	100,4	109,2	118,3
Refoulement vers RTE (TWh)	18,5	21,0	29,0	24,1	30,4	34,5	38,7	43,4

Tableau 40 – Trajectoires des volumes injectés sur le réseau de distribution et échangés avec le réseau de transport

3.2.3. Analyse de la CRE

La trajectoire proposée par Enedis constitue une vision prudente sur le niveau de consommation et notamment sur la reprise industrielle et la dynamique d'électrification.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique du 11 octobre 2024 partagent majoritairement le constat fait par Enedis d'un retard de la croissance de la consommation électrique. La majorité des acteurs est favorable à la trajectoire proposée, considérée comme raisonnable. Une minorité d'acteurs émettent un avis mitigé et estiment que la trajectoire proposée par Enedis reste trop optimiste.

La CRE considère que les prévisions 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 des véhicules électriques et des pompes à chaleur, ou encore de l'autoconsommation. La CRE, après analyse des dernières tendances d'évolution de la consommation, retient la proposition d'Enedis.

La trajectoire d'évolution du nombre de consommateurs et des puissances souscrites proposée par Enedis est cohérente avec l'historique constaté sur la période TURPE 6. La CRE retient donc la trajectoire proposée par Enedis.

	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 à température normale)	326,1	328,9	332,5	336,9
Évolution N/N-1	-0,3 %	+0,9 %	+1,1 %	+1,3 %
Puissance souscrite moyenne HTA-BT (kVA)	10,1	10,1	10,1	10,1

Tableau 41 – Trajectoire de nombre de consommateurs et de consommation retenue par la CRE pour la période TURPE 7

3.3. Trajectoire d'évolution du TURPE 7 HTA-BT

La loi de finances pour 2025 adoptée dispose que le Facé est transféré au budget de l'Etat (dans un compte d'affectation spéciale) et financé par une fraction affectée de l'accise sur l'électricité et non plus par le TURPE. Ainsi, la CRE retient le scénario d'un tel retrait des charges d'Enedis pour la période TURPE 7 à partir du 1er août 2025. En conséquence, les grilles tarifaires présentées en partie 5 ont été modifiées par rapport à la délibération pré-CSE.

3.3.1. Revenu autorisé non lissé sur la période TURPE 7

Le revenu autorisé non lissé d'Enedis pour la période 2025-2028 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (voir partie 3.1.1) ;
- les charges de système électrique (voir partie 3.1.2) ;
- les charges de capital (voir partie 3.1.43.1.4.3) ;
- l'apurement du compte régulé de lissage Linky (voir partie 2.1.3) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 1er janvier 2025 (voir partie 3.1.5).

Le revenu autorisé non lissé d'Enedis pour la période TURPE 7 se décompose de la façon suivante :

en M€courants	2024 Revenu autorisé lissé	2025	2026	2027	2028
Charges nettes d'exploitation		4 728,6	4 788,0	4 806,9	4 904,5
CNE retenues y.c. impact du retrait du Facé		4 582,8	4 438,0	4 456,9	4 554,5
Charges de système électrique		6 042,8	6 177,6	6 028,6	6 092,7
Charges de capital normatives		5 466,2	5 762,2	6 102,6	6 436,6
CRL		375,0	418,0	418,0	374,0
Apurement du solde du CRCP définitif de 2023		1 119,8	1 261,9		
Apurement du solde du CRCP provisoire de 2024		316,5	316,5	316,5	316,5
Revenu autorisé	16 725,0	17 903,0	18 374,2	17 322,7	17 774,3

Tableau 42 – Revenu autorisé non lissé d'Enedis sur la période TURPE 7

Hors effets de lissage, les charges à couvrir retenues par la CRE pour Enedis entraînent une hausse de +7,9 % du revenu autorisé entre 2024 et 2025, puis une hausse moyenne de +0,2 % par an sur la période TURPE 7 (hors impact du retrait du Facé).

3.3.2. Revenu autorisé lissé

Comme précisé dans la partie 3.3.2, pour calculer l'évolution tarifaire au 1er août 2025 et à chaque évolution annuelle, la CRE retient un lissage de l'évolution du revenu autorisé prévisionnel. Ce lissage n'a pas d'effet sur les charges recouvrées par Enedis sur la durée du tarif mais évite les évolutions importantes du tarif dans des sens opposés d'une année sur l'autre.

La CRE a présenté deux options possibles de hausse initiale et d'évolutions annuelles ultérieures dans sa consultation publique du 11 octobre 2024 :

- 1re option : un lissage « marche puis inflation », comme demandé par Enedis ;
- 2de option : un lissage de forme « Z = IPC + X + k » avec un coefficient X non nul et constant pendant le tarif TURPE 7. La marche initiale, dans ce cas, serait suivie d'une évolution annuelle égale à la somme de l'inflation et du coefficient X.

La majorité des répondants s'est exprimée en faveur d'une évolution selon la 2de option.

L'évolution exceptionnelle au 1er février 2025 du TURPE 6 HTA-BT de +7,70 % permet de ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 HTA-BT à nouveau en août 2025, et permet des évolutions annuelles ultérieures en 2026, 2027 et 2028 proches de l'inflation.

Compte tenu du niveau du revenu autorisé prévisionnel d'Enedis sur la période TURPE 7, et conformément à l'objectif précité, la CRE retient l'option reposant sur une marche initiale nulle au 1er août 2025 et des évolutions annuelles ultérieures à l'inflation, avec un terme X égal à -0,35 %.

Les évolutions prévisionnelles (hors apurement du CRCP) se décomposent de la manière suivante :

	Fév. 2025	Août 2025	2026	2027	2028
Inflation prévisionnelle entre l'année N-1 et l'année N	+1,80 %		+1,80 %	+1,80 %	+1,80 %
Marche initiale	+7,70 %*				
X		-1,92 %	-0,35 %	-0,35 %	-0,35 %
Evolution prévisionnelle au 1er août de l'année N (hors apurement du solde du CRCP)	+0,00 %	-1,92 %	+1,45 %	+1,45 %	+1,45 %

Tableau 43 – Evolution prévisionnelle du tarif des réseaux de distribution d'Enedis sur la période TURPE 7

** La marche de +7,70 % comprend l'inflation.*

Le revenu autorisé d'Enedis pour la période 2025-2028 est défini comme la somme des éléments suivants :

- le revenu autorisé non lissé (voir partie 3.3.1) ;
- le terme de lissage permettant une évolution tarifaire correspondant aux modalités définies ci-dessus.

Ainsi, pour la période TURPE 7, le revenu autorisé prévisionnel lissé d'Enedis se décompose de la manière suivante :

en M€ courants	2025	2026	2027	2028	VAN[41]
Revenu autorisé non lissé	17 903,0	18 374,2	17 322,7	17 774,3	68 048,6
Terme de lissage TURPE 7	-497,7	-777,1	663,5	692,5	
Revenu autorisé lissé	17 405,3	17 597,1	17 986,1	18 466,9	
Evolution annuelle (hors apurement du solde du CRCP)	-1,92 %	+1,45 %	+1,45 %	+1,45 %	

Tableau 44 – Evolution prévisionnelle du tarif des réseaux de distribution d'Enedis sur la période TURPE 7

4. Structure tarifaire

La structure tarifaire correspond à la façon dont les coûts de réseaux sont affectés auprès des différents types d'utilisateurs, au travers de différentes composantes tarifaires. Cette allocation vise à faire payer à chaque utilisateur les coûts qu'il génère par son utilisation des réseaux d'électricité. En cherchant à réduire et à optimiser sa facture, l'utilisateur réduit les coûts qu'il génère pour le réseau, à court et à long terme.

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. La CRE a consulté les acteurs de marché sur les évolutions envisagées au travers de deux consultations publiques traitant de la structure, menées en décembre 2023 et en octobre 2024, et au travers d'un atelier dédié organisé le 31 janvier 2024.

[41] Le revenu autorisé non lissé et les recettes prévisionnelles sont égales en valeur nette actualisée avec le taux d'actualisation du CRCP (3,30 %).

4.1. Contexte et enjeux

4.1.1. Une transformation du système énergétique qui impliquera une adaptation des réseaux

4.1.1.1. Une électrification de la consommation d'énergie entrainant 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 2023. 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 d'électricité ;
- 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 gazières[42], la CRE a choisi comme scénario médian le scénario S3 de l'ADEME[43] qui prévoit une baisse de 70 TWh de consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel entre 2020 et 2030 (de 168 TWh en 2020 à 97 TWh en 2030). Cette consommation d'énergie fossile sera dans la majorité des cas remplacée par des dispositifs électriques avec une meilleure efficacité énergétique, tels que les pompes à chaleur.

L'électrification des usages conduira à une hausse de l'électricité consommée estimée par RTE[44] 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 par rapport à 2022. La limitation de cette pointe, notamment en utilisant des signaux tarifaires, est un enjeu majeur pour la période TURPE 7 afin, d'une part, de limiter les contraintes pour le réseau et, d'autre part, de réduire l'activation de moyens de production de pointe coûteux pour les utilisateurs et plus émetteurs de CO_2.

4.1.1.2. 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 plus de 670 000 installations d'autoconsommation individuelles au quatrième trimestre 2024, en croissance de +54 % par rapport à l'année précédente.

[42] Rapport de la CRE, Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone.

[43] Rapport de l'ADEME « Transitions 2050 ».

[44] Bulletin prévisionnel 2035 de RTE.

Ces usages peuvent entraîner, dans l'hypothèse d'un développement important, des modifications de la topologie 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 pointe de consommation, notamment par une incitation plus importante des utilisateurs à consommer au meilleur moment, pourrait permettre d'optimiser le dimensionnement des réseaux.

4.1.1.3. La croissance de la production à partir d'énergies renouvelables (EnR)

Au cours des dernières années, le développement de la production renouvelable, notamment photovoltaïque, 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 du rythme de déploiement du parc éolien terrestre (entre +0,7 et +1,5 GW par an selon les scénarios), forte accélération des capacités d'éolien en mer (entre 7 et 18 GW de capacité installée en 2035).

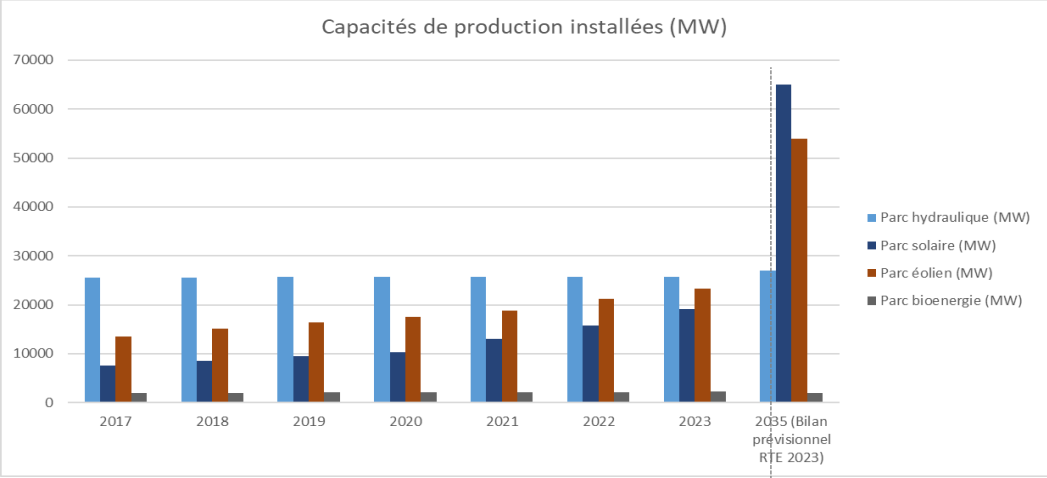


Figure 9 – Évolution du parc de production français (hors nucléaire et fossiles). Source : Open data réseaux-énergies (ODRÉ)[45] et Bilan prévisionnel 2023-2035 de RTE[46]

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 schéma décennal de développement du réseau, 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.

[45] https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/parc-prod-par-filiere/export/

[46] https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels

4.1.2. Des besoins de flexibilité croissants qui appellent des signaux tarifaires adaptés pour réduire la pointe

4.1.2.1. Une production moins corrélée à la consommation

Les évolutions présentées dans les paragraphes précédents entraîneront une déformation structurelle de la consommation résiduelle (courbe de consommation nationale de laquelle est soustraite la production renouvelable). La figure ci-après 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 entrainer 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 devenir fortement excédentaire. Par ailleurs, les pointes de consommation resteraient importantes sur les périodes de début et de fin de journée.

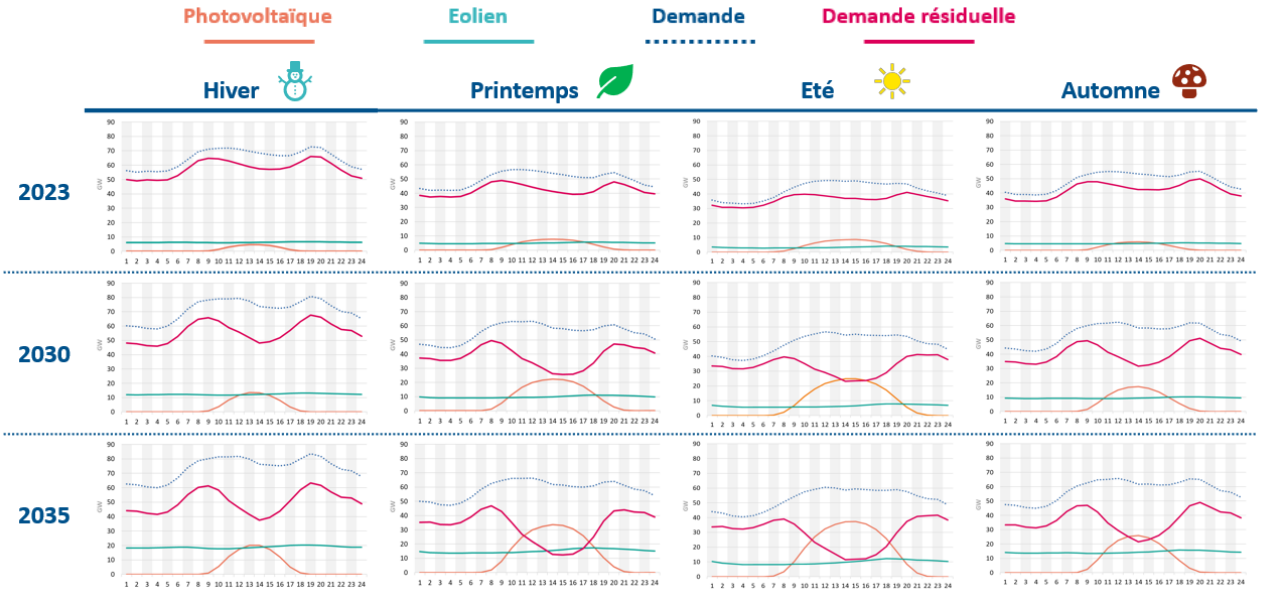


Figure 10 – Evolution de la demande résiduelle (et des sous-jacents) hors consommations pilotables et asservies. Source : RTE

4.1.2.2. Des flexibilités à mobiliser au service des besoins du système électrique

L'électrification, qui se traduit par l'augmentation de la consommation d'électricité et le développement des EnR, rendra 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 dans les réseaux 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 ont vocation à constituer un nouveau gisement de flexibilité au bénéfice du système électrique. *A contrario*, l'absence de pilotage de ces usages en fonction des besoins du système électrique constituerait 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.

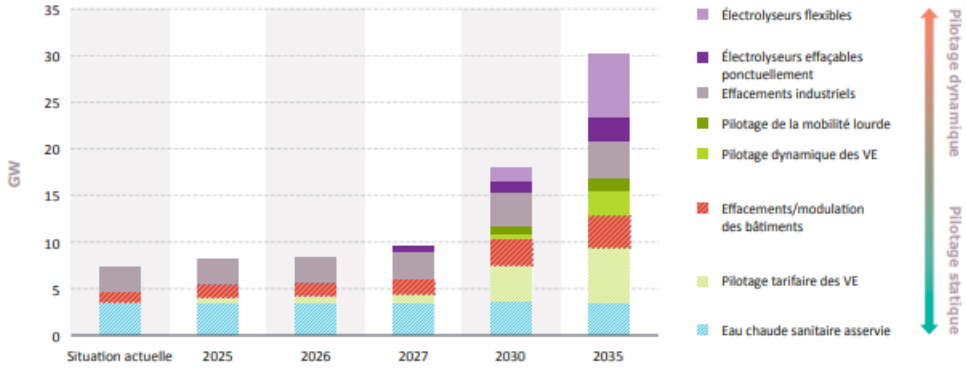


Figure 11 – Evolution des puissances maximales effaçables et modulables de la demande d'électricité. Source : Bilan prévisionnel RTE 2023

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 par l'électrification, 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 récent rapport sur le sujet[47] 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.

[47] Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique, décembre 2023.

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 sur le réseau de distribution (sur le niveau de tension HTA) et la capacité installée ont été multipliés par environ 8, pour atteindre plus de 600 MW au 1er 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 1er septembre 2024, 300 MW de stockage sont raccordés sur le réseau de transport (hors STEP). À cela s'ajoutent 8 GW en cours de raccordement avec des projets d'une puissance unitaire moyenne 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 est 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.

4.1.3. Principes de tarification des réseaux

La structure tarifaire construite par la CRE pour le TURPE 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 2019 sur le marché intérieur de l'électricité dispose à l'article 18 : « *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 publics d'électricité doivent concilier les critères suivants :

- **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 réseaux 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 à ce 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 les consultations publiques de la CRE de décembre 2023 et d'octobre 2024. Les répondants s'y sont révélés largement favorables, confortant cette approche pour la période du TURPE 7.

4.2. Maintien de la structure générale du TURPE 6 HTA-BT

4.2.1. 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 d'électricité 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 d'électricité 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 ou €/kVA/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 et a proposé dans ses consultations publiques de décembre 2023 et d'octobre 2024 de maintenir ce découpage pour la période TURPE 7 en y ajoutant une composante optionnelle pour les installations de stockage (cf. partie 4.4.1). Les répondants s'y sont montrés largement favorables. Les composantes tarifaires utilisées pour le TURPE 6 HTA-BT sont conservées en TURPE 7. Une composante optionnelle pour les installations de stockage est introduite en TURPE 7.

4.2.2. 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, 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 renforcent davantage les pointes et 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.

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 de la CRE, rappelée en annexe 10, consiste à déterminer les coûts marginaux, c'est-à-dire les coûts générés par un soutirage d'énergie supplémentaire selon les périodes ou par la desserte d'un client supplémentaire.

Lors des consultations publiques de décembre 2023 et d'octobre 2024, 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 partie de répondants favorable aux principes et à la méthodologie permettant d'aboutir au résultat actuel. L'autre partie demande une évolution de cette répartition, mais dans deux directions opposées. Pour certains, il s'agirait d'une hausse de la part puissance pour mieux refléter la valeur assurantielle du réseau 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[48] 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 maintient, pour le TURPE 7, la méthode utilisée pour le TURPE 6 HTA-BT, qu'elle estime représentative des coûts de réseaux. Les grilles tarifaires en résultant sont présentées dans la partie 5.2 de la présente délibération.

[48] Infrastructure de recharge de véhicule électrique.

4.3. Evolution de la structure du TURPE 7 HTA-BT

4.3.1. Optimisation du placement des plages d'heures creuses

4.3.1.1. 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 la même hauteur selon le moment de la sollicitation. En incitant les acteurs à adapter leurs usages pour optimiser leurs factures individuelles, ce système de tarification 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 45 – 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-demande[49], 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 1er 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).

[49] 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.

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.

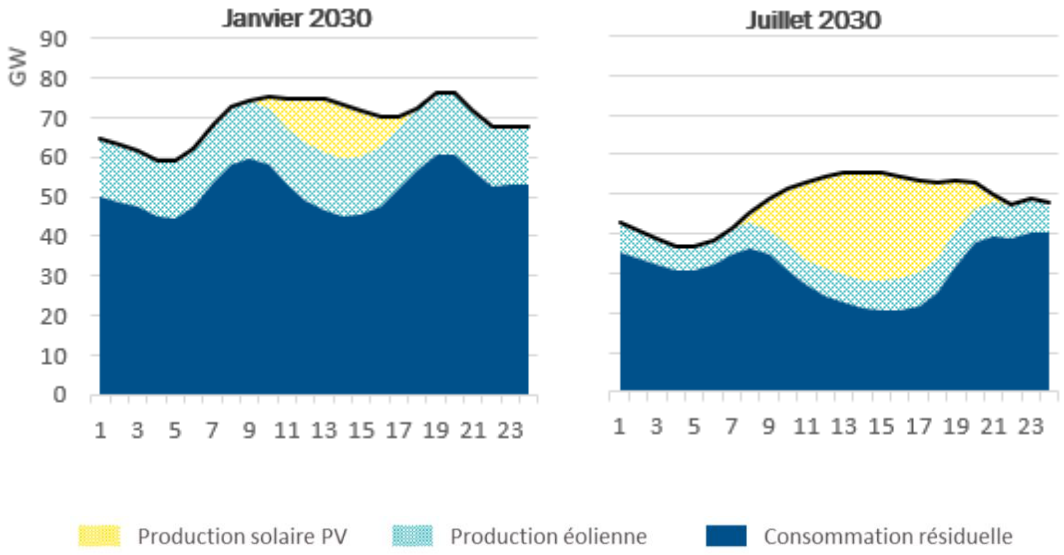


Figure 12 – Projection par RTE de l'évolution de la courbe de demande résiduelle nationale, un jour ouvré de 2030 pour les mois de janvier et juillet. Source : RTE

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 ses consultations publiques du 14 décembre 2023 et du 11 octobre 2024 sur l'intérêt de mettre en cohérence le placement des régimes historiques d'heures creuses 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.

4.3.1.2. Rappel du cadre déjà en vigueur 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 continentale 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 : toute la journée. Du lundi au samedi : 8 heures réparties en une ou deux périodes.	De décembre à février, du lundi au samedi : 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 46 – Règles de placement des plages retenues en TURPE 6 (CRE)

Toutefois, 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.

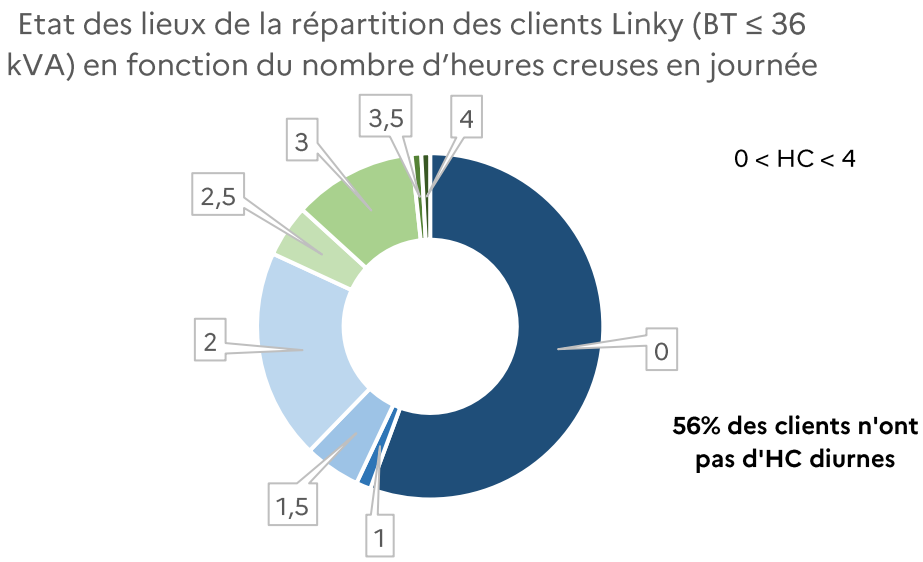


Figure 13 – Etat des lieux de la répartition des clients Linky (BT ≤ 36 kVA) en fonction du nombre d'heures creuses en journée (entre 10h et 18h)

4.3.1.3. Evolution du placement des plages temporelles

Propositions de la CRE en consultation publique

Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a rappelé les évolutions proposées lors de la première consultation publique de décembre 2023 et a proposé notamment la mise en place d'un cadre de régulation incitative pour la mise en œuvre par Enedis des évolutions retenues par la CRE.

La CRE a proposé dans ses consultations publiques 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) pour prendre en compte la forte production photovoltaïque pendant les heures méridiennes en saison d'été. Les premières analyses transmises par Enedis et RTE avaient conduit la CRE à 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.

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 situations locales des réseaux et de la nécessité, pour les gestionnaires de réseaux, de pouvoir choisir les plages d'heures creuses les plus adaptées à ces situations. Ainsi, tous les clients ne se verraient 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 les hivers 2022-2023 et 2023-2024, 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 ces heures creuses aux nouveaux clients.

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. En effet, la répartition hétérogène entre les différentes poches de réseau de la croissance de la production variable décentralisée conduit à remettre en question la pertinence de plages temporelles uniformes sur l'ensemble du territoire.

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 10 heures au lieu de 8 heures 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. 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. Ces difficultés sont de nature à allonger les délais de mise en œuvre et à affecter les fournisseurs. Ce constat avait conduit la CRE à proposer de prioriser l'optimisation du placement des plages temporelles et à prévoir la préparation d'une évolution du nombre d'heures creuses à l'horizon du TURPE 8 afin que cette complexité technique puisse être appréhendée par l'ensemble des acteurs.

Retour des acteurs à la consultation publique

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique de la CRE ont accueilli favorablement les évolutions proposées de façon quasi unanime. En effet, les enjeux liés à l'équilibre offre-demande et à l'évolution des réseaux au regard notamment du développement des énergies renouvelables sont très largement partagés.

Par ailleurs, certains fournisseurs se sont montrés défavorables à l'évolution généralisée du placement des heures creuses pour les professionnels BT ≤ 36 kVA en raison du cas des professionnels dits « multi-sites ». En effet, ces clients risquent de faire l'objet de plusieurs communications pour les changements, étalés dans le temps, des heures creuses de leurs différents sites. Enfin, certains acteurs regrettent que le délai de mise en œuvre soit aussi long et qu'une augmentation du nombre d'heures creuses ne puisse être envisagée en TURPE 7.

Analyse et décision de la CRE

Les règles de placement d'heures creuses évoluent pour l'ensemble des niveaux de tension HTA[50], BT > 36 kVA et BT ≤ 36 kVA. Comme par le passé, les modifications des plages d'heures creuses peuvent intervenir en cours de contrat, en fonction des contraintes du réseau et sous réserve d'un délai de prévenance de 6 mois par le gestionnaire de réseau.

Saison	Heures creuses existantes à déplacer[51]	Heures creuses à ne pas attribuer aux nouveaux clients[58]	Heures creuses à favoriser
Saison haute	De 7h à 11h et de 17h à 21h	De 11h à 14h	Libre
Saison basse	De 7h à 10h et de 18h à 23h	-	De 2h à 6h et de 11h à 17h

Tableau 47 – Règles complémentaires de placements des heures creuses proposées par la CRE

Pour les clients BT ≤ 36 kVA, ces nouvelles règles ne seront appliquées qu'aux compteurs évolués ayant été déclarés communicants.

[50] Pour la HTA, les dimanches sont entièrement en heures creuses.

[51] Hors samedi et dimanche et jours fériés pour la HTB et hors dimanche pour la HTA.

Par ailleurs, la CRE demande à Enedis de mettre en œuvre une différenciation locale des régimes d'heures creuses en HTA et en BT > 36 kVA, en s'inspirant de la méthodologie déjà mise en place pour le segment BT ≤ 36 kVA et 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.

Ces règles s'appliquent de la même manière aux ELD.

Les zones non interconnectées ne sont pas concernées par les mêmes règles. De la même manière que sur le territoire métropolitain continental, il est souhaitable que les plages temporelles évoluent pour mieux refléter les enjeux de réseau et d'équilibre offre-demande de chaque zone non interconnectée. Les régimes d'heures creuses ont donc vocation à être différenciés localement et potentiellement saisonnalisés si cela est pertinent sur les différents territoires. La CRE a ainsi demandé à EDF SEI de travailler à la prise en compte des enjeux locaux des réseaux dans l'affectation des régimes d'heures creuses. Des règles spécifiques pour les ZNI pourront être définies dans la délibération portant sur le tarif d'EDF SEI.

Enfin, la CRE estime que les difficultés liées à une augmentation du nombre d'heures creuses sont de nature à allonger les délais de mise en œuvre et à affecter les fournisseurs. La CRE décide de prioriser l'optimisation du placement des plages temporelles et de prévoir la préparation d'une évolution du nombre d'heures creuses à l'horizon du TURPE 8.

4.3.1.4. Modalités de mise en œuvre

Dans ses consultations publiques du 14 décembre 2023 et du 11 octobre 2024, la CRE a insisté sur l'accompagnement nécessaire auprès des clients concernés par les modifications de régimes d'heures creuses. Elle a 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, portant sur les modalités de mise en œuvre de ces évolutions.

Enedis estime que 28 millions de points de livraison seront concernés par une adaptation en BT ≤ 36 kVA et 0,5 million en BT > 36 kVA et HTA. 14,5 millions de clients ont une offre « heures pleines / heures creuses », dont 11 millions de clients qui verront leurs plages horaires changer, les autres ayant déjà des heures creuses adaptées.

Le calendrier de mise à jour des heures creuses de ces clients d'ici au 1er novembre 2027 se fera suivant deux phases :

- une première phase en 2025-2026 visant à attribuer des régimes sans différenciation saisonnière à 5 millions de clients ;
- une seconde phase à compter du second semestre 2026 visant à attribuer des régimes potentiellement saisonnalisés à 23 millions de clients.

A la fin de ce chantier, les clients qui ont aujourd'hui des heures creuses en journée en conserveront au moins en été, mais elles pourront être déplacées. En effet, les clients dont les plages temporelles seront modifiées durant le TURPE 7 se verront affecter des heures creuses en journée au moins l'été. Enfin, un certain nombre de consommateurs conserveront des heures creuses uniquement la nuit, en fonction de certaines contraintes locales des réseaux d'Enedis.

La CRE retient dans le TURPE 7 HTA-BT une régulation incitative sur le respect par Enedis du délai de réalisation de ce projet, décrite en partie 2.9 de la présente délibération.

Pour rappel, sur le segment BT ≤ 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 41 % des consommateurs. Sauf modification à leur initiative, les clients dotés d'une autre option tarifaire (par exemple de type Base) dans leur contrat de fourniture ne constateront pas l'éventuel changement des heures creuses utilisées pour la facturation du TURPE à leur fournisseur.

4.3.2. 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 s'appuie désormais sur les coûts marginaux de desserte et la puissance dimensionnante.

Lors des consultations publiques du 14 décembre 2023 et du 11 octobre 2024, la CRE a proposé 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 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.

4.3.2.1. Rappel de la méthode et principe d'allocation des coûts

La méthodologie appliquée est présentée de manière détaillée en annexe 10. Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

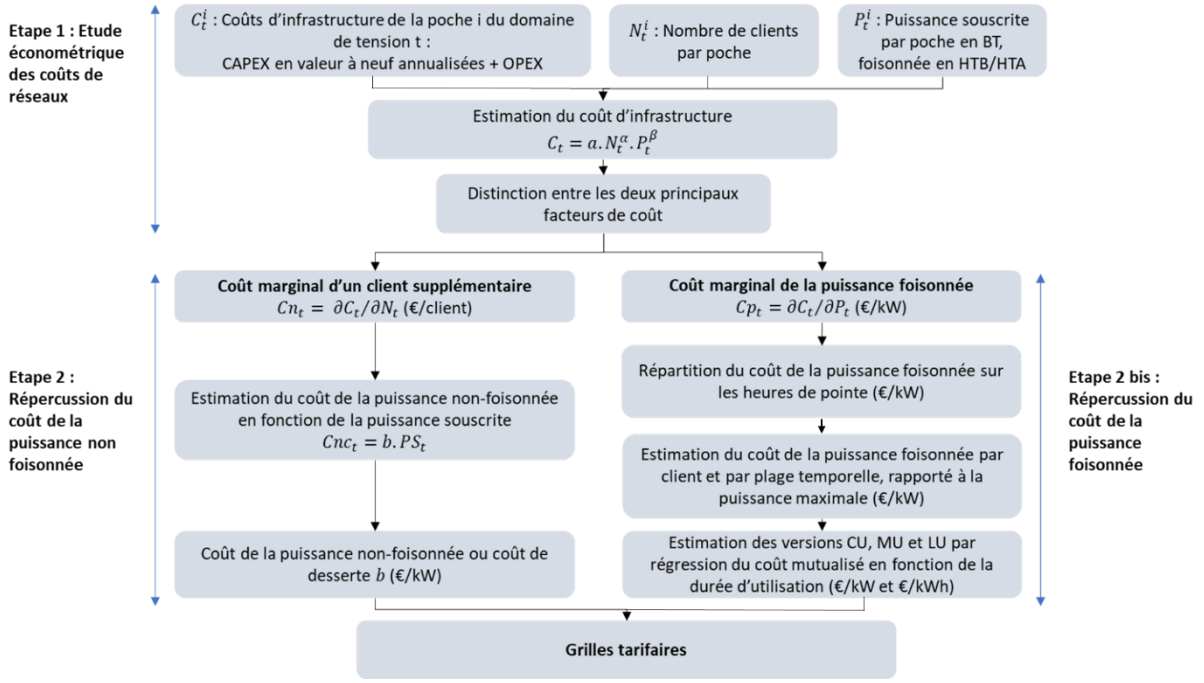


Figure 14 – Etapes de la méthode appliquée par la CRE

L'allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé mais aussi, en cascade, l'ensemble des niveaux de tension amont (cascade des coûts). Par ailleurs, pour le réseau HTB 3, les étapes 1 et 2/2 bis sont simplifiées.

4.3.2.2. Evolutions retenues pour le TURPE 7 HTA-BT

La CRE a proposé dans ses consultations publiques du 14 décembre 2023 et du 11 octobre 2024 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 décide donc de mettre en œuvre pour le TURPE 7. Ces modifications sont détaillées dans l'annexe 10, et les grands principes sont rappelés ci-après.

La première modification retenue 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 ci-dessus. Dans le TURPE 6, la puissance « foisonnée »[52] d'une poche utilisée correspond en HTA et HTB à la puissance soutirée (nette des injections) pendant la 2 500e 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 retenue 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'écrêtements des pointes d'injection a pour effet d'avoir un nombre d'heures dimensionnantes en injection plus faible qu'en soutirage).

La deuxième modification retenue par la CRE concerne l'étape 2 bis de la figure 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'appliquent 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 ne retient 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 HTB 3.

La CRE a mis à jour les grilles tarifaires, en appliquant notamment une optimisation et une saisonnalisation des plages d'heures creuses afin d'assurer que les grilles calculées correspondent à un placement optimal des plages temporelles. Les grilles définitives sont présentées en partie 0.

4.3.2.3. Evolution des grilles

Évolution de différenciation temporelle

L'optimisation des plages d'heures creuses (cf. 4.3.4.2) ainsi que l'actualisation des données de réseau conduisent à une augmentation de la différenciation temporelle de la part énergie en hiver et à une baisse en été. Ainsi, le ratio entre les heures pleines et les heures creuses en hiver atteint 1,64 pour le segment BT > 36 kVA (1,28 en TURPE 6) et 1,88 pour le segment BT ≤ 36 kVA (1,45 en TURPE 6).

En revanche, la prise en compte des données de réseaux actualisées ainsi que du coût des pertes, conduit à une plus faible différenciation saisonnière (-35 % en HTA et -11 % en BT ≤ 36 kVA), sauf pour le segment BT > 36 kVA qui était faiblement saisonnalisé en TURPE 6 (+20 %). Cette tendance s'explique par une distribution des heures de pointe plus étalée sur l'année, et donc moins concentrée sur la période novembre à mars.

Par ailleurs l'intérêt du dénivelé de puissance est plutôt préservé (dans le cadre des options LU), en particulier en cas de faible puissance souscrite hivernale.

[52] La puissance « foisonnée » en TURPE 6 correspond à la puissance dimensionnante.

Répartition des coûts entre l'énergie et la puissance

Les grilles retenues conduisent à une hausse des coefficients tarifaires à la puissance souscrite. Toutefois, compte tenu de la plus grande attractivité des options courte utilisation, en cas d'optimisation tarifaire parfaite, la part puissance payée en moyenne par les utilisateurs du RPD resterait stable, après la hausse marquée de cette part puissance sur la période TURPE 6.

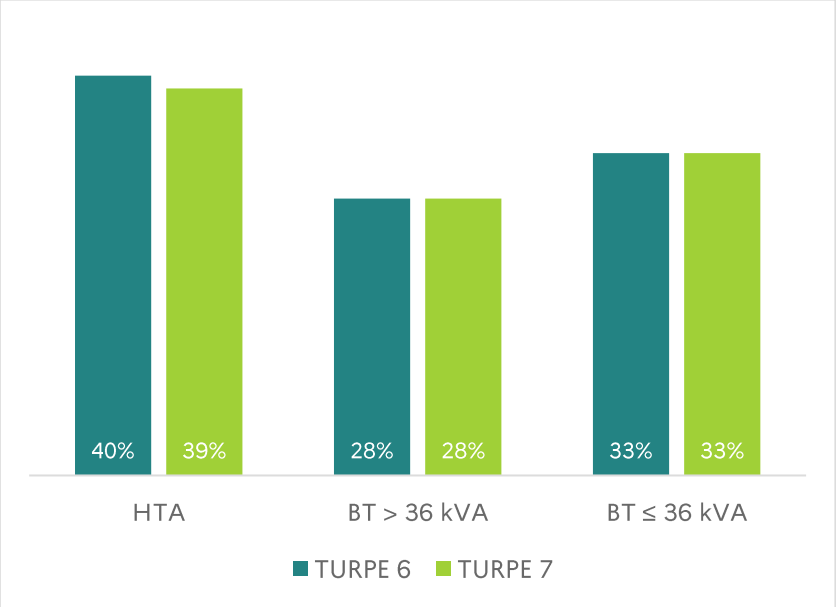


Figure 15 – Part des coûts à la puissance dans les recettes du gestionnaire de réseau

L'évolution des grilles, notamment l'augmentation des coefficients à la puissance souscrite, conduit à une hausse du nombre de clients ayant intérêt à choisir une option courte utilisation :

- pour le niveau de tension HTA, 40 % des clients auraient intérêt à choisir l'option CU, contre 26 % en TURPE 6 ;
- pour le segment BT > 36 kVA, 83 % des clients auraient intérêt à choisir l'option CU, contre 79 % en TURPE 6 ;
- pour le segment BT ≤ 36 kVA, 78 % des clients auraient intérêt à choisir l'option CU, contre 67 % en TURPE 6.

4.3.2.4. 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 2024[53]. 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 communicants. 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 pour les compteurs Linky de niveau 0[54]. La CRE, dans sa consultation publique, propose de ne pas revoir la structure tarifaire de ces options tarifaires dérogatoires mais de leur appliquer les évolutions tarifaires en niveau chaque année.

Les répondants à la consultation publique sont majoritairement favorables au maintien de cette option tarifaire dérogatoire.

La CRE décide de maintenir la structure de l'option dérogatoire. Celle-ci évoluera en niveau lors de la prochaine évolution annuelle le 1er août 2026.

Les grilles tarifaires sont présentées en partie 5.2.1.3.

4.3.3. Autres composantes tarifaires

4.3.3.1. Composante de gestion

La composante annuelle de gestion recouvre les coûts de la gestion clientèle des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Le montant de cette composante dépend des conditions de contractualisation entre le GRD et l'utilisateur : en effet, l'utilisateur peut conclure un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) directement avec le GRD, ou conclure un contrat avec son fournisseur incluant l'accès au réseau (il s'agit alors d'un « contrat unique », impliquant également le GRD, dans une relation contractuelle tripartite, qui concerne la très grande majorité des clients raccordés en distribution).

La CRE, dans sa consultation publique, a proposé de ne pas modifier la composante de gestion. Les répondants à cette consultation publique sont favorables à la proposition de la CRE. Ainsi, la CRE n'apporte pas de modification aux modalités de calcul de la composante de gestion. La composante tarifaire évoluera annuellement à partir du 1er août 2026. Les montants de la composante sont détaillés en partie 5.2.1.1.

Les composantes de gestion spécifiques à l'autoconsommation sont définies en partie 5.2.1.1.

4.3.3.2. Composante 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.

[53] 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

[54] 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.

Les répondants à la consultation publique sont favorables à la proposition de la CRE de maintenir les modalités de calcul pour la composante de comptage. En conséquence, en dehors de la mise en place d'une composante additionnelle pour comptage non communicant définie en partie 5.2.1.3, la CRE ne fait pas évoluer les modalités de calcul de la composante de comptage. La composante tarifaire évoluera annuellement à partir du 1er août 2026.

4.3.3.3. Composante mensuelle des 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 :

$$CMDPS = \sum CP * b_i * \sqrt{\sum(\Delta P^2)}$$

Où :

- *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, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, a proposé de maintenir le niveau du coefficient 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, dans sa consultation publique, a proposé de ne pas faire évoluer la composante de dépassement de puissance en BT > 36 kVA.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables aux orientations de la CRE. Par conséquent, la CRE ne fait pas évoluer la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite. La composante tarifaire évoluera annuellement à partir du 1er août 2026. Enfin, les montants de la composante sont détaillés en partie 5.2.1.6.

4.3.3.4. Composante annuelle de l'énergie réactive

La CRE, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, a présenté des propositions d'évolution de la composante d'énergie réactive.

<u>Sur la facturation de l'énergie réactive en soutirage</u>

La CRE a proposé 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 avec la tarification de l'énergie réactive qui est appliquée aux utilisateurs du réseau en HTB lorsqu'ils injectent de l'énergie réactive.

La zone de facturation de cette composante pour les soutirages ne s'appliquait 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.

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 de chaque gestionnaire de réseau de distribution.

Cette zone de facturation visera 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

La CRE a proposé de supprimer la facturation de la composante à l'énergie réactive pour les installations raccordées en BT > 36 kVA. En effet, 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), la CRE a proposé dans sa consultation publique du 11 octobre 2024 la modification du niveau des composantes à l'énergie réactive sur les tensions hautes (en injection et en soutirage).

Enedis a estimé qu'environ 60 % de la hausse d'énergie réactive injectée à l'interface RPT/RPD pourrait être évitée si l'ensemble des producteurs HTA adaptait leur réglage de tangente phi. Enedis avait ainsi proposé d'affecter 60 % de la hausse de la composante d'énergie réactive à l'interface aux installations de production HTA (flux en injection) afin d'inciter à l'activation de ces leviers.

Sur la hausse restante, Enedis considérait que :

- 26 % de ces 40 % pourraient être évités par l'activation des leviers des consommateurs HTA et Enedis 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.

La CRE considérait que la proposition d'Enedis était pertinente en ce qu'elle permettait d'inciter à l'activation des leviers existants pour maîtriser les contraintes de tension haute et a donc proposé de faire évoluer la méthodologie de calcul de ces composantes d'énergie réactive associées aux tensions hautes pour les utilisateurs HTA en soutirage et en injection.

Réponses à la consultation publique et analyse de la CRE

La majorité des répondants s'est montrée favorable aux orientations présentées dans la consultation publique.

Bien que la majorité des répondants se soit montrée favorable à la suppression de la composante d'injection d'énergie réactive pour les producteurs BT > 36 kVA, un acteur s'est opposé à la suppression de la composante pour les producteurs BT > 36 kVA. Cependant, les réglages par défaut permettent nativement de limiter l'injection d'énergie réactive et rendent donc cette composante peu pertinente.

Par ailleurs, Enedis a fait part à la CRE d'un retour d'expérience récent permettant d'estimer de façon plus fine la part de producteurs HTA ayant changé leur réglage de tangente phi. Ce REX a permis d'affiner l'estimation du niveau à retenir pour la composante d'énergie injectée en flux d'injection d'énergie active. La CRE modifie donc le niveau de cette composante à 2,96 c€/kvar.h (au lieu de 3,89 c€/kvar.h proposés dans la consultation publique).

La CRE retient donc, pour la période TURPE 7, les principes proposés dans sa consultation publique.

Toutefois, la CRE a décidé, après analyse des retours à la consultation publique et échanges avec des acteurs, de retirer la composante de facturation de l'énergie réactive en flux de soutirage pour les clients BT > 36 kVA. En effet, les clients de ce segment étant incités sur leur puissance apparente (puissance souscrite en kVA et non en KW), cela justifie la suppression de cette composante.

La CRE ajuste également les niveaux des composantes au regard des derniers éléments à sa disposition. Les montants définitifs de cette composante sont présentés en partie 5.2.1.15.

4.3.3.5. Composante de regroupement en distribution

La composante de regroupement permet de valoriser le foisonnement des puissances atteintes par les points de connexion proches d'un même utilisateur, en contrepartie de l'acquittement par ce dernier d'une composante de regroupement, fonction de la longueur de réseau reliant ces deux points. La CRE a proposé de ne pas modifier cette composante et il n'y a pas eu de contribution à la consultation publique sur ce point.

Les montants et les règles de cette composante sont présentés en partie 5.2.1.10.

4.3.3.6. Composante additionnelle pour comptage non communicant

La phase de déploiement massif des compteurs Linky s'est achevée fin 2021. Si la relève à distance permise par les compteurs communicants génère des économies significatives, le maintien de compteurs historiques entraîne une désoptimisation et donc des coûts supplémentaires. Dans sa délibération n°2022-82 du 17 mars 2022, la CRE avait introduit un dispositif visant à s'assurer que ces coûts ne soient pas supportés par l'ensemble de la collectivité mais par les consommateurs qui les génèrent, à travers une composante supplémentaire venant s'ajouter à la composante de comptage, au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle.

Dans une phase transitoire courant jusqu'à la fin du TURPE 6, cette composante dénommée « Composante de comptage spécifique à la relève résiduelle » (et d'un montant de 61,20 €/an) est facturée aux 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.

Dans cette même délibération du 17 mars 2022, la CRE avait annoncé qu'elle envisageait, dans une seconde phase, à compter du TURPE 7, de faire porter les coûts identifiés à tous les utilisateurs sans compteur Linky, sauf si le compteur n'a pas pu être installé pour des raisons d'impossibilités techniques indépendantes du client.

Dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, la CRE a présenté les modalités et le niveau envisagés pour cette nouvelle composante, sur la base de propositions d'Enedis prenant en compte les coûts générés par les compteurs historiques résiduels. Ces coûts supplémentaires étant multiples et pas uniquement portés par le processus de relève, la CRE renomme cette composante « Composante additionnelle pour comptage non communicant ».

La majorité des acteurs répondants (hors particuliers) à la consultation publique s'est montrée favorable à la proposition de la CRE de création de cette nouvelle composante, approuvant le principe de faire porter les coûts supplémentaires liés au maintien des compteurs historiques aux clients qui en ont fait le choix. L'avis des répondants particuliers, quant à lui, est majoritairement défavorable.

La CRE estime qu'il ne serait pas légitime de faire payer les utilisateurs équipés d'un compteur Linky pour les surcoûts générés par le maintien d'un parc de compteurs historiques. C'est pourquoi elle décide d'inclure cette composante dans le tarif TURPE 7.

Modalités du dispositif

Conformément à la proposition présentée dans la consultation publique, la composante sera différenciée : une composante socle sera facturée à tous les clients non équipés d'un compteur évolué (sauf si l'installation n'a pas pu être réalisée pour des raisons d'impossibilités techniques indépendantes du client).

Les clients pourront transmettre leur index par auto-relevé et Enedis prévoit également de mettre en place un système de prise de rendez-vous pour les demandes de relève à pied ou de pose de Linky, ce qui participerait à améliorer l'efficacité des déplacements et la prise en compte des demandes des clients. Ces déplacements ne feraient pas l'objet d'une facturation supplémentaire. La CRE retient l'hypothèse que 5 % des clients prendront rendez-vous une fois par an, considérant l'hypothèse de 10 % présentée en consultation publique comme surévaluée.

Les utilisateurs ayant transmis des index auto-relevés pourront faire l'objet d'un contrôle. La CRE retient que ces contrôles s'appliqueront chaque année à 8 % des clients ayant transmis un index auto-relevé.

A cette composante socle, s'ajoutera une majoration pour les clients dont le dernier index réel communiqué date de plus de 12 mois (clients dits « silencieux »), que cet index provienne d'un auto-relevé ou d'un relevé sur site demandé par le client. Cette majoration permettra de couvrir le coût des contrôles supplémentaires qui seront plus fréquents car rendus nécessaires par l'absence d'information sur la consommation des clients concernés. Environ 50 % des clients silencieux feront ainsi l'objet d'un contrôle chaque année.

Calcul du montant de la composante

La CRE établit le montant de la composante sur la base des coûts générés par les clients ayant un compteur historique, tels que présentés par Enedis :

- 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 ;
        - 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 sur rendez-vous ;
- 90 % des coûts du maintien de la 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.

Le calcul du montant des composantes est détaillé dans le tableau ci-dessous :

	Détail	Composante annuelle socle (€)	Majoration annuelle (€)
Coûts de gestion spécifiques	Communication et relances, SI, coûts de gestion en région	8,92	-
Contrôles ciblés	Hypothèses de taux de contrôles annuels de 8 % pour les clients ayant transmis un index auto-relevé, et de 50 % pour les clients dont le dernier index réel est antérieur à 12 mois	4,45	24,84
Relève à pied	Sur la base d'une hypothèse de 5 % de relève à pied	2,93	-
Télécommande Centralisé à Fréquence Musicale	90 % des coûts de maintien de la TCFM pour l'envoi des signaux tarifaires sont affectés aux compteurs historiques	22,50	-
Maintenance compteurs		0,10	-
Total annuel		**38,90**	**24,84**

Tableau 48 – Calcul de la composante additionnelle pour comptage non communicant

Le montant de la composante annuelle socle est donc de 38,90 €, facturée de manière bimestrielle.

Le montant total de la composante annuelle majorée (composante socle et majoration) est de 63,74 €, facturée de manière bimestrielle.

Cette composante entrera en vigueur au 1er août 2025 puis évoluera en niveau lors des évolutions annuelles du TURPE.

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), les mêmes composantes de relève résiduelle que celles du périmètre d'Enedis s'appliqueront.

Toutefois les projets de déploiement des compteurs évolués connaissant des stades d'avancement variables selon les territoires, ces modalités de facturation ne seront pas appliquées avant la fin de la phase de déploiement massif afin que chaque 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. La facturation de la relève résiduelle n'interviendra donc qu'après l'atteinte d'un taux de déploiement de 90 % des compteurs évolués sur le périmètre de desserte du gestionnaire de réseau de distribution, et dans un délai maximal d'un an après cette date.

4.4. Tarifications spécifiques

4.4.1. Introduction d'une tarification injection-soutirage

4.4.1.1. Réflexion sur la mise en place d'une nouvelle composante injection-soutirage pour les installations de stockage

Comme illustré dans les figures ci-dessous, les capacités de stockage, en particulier par batterie, se développent, tant sur le réseau de transport que sur le réseau de distribution.

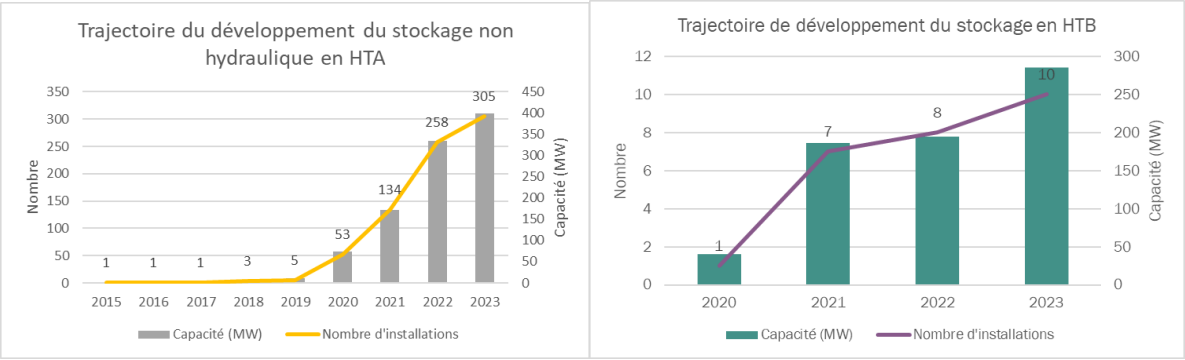


Figure 16 – Trajectoire de développement du stockage non hydraulique en HTA et HTB

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 et de façon pilotable. Par ailleurs, leur modèle économique est fondé sur leur capacité à répondre aux signaux économiques perçues et à injecter/soutirer en conséquence. Ces signaux économiques sont de plusieurs ordres :

- signaux de prix de gros : les batteries peuvent choisir de bénéficier des prix élevés pour injecter et des prix bas pour soutirer ;
- signaux d'autres mécanismes : les capacités de stockage peuvent également être valorisées sur les mécanismes tels que les services système, le mécanisme de capacité, etc.

Dans sa consultation publique du 14 décembre 2023, la CRE a proposé de faire évoluer la structure tarifaire du TURPE pour envoyer des signaux économiques visant à exploiter au mieux les capacités de 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 du TURPE 6 intègre une incitation à ne pas consommer (pour ne pas s'acquitter d'un tarif plus élevé qu'en dehors des périodes de 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 du TURPE 6 HTA-BT n'incite pas à :

- injecter lors des pointes de consommation locales ;
- ne pas injecter, voire soutirer, lors des pointes d'injection locales.

4.4.1.2. Modalités de la composante injection-soutirage

La CRE, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, a proposé d'introduire une composante optionnelle injection-soutirage pour le stockage. Les modalités de cette composante ont été proposées à la suite de l'analyse des retours à la consultation publique du 14 décembre 2023. En particulier, les difficultés de mise en œuvre remontées par les gestionnaires de réseau ont conduit la CRE à proposer de faire entrer en vigueur cette nouvelle composante de façon progressive sur la période TURPE 7, en l'appliquant uniquement à un sous-ensemble du réseau au démarrage. A terme, cette composante a vocation à s'appliquer sur l'ensemble du territoire métropolitain, dans des conditions à définir en fonction du retour d'expérience de cette première période.

Après analyse des retours à la consultation publique, le TURPE 7 HTA-BT introduit une composante injection-soutirage optionnelle pour les capacités de stockage. Les modalités retenues pour cette nouvelle composante sont décrites ci-après.

4.4.1.2.1. Forme de la composante tarifaire retenue

L'objectif de cette composante est d'inciter les utilisateurs éligibles à adopter un comportement permettant de réduire les pointes locales de réseau, qu'il s'agisse de pointes locales d'injection ou de soutirage. Cette nouvelle composante tarifaire distingue donc deux types de poches de réseau en fonction de leur dimensionnement :

- dans les poches dimensionnées en soutirage, le signal tarifaire retenu incite à réduire la pointe de soutirage, c'est-à-dire à injecter pendant les périodes de pointes de soutirage dimensionnantes. Pour cela, la composante tarifaire retenue présente un coefficient tarifaire positif (c'est-à-dire un coût supplémentaire) si l'utilisateur soutire pendant une pointe locale de soutirage, et un coefficient tarifaire négatif (c'est-à-dire une réduction de coût) si l'utilisateur injecte pendant une pointe locale de soutirage ;

	Pointe de soutirage	Heures pleine hiver	Heures creuses hiver	Heures pleines été	Heures creuses été
Soutirage	+	+	+	+	+
Injection	-				

Le coefficient est négatif si le stockage injecte pendant une pointe de soutirage

Figure 17 – Forme du tarif dans une zone de soutirage

- dans les poches dimensionnées en injection, le signal tarifaire retenu incite les stockages à soutirer lors des pointes d'injection. Pour cela, la composante tarifaire retenue présente un coefficient tarifaire positif (c'est-à-dire un coût supplémentaire) si l'utilisateur injecte pendant une pointe locale d'injection, et un coefficient tarifaire négatif (c'est-à-dire une réduction de coût) si l'utilisateur soutire pendant une pointe locale d'injection.

	Heures pleine hiver	Heures creuses hiver	Heures pleines été	Heures creuses été	Pointe d'injection
Soutirage	+	+	+	+	-
Injection	+				+

Le coefficient est négatif si le stockage soutire pendant une pointe d'injection

Figure 18 – Forme du tarif dans une zone d'injection photovoltaïque

4.4.1.2.2. Composante optionnelle accessible aux installations situées dans les poches de réseau où l'apparition de contraintes locales est la plus prévisible

De manière transitoire, cette composante sera accessible seulement aux installations situées dans des poches de réseau où les pointes locales sont les plus prévisibles. Elle sera optionnelle pour les acteurs qui y seront éligibles. Elle se substituera à la composante de soutirage pour les utilisateurs choisissant de la souscrire.

Dans un premier temps, la composante ne sera pas accessible dans les zones où les pointes dimensionnantes ne surviennent pas dans des périodes restreintes et prévisibles (notamment les zones à forte production éolienne).

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. Elle vise d'atteindre cet objectif d'ici la période tarifaire du TURPE 8.

4.4.1.2.3. Découpage du réseau en poches dimensionnées en injection ou en soutirage et signal envisagé

La CRE a proposé, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, une tarification spécifique accessible uniquement pour certaines zones de réseau où les pointes locales sont les plus prévisibles. La CRE a ainsi proposé une définition pour les zones de soutirage et pour les zones d'injection photovoltaïque dans lesquelles cette composante optionnelle serait accessible.

Dans leurs réponses à la consultation publique, certains acteurs soulignent l'incertitude créée par la définition des zones et par la possibilité que la nature de la zone (pointe soutirage ou injection), et donc la tarification associée, change. La CRE précise que la liste des poches éligibles et le dimensionnement des zones, injection ou soutirage, seront fixés pour toute la période tarifaire. En outre, les stockages se caractérisent justement par la flexibilité de leur usage et la CRE ne voit aucune raison qui empêcherait un stockage de s'adapter à un changement de tarification entre deux périodes tarifaires du TURPE. Enfin, la tarification étant optionnelle, aucun stockage ne pourra être pénalisé.

Cette composante optionnelle ayant vocation à être étendue à tout le territoire de la métropole continentale en cas de maintien pour le TURPE 8, tout utilisateur pouvant souscrire à cette composante pendant la période TURPE 7 pourra également, le cas échéant, y souscrire pendant la période tarifaire suivante s'il continue à remplir les critères d'éligibilité à la composante.

Zones de soutirage

Les poches dimensionnées en soutirage, ou « zones de soutirage », correspondent aux poches du réseau public de distribution d'électricité situées en aval des zones de soutirage définies par le gestionnaire du réseau de transport (de l'ordre de 50 % des postes HTB selon l'estimation de la CRE), à l'exception des poches saturées en injection dans le cadre d'un S3REnR (qui resteront des poches éligibles en zone d'injection).

Pointes fixes soutirage
De décembre à février inclus, du lundi au samedi : 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 49 – Règles de placement des heures de pointe retenues par la CRE pour les zones de soutirage

La CRE a proposé que la durée de la période de pointe dans les poches de soutirage soit cohérente avec celle de la composante de soutirage, c'est à dire 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.

Le choix du placement des heures de pointe relève du gestionnaire de réseau, en cohérence avec les enjeux locaux, dans le respect des règles définies par la présente délibération.

Zones d'injection photovoltaïque

Les poches dimensionnées par l'injection photovoltaïque, ou « zones d'injection photovoltaïque », sont, en HTA, définies comme étant les poches saturées en injection dans le cadre d'un S3REnR et dont la majorité de la puissance installée ou en file d'attente, en injection, correspond à de la production photovoltaïque. La CRE estime à date que cela correspond à près de 170 poches. 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.

Pour les zones d'injection, à la lumière des données disponibles sur la production photovoltaïque, la CRE a proposé, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, de définir la période de pointe d'injection à 500 heures/an, soit 4 heures par jour sur 125 jours. Les répondants à la consultation publique ont proposé des définitions différentes des plages d'heures de pointe d'injection. Certains acteurs demandent un rallongement de la pointe d'injection afin de couvrir une plus grande part des heures de forte production solaire, ce qui se traduit par une augmentation du nombre d'heures de pointe d'injection. D'autres acteurs souhaitent une répartition du nombre d'heures de pointe en injection sur un plus grand nombre de jours. Un acteur souhaite réduire le nombre d'heures de pointe en injection pour équilibrer le nombre d'heures de pointe d'injection et de soutirage.

La CRE maintient ses orientations présentées dans sa consultation publique. En effet, augmenter le nombre d'heures de pointe d'injection réduirait la force du signal du fait de la répartition des économies de coût de réseau permises sur un nombre plus important d'heures, ce qui se traduirait par une plus faible incitation à un comportement contracyclique. Un placement de 4 heures par jour sur une période de 125 jours permettra de couvrir des heures de plus forte production photovoltaïque que 2 heures par jour sur une période de 250 jours.

La CRE retient donc un placement de 4 heures par jour sur une période de 125 jours, soit un total de 500 heures de pointe en injection réparties sur 125 jours consécutifs. Par différence avec la composante de soutirage classique, les heures de pointe d'injection remplacent des heures creuses de saison basse, tandis que les heures de pointe de soutirage sont remplacées par des heures pleines de saison haute dans les zones d'injection.

Pointes fixes injection
Sur une période de 125 jours consécutifs, définis localement par le gestionnaire de réseau entre avril et octobre : 4 heures entre 12h et 16h

Tableau 50 – 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 que la mise en place d'une pointe mobile qui enverrait les bons signaux présente un niveau de complexité trop élevé pour pouvoir être envisagée 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, cette composante ne sera pas accessible dans ces zones, à titre transitoire, pour la période TURPE 7. La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de travailler à la mise en œuvre d'une pointe mobile pour la période TURPE 8.

4.4.1.2.4. Critères d'éligibilité

La CRE envisageait, dans sa consultation publique du 11 octobre 2024, que soit éligible à cette composante 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 photovoltaïque » ou « zones de soutirage ».

Plusieurs répondants à la consultation publique s'interrogent sur l'articulation de cette nouvelle composante avec certains grands principes tarifaires. Certains d'entre eux considèrent qu'il faudrait élargir les critères d'éligibilité selon un principe de neutralité technologique. Ils souhaitent, notamment, que les technologies de recharge bidirectionnelle (V2G) et les installations hybrides puissent bénéficier de l'option tarifaire. Certains s'interrogent également sur le choix d'exclure le réseau basse tension. La CRE rappelle que les données disponibles à ce jour ne permettent pas la mise en œuvre d'un tel tarif en basse tension. Une expérimentation[55] aura lieu concernant un tarif injection-soutirage en basse tension, en particulier dans le cadre de la recharge bidirectionnelle des véhicules électriques. Ces installations de stockage, couplées avec une installation de production et/ou de consommation, ne répondent pas à la définition de la catégorie des utilisateurs pour lesquels la composante injection-soutirage est accessible. Par ailleurs, la tarification actuelle de ces installations incite déjà à un comportement vertueux pour le réseau.

La CRE conserve donc le critère d'éligibilité envisagé en consultation publique. Sera éligible à cette composante injection-soutirage la catégorie d'utilisateurs des stockages seuls répondant à la définition suivante : 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 photovoltaïque » ou « zones de soutirage » définies par les gestionnaires de réseaux selon les règles fixées par la présente délibération. Cette définition n'inclut donc pas les installations hybrides (une installation de stockage couplée à une installation de production ou de consommation).

Les gestionnaires de réseaux de distribution seront chargés de vérifier l'éligibilité des utilisateurs souhaitant souscrire cette composante.

Vu les éléments présentés dans la partie 4.3.2 sur le niveau de tension BT, la CRE met en place ce tarif optionnel uniquement pour les installations éligibles raccordées aux niveaux de tension HTA, HTB 1 et HTB 2.

Concernant 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 soutirage-injection en ZNI n'aurait pas d'intérêt, car les installations de stockage ne seraient pas en mesure de s'adapter aux signaux tarifaires.

Les répondants étant en accord avec ce constat, la CRE confirme que le tarif injection-soutirage ne s'appliquera pas aux ZNI.

4.4.1.2.5. Méthode de construction de la composante

La CRE a proposé dans sa consultation publique du 11 octobre 2024 d'appliquer la méthode de construction de la grille injection-soutirage présentée en annexe 10.

Les répondants à la consultation publique ont un avis partagé sur la méthode de construction de la grille injection-soutirage. Certains acteurs demandent une neutralisation du coût à l'injection dans les poches dimensionnées en injection, en dehors des périodes de pointe. Au contraire, d'autres acteurs s'inquiètent que la composante proposée ne permette pas de couvrir les coûts de l'actif de stockage sur le réseau.

[55] Délibération n°2024-136 de la CRE du 10 juillet 2024 portant décision sur l'octroi d'une dérogation au projet porté par Renault SAS dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat

Après analyse, la CRE estime que la méthode permettant la construction des grilles tarifaires de l'option injection-soutirage, cohérente avec la méthode utilisée pour le calcul de la composante de soutirage, permet le meilleur reflet des coûts de réseau engendrés par les capacités éligibles. En particulier, pour les grilles applicables aux zones dimensionnées par l'injection, il apparait cohérent que les coûts générés par les injections soient portés par des coefficients positifs en injection, au profit de coefficients moindres en soutirage. En effet, les périodes de pointe concentrent une grande partie, mais pas la totalité, des flux concourant au dimensionnement du réseau. Des coûts subsistent donc sur les autres plages temporelles. Le TURPE 7 HTA-BT retient les grilles présentées dans la partie 5.2.1.8. Le retour d'expérience de cette phase transitoire permettra d'analyser l'impact de ce tarif injection-soutirage en vue de l'élaboration du TURPE 8.

L'évolution des grilles tarifaires par rapport aux grilles illustratives présentées en consultation publique est liée à la prise en compte du niveau final de revenu autorisé et à la modification de la structure de la composante de soutirage pour le TURPE 7.

4.4.1.2.6. Evaluation de l'impact des grilles tarifaires de la composante injection-soutirage

L'évaluation de l'impact que pourraient avoir les grilles tarifaires 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 jour 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 de l'installation de stockage, 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 :

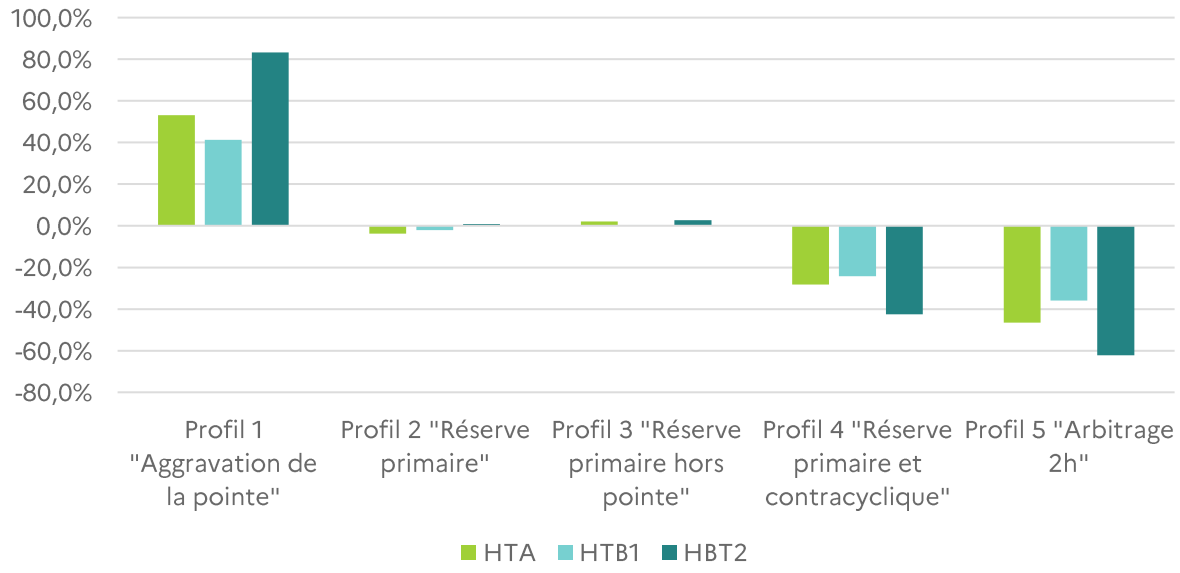


Figure 19 – Evolution de facture TURPE en poche d'injection à comportement donné

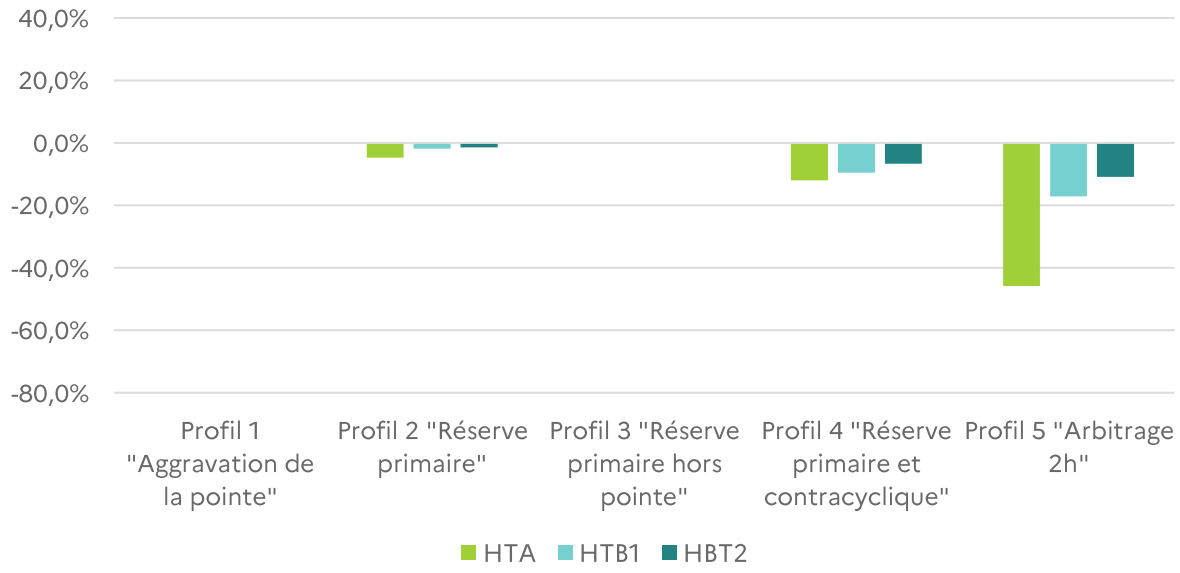


Figure 20 – Evolution de facture TURPE en poche de soutirage à comportement donné

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 47 % 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 de l'ordre de 46 %.

4.4.1.2.7. Modalités de mise en œuvre

Cette composante est applicable à partir du 1er août 2026, afin de laisser à Enedis le temps de réaliser les développements nécessaires à cette évolution. Enedis transmettra à la CRE un projet de liste des poches de réseau classées en zones de soutirage et en zones d'injection photovoltaïque avant le 1er août 2025. La CRE fixera avant le 1er octobre 2025 la liste des poches dans lesquelles les utilisateurs seront éligibles à cette composante sur la base des critères définis par la présente délibération. Cette liste sera publiée sur le site internet d'Enedis. Afin de permettre un retour d'expérience satisfaisant, la CRE s'assurera qu'un nombre suffisant de stockages sont éligibles au tarif soutirage-injection dès le 1er août 2026. Une fois fixée, cette liste n'évoluera pas au cours de la période TURPE 7.

Une durée minimale d'engagement de 12 mois est fixée pour tout utilisateur choisissant de souscrire cette composante.

Au regard de l'existence d'un coefficient tarifaire négatif, la CRE précise que la facture de TURPE d'un utilisateur ne pourra en aucun cas, sur la période d'une année civile, être négative.

4.4.2. Tarification spécifique pour l'autoconsommation individuelle et collective

La délibération TURPE 5 HTA-BT[56] et celle du 7 juin 2018[57] 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 ;
- 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 618 000 autoconsommateurs individuels sont raccordés au réseau géré par Enedis. Enedis dénombre environ 700 opérations d'autoconsommation collective actives à fin 2024, regroupant 8 342 participants.

4.4.2.1. Composantes de gestion spécifiques pour l'autoconsommation individuelle et collective

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 collective est en phase de croissance significative comme le montre le graphique ci-dessous.

[56] 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

[57] Délibération n°2018-115 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

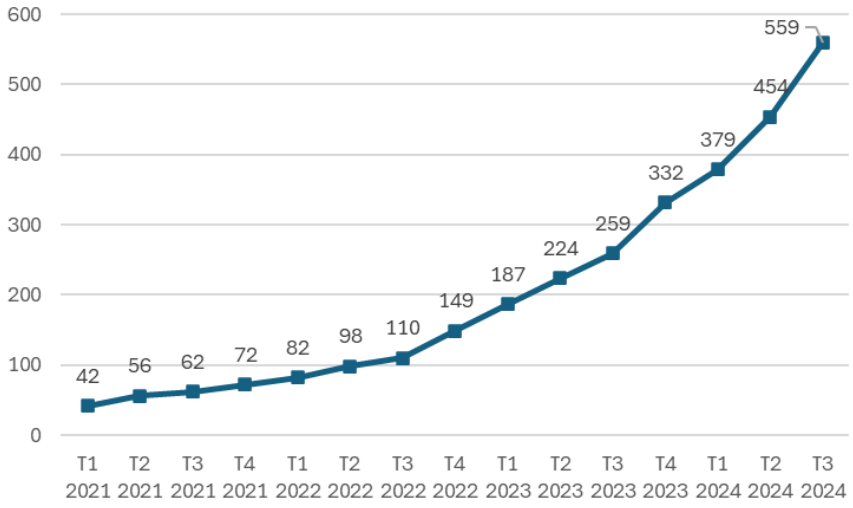


Figure 21 – Evolution du nombre d'opérations d'autoconsommation collectives (source Enedis)

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 devrait permettre une rationalisation du traitement de ces clients, pouvant entrainer une baisse du coût unitaire de gestion de ces derniers.

La CRE avait en conséquence envisagé dans sa consultation publique d'octobre 2024 de maintenir pour le TURPE 7 le niveau des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et de ceux participant à des opérations d'autoconsommation collective.

Plusieurs répondants à la consultation publique s'interrogent sur le niveau de la composante, la jugeant pour certains trop élevée au regard de l'augmentation du nombre d'opérations, et pour d'autres trop faible pour couvrir les frais de gestion induits. Malgré ces avis divergents, la majorité des répondants est favorable à la proposition de la CRE.

Au vu de ces éléments, la CRE maintient les modalités de calcul de ces composantes, qui suivront les évolutions annuelles du niveau tarifaire appliquées aux composantes de gestion « classiques ».

Pour l'autoconsommation collective, la composante de gestion spécifique à l'autoconsommation collective 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 », y compris pour les opérations dont l'ensemble des participants ne se situent pas à l'aval d'un même poste de transformation HTA/BT.

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 est étendue aux sites raccordés en HTA selon les mêmes modalités que pour les composantes de gestions spécifiques pour l'autoconsommation collective en BT.

Les montants des différentes composantes de gestion applicables au 1er août 2025 sont précisés en partie 5.2.

4.4.2.2. 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 a proposé dans sa consultation publique d'octobre 2024 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.

Si quelques répondants à la consultation publique ont signalé la complexité des règles applicables s'agissant de la facturation de l'autoconsommation collective, la majorité des répondants s'est exprimée en faveur de la proposition de la CRE.

La CRE retient pour le TURPE 7 HTA-BT une composante de soutirage optionnelle à destination des participants à des opérations d'autoconsommation collective dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT, à quatre plages temporelles et fondée sur la distinction entre soutirages autoproduits et soutirages alloproduits. Cette composante est construite selon la même méthode que pour le TURPE 6. Elle suivra les évolutions en niveau du TURPE 7.

Enfin, cette option tarifaire est très faiblement voire pas souscrite alors qu'elle serait en très large majorité bénéfique pour les autoconsommateurs collectifs. Parmi les différentes raisons pouvant expliquer cette faible souscription, la CRE a constaté que tous les fournisseurs n'avaient pas implémenté dans leur système d'information cette option tarifaire optionnelle du TURPE, ne pouvant ainsi pas la proposer à leurs clients éligibles. En outre, les fournisseurs qui ont bien implémenté cette option tarifaire ne disposent souvent 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 communiquées aux fournisseurs afin que ceux-ci puissent connaître l'éligibilité ou non de leurs clients à cette option tarifaire dès lors qu'ils font partie d'une opération d'autoconsommation collective.

Les grilles tarifaires applicables au 1er août 2025 sont détaillées en partie 0.

5. Tarif d'utilisation du réseau

5.1. Règles tarifaires

5.1.1. Définitions

Pour l'application des présentes règles, les termes mentionnés ci-dessous ont les significations suivantes :

5.1.1.1. Absorption de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

5.1.1.2. Alimentations

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au(x) réseau(x) public(s) par plusieurs alimentations, il convient contractuellement de la désignation de ses alimentations principales, complémentaires et de secours avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté.

5.1.1.2.1. Alimentation(s) principale(s)

La ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doi(ven)t permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur. Le régime normal d'exploitation est convenu contractuellement entre l'utilisateur et le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté, dans le respect des engagements de qualité contenus dans le(s) contrat(s) d'accès correspondant(s).

5.1.1.2.2. Alimentation de secours

Une alimentation d'un utilisateur est une alimentation de secours si elle est maintenue sous tension, mais n'est utilisée pour le transfert d'énergie entre le réseau public et les installations d'un ou plusieurs utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs alimentations principale(s) et complémentaire(s).

La partie dédiée d'une alimentation de secours est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion d'une ou plusieurs alimentation(s) de secours de cet utilisateur ou d'un autre utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations de secours sont ceux qui s'établissent sous le régime d'exploitation convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s) en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses autres alimentations, des ouvrages électriques du ou des utilisateur(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

5.1.1.2.3. Alimentation complémentaire

Les alimentations d'un utilisateur qui ne sont ni des alimentations principales ni des alimentations de secours sont les alimentations complémentaires de cet utilisateur.

La partie dédiée d'une alimentation complémentaire d'un utilisateur est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion de cet utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations complémentaires sont ceux qui s'établissent sous le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

5.1.1.3. Autoproducteur individuel avec injection

Utilisateur équipé d'une installation de production et disposant, pour un même point de connexion, d'un contrat d'accès au réseau en injection et d'un contrat d'accès au réseau en soutirage, ou d'un contrat d'accès au réseau associant injection et soutirage.

5.1.1.4. Autoproducteur individuel sans injection

Utilisateur équipé d'une installation de production et qui ne dispose que d'un contrat d'accès au réseau en soutirage.

5.1.1.5. Autoproducteur en collectif

Utilisateur participant à une opération d'autoconsommation collective, telle que définie par les dispositions de l'article L. 315-2 du code de l'énergie.

5.1.1.6. Cellule

Une cellule est un ensemble d'appareillages électriques installé dans un poste électrique et qui comprend un appareil de coupure principal (généralement un disjoncteur), un ou plusieurs sectionneurs, des réducteurs de mesures et des dispositifs de protection.

5.1.1.7. Contrat d'accès au réseau

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé aux articles L. 111-91 à L. 111-94 du code de l'énergie qui a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès d'un utilisateur à un réseau public de transport ou de distribution en vue de soutirage et/ou d'injection d'énergie électrique. Il est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par le fournisseur[58].

5.1.1.8. Courbe de mesure

La courbe de mesure est l'ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée. La courbe de charge est une courbe de mesure de la puissance active soutirée.

Les périodes d'intégration sont des intervalles de temps consécutifs de même durée pendant lesquels sont calculées les valeurs moyennes d'une grandeur électrique variant au cours du temps. Lorsque les présentes règles disposent que des grandeurs sont calculées par période d'intégration, la valeur de ces grandeurs est ramenée pendant chaque période d'intégration à leur valeur moyenne pendant cette période.

[58] Le contrat d'accès au réseau est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par toute entreprise, vendant de l'électricité à des clients ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur ou, si cette entreprise et le gestionnaire ne sont pas des personnes morales distinctes, un protocole relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur.

5.1.1.9. Dispositif de comptage

Le dispositif de comptage est constitué de l'ensemble des compteurs d'énergie active et/ou réactive au point de comptage considéré, des armoires, coffrets ou panneaux afférents, ainsi que, le cas échéant, des équipements complémentaires suivants qui lui sont dédiés : réducteurs de mesure BT, récepteurs de signaux tarifaires, dispositifs de synchronisation, appareils de mise en forme tarifaire des données de comptage, interfaces de communication pour la relève des compteurs, dispositifs de commande pour la limitation de la puissance appelée, boîtes d'essais ou borniers.

Un compteur évolué est un dispositif de comptage relié aux réseaux de télécommunication, paramétrable et consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le gestionnaire de réseau public. La relève et le contrôle des flux au point de connexion de l'installation sont assurés de façon automatisée.

5.1.1.10. Domaine de tension

Les domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

<table>
<tr><th>Tension de connexion (Un)</th><th colspan="3">Domaine de tension</th></tr>
<tr><td>$U_n \leq 1$ kV</td><td colspan="2">BT</td><td>Domaine
basse tension</td></tr>
<tr><td>1 kV < $U_n \leq 40$ kV</td><td>HTA 1</td><td rowspan="2">Domaine HTA</td><td rowspan="4">Domaine
haute tension</td></tr>
<tr><td>40 kV < $U_n \leq 50$ kV</td><td>HTA 2</td></tr>
<tr><td>50 kV < $U_n \leq 130$ kV</td><td>HTB 1</td><td rowspan="2">Domaine HTB</td></tr>
<tr><td>130 kV < $U_n \leq 350$ kV</td><td>HTB 2</td></tr>
</table>

Tableau 51 – Domaine de tension selon la tension de connexion

Les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1. Dans l'ensemble des présentes règles, les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 1 sont dénommés « tarifs du domaine de tension HTA ».

5.1.1.11. Fourniture de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

5.1.1.12. Index

Les index d'énergies représentent l'intégration temporelle de valeurs efficaces d'une puissance, indépendamment pour chaque quadrant, depuis une origine temporelle choisie.

5.1.1.13. Injection de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

5.1.1.14. Jeu de barres

Ensemble triphasé de trois rails métalliques ou de trois conducteurs dont chacun compose un ensemble de points, de tension identique, communs à chaque phase d'un système triphasé et qui permettent la connexion des installations (instruments, lignes, câbles) entre elles. Un jeu de barres n'est pas une liaison (telle que définie ci-dessous) au sens des présentes règles tarifaires.

5.1.1.15. Liaison

Une liaison est constituée par un circuit, ensemble de conducteurs et, le cas échéant, du câble de garde.

Toutefois, lorsqu'un transformateur et un jeu de barres sont implantés dans l'enceinte d'un même poste électrique ou dans l'enceinte de deux postes électriques mitoyens, le circuit reliant le transformateur au jeu de barres ne constitue pas une liaison au sens des présentes règles tarifaires, mais fait partie intégrante des ouvrages de transformation.

5.1.1.16. Ouvrages de transformation

Les ouvrages de transformation sont les ouvrages des réseaux publics d'électricité qui sont situés à l'interface entre deux domaines de tension différents.

5.1.1.17. Paramètre C_{CARD}

Surcoût encouru par le GRD pour la gestion des clients ayant conclu un contrat d'accès au réseau directement avec le GRD, pour le domaine de tension considéré.

5.1.1.18. Paramètre R_f

Montant moyen pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

5.1.1.19. Plage temporelle

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle plage temporelle l'ensemble des heures de l'année durant lesquelles les mêmes coefficients tarifaires s'appliquent.

5.1.1.20. Points de connexion

Le ou les point(s) de connexion d'un utilisateur au réseau public coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Pour un utilisateur disposant de plusieurs points de connexion aux réseaux publics en HTA, pour l'application des présentes règles, on considère que tout ou partie de ces points sont confondus, si dans le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.

5.1.1.21. Poste tarifaire

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle poste tarifaire les catégories de soutirages pour lesquelles un même coefficient tarifaire s'applique.

5.1.1.22. Profilage

Système utilisé par les gestionnaires de réseaux publics pour calculer les consommations ou les productions, demi-heure par demi-heure, des utilisateurs pour lesquels la reconstitution des flux n'est pas réalisée à partir d'une courbe de mesure, en vue de la détermination des écarts de leurs responsables d'équilibre. Ce système est basé sur la détermination, pour des catégories d'utilisateurs, de la forme de leur consommation ou production (les profils).

5.1.1.23. Puissance active (P)

La puissance active P désigne, en un point quelconque du réseau électrique, le flux d'énergie moyen en régime établi.

5.1.1.24. Puissance apparente (S)

La puissance apparente S représente l'amplitude du signal de puissance instantanée en un point quelconque du réseau électrique.

5.1.1.25. Puissance réactive (Q) et énergie réactive

La puissance réactive Q est égale à la puissance active que multiplie le rapport tangente phi (tg φ).

L'énergie réactive désigne l'intégrale de la puissance réactive Q pendant une période déterminée. L'énergie réactive est stockée sous forme de champ électromagnétique dans l'environnement des réseaux électriques, mais n'est pas consommée par ses utilisateurs.

5.1.1.26. Rapport tangente phi (tg φ)

Le rapport tg φ mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport tg φ constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

5.1.1.27. Report de charges

Le TURPE 7 HTB prévoit que RTE peut interrompre le service d'accès au RPT pour permettre la maintenance, le renouvellement, le développement et la réparation des ouvrages du RPT, et peut ainsi à son initiative réaliser un report de tout ou partie du soutirage d'un utilisateur sur une ou plusieurs autres de ses alimentations (principale, complémentaire ou de secours).

Lorsque RTE met en œuvre un tel report de charges, dans les conditions précisées par le TURPE 7 HTB, les dépassements de puissance souscrite observés au cours de la période de report de charge sur les alimentations vers lesquelles le report s'effectue ne sont pas pris en compte dans le calcul de la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite prévue par la présente délibération lorsque ces alimentations sont raccordées en HTA 2. Les quantités d'énergie soutirées sur le secours sont alors facturées au tarif de l'alimentation principale et les éventuels dépassements ne seront facturés qu'au-delà de la puissance souscrite de l'alimentation principale.

Le TURPE 7 HTB prévoit que, lorsque le report de charge est effectué sur une alimentation exploitée par un gestionnaire de réseaux de distribution, RTE verse une compensation financière à ce gestionnaire de réseaux de distribution selon les modalités prévues par le CART-GRD.

5.1.1.28. Soutirage de puissance active

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

5.1.1.29. Utilisateur

Un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, notamment gestionnaire de réseaux publics, alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau. Les circuits d'interconnexion ne sont pas considérés comme des utilisateurs au sens des présentes règles.

5.1.2. Structure des tarifs

Les tarifs ci-après sont exprimés hors tous prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics.

En chaque point de connexion, le tarif payé annuellement pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité est la somme de :

- la (les) composante(s) annuelle(s) de gestion (CG) ;
- la (les) composante(s) annuelle(s) de comptage (CC) ;
- la composante annuelle des injections (CI) ;
- la composante annuelle de soutirage (CS) ;
- la composante annuelle d'injection-soutirage (CIS) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) ;
- la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) ;
- la composante de regroupement conventionnel des points de connexion (CR) ;
- pour les gestionnaires de réseaux publics : la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT), la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont et les écrêtements grand froid ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive (CER).

Ces composantes s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges, des conventions de concession et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

L'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles d'injection et de soutirage en chaque point de connexion est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, mesurée par période d'intégration par le dispositif de comptage contractuellement convenu.

Le contrat d'accès au réseau précise le(s) point(s) de connexion de l'utilisateur au réseau public concerné et le tarif qui y est appliqué. Pour chaque point de connexion, il précise également le domaine de tension de connexion, la puissance de soutirage souscrite par l'utilisateur, le dispositif de comptage employé. La puissance de soutirage souscrite est définie au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période. Le contrat d'accès au réseau prévoit les conditions dans lesquelles la puissance de soutirage souscrite peut être modifiée au cours de cette période.

5.2. Grilles tarifaires d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

5.2.1. Grilles au 1er août 2025

5.2.1.1. Composante annuelle de gestion (CG)

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès aux réseaux couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Son montant est fonction des conditions d'établissement de ce contrat par le gestionnaire de réseau public concerné soit directement avec un utilisateur de ce réseau, soit avec l'entreprise qui assure la fourniture exclusive du site de consommation en application de l'article L. 111-92 du code de l'énergie.

La composante annuelle de gestion d'un contrat d'accès conclu par un fournisseur est également applicable :

- aux consommateurs n'ayant pas fait usage de la faculté prévue à l'article L. 331-1 du code de l'énergie ;
- aux utilisateurs qui bénéficient d'un tarif d'achat antérieur à la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

La composante annuelle de gestion (CG) est établie pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès.

Le montant de la composante annuelle de gestion facturée est égal à la somme :

- d'un paramètre R_f si le contrat d'accès au réseau est conclu par le fournisseur, ou bien d'un paramètre C_{card} si le contrat d'accès au réseau est conclu par l'utilisateur ;
- et du montant de la composante annuelle de gestion hors R_f et hors C_{card}, dont le montant applicable à partir du 1er août 2025 est le suivant :

Composante annuelle de gestion hors R_f et C_{card} applicable au 1er août 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	257,14	257,14
BT > 36 kVA	128,56	128,56
BT ≤ 36 kVA	9,00	9,00

Le montant de la composante annuelle de gestion est donc égal à :

Composante annuelle de gestion y compris R_f et C_{card} applicable au 1er août 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur incluant C_{card}	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur incluant R_f
HTA	499,80	435,72
BT > 36 kVA	249,84	217,80
BT ≤ 36 kVA	18,00	16,80

Pour les autoproducteurs individuels avec injection, la composante de gestion facturée est égale à la somme du montant de la composante de gestion associée à un contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur (y compris C_{card}), et de la moitié du montant de la composante de gestion associée à un contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur (y compris R_f).

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels avec injection applicable au 1er août 2025

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
HTA	385,70
BT > 36 kVA	192,85
BT ≤ 36 kVA	13,49

Composante de gestion y compris R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels avec injection applicable au 1er août 2025

CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection incluant R_f et C_{card}
HTA	717,60
BT > 36 kVA	358,80
BT ≤ 36 kVA	26,40

Pour les autoproducteurs individuels sans injection, la composante de gestion facturée est égale à la composante de gestion hors coefficient R_f ou C_{card}, à laquelle s'ajoute le coefficient R_f ou C_{card}.

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels sans injection applicable au 1er août 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	257,14	257,14
BT > 36 kVA	128,56	128,56
BT ≤ 36 kVA	9,00	9,00

Composante de gestion y compris R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels sans injection applicable au 1er août 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur incluant C_{card}	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur incluant R_f
HTA	499,80	435,72
BT > 36 kVA	249,84	217,80
BT ≤ 36 kVA	18,00	16,80

Pour les autoproducteurs en collectif, la composante de gestion facturée est égale à la composante de gestion hors coefficient R_f ou C_{card} majorée de 50 %, à laquelle s'ajoute le coefficient R_f ou C_{card}[59].

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs en collectif applicable au 1er août 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	385,70	385,70
BT > 36 kVA	192,85	192,85
BT ≤ 36 kVA	13,49	13,49

Composante de gestion y compris R_f et C_{card} des autoproducteurs en collectif applicable au 1er août 2025

CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur incluant C_{card}	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur incluant R_f
HTA	628,33	564,24
BT > 36 kVA	314,17	282,12
BT ≤ 36 kVA	22,53	21,27

[59] Dans le cas où l'autoproducteur en collectif est également un autoproducteur individuel avec injection, la composante de gestion facturée est égale à la composante de gestion des autoproducteurs individuels avec injection. Si l'autoproducteur en collectif est également un autoproducteur individuel sans injection, la composante de gestion facturée est égale à la composante de gestion des autoproducteurs en collectif.

5.2.1.2. Composante annuelle de comptage (CC)

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de facturation, les coûts liés au processus de reconstitution des flux, ainsi que, le cas échéant, les coûts de location et d'entretien des dispositifs de comptage.

Elle est établie en fonction de la puissance souscrite et du domaine de tension selon le tableau ci-après. Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre le calcul des composantes du tarif d'utilisation des réseaux publics.

Composante annuelle de comptage applicable au 1er août 2025 – Utilisateurs avec dispositif de comptage

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	376,39
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	283,27
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle[60]	22,00

En l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes et non-discriminatoires d'estimation des flux d'énergie injectés ou soutirés et des puissances souscrites, selon des règles publiées dans leur documentation technique de référence. Dans ce cas, le montant de la composante annuelle de comptage est défini dans le tableau ci-dessous.

Composante annuelle de comptage applicable au 1er août 2025 – Utilisateurs sans dispositif de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,75

5.2.1.3. Composante additionnelle pour comptage non communicant (CACNC)

Pour les clients BT ≤ 36 kVA, une composante supplémentaire vient s'ajouter à la composante de comptage, au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle. Elle couvre les coûts de gestion, de contrôles, de relève et des solutions techniques, liés au maintien de compteurs non évolués. Dans le but que ces coûts ne soient pas supportés par l'ensemble des consommateurs, cette composante est facturée de manière bimestrielle aux clients :

- n'étant pas équipés de compteurs évolués, et dont le non-équipement ne résulte pas d'une impossibilité technique indépendante de leur volonté, pour la composante socle ;
- n'étant pas équipés de compteurs évolués et dont le dernier index réel communiqué date de plus de 12 mois, pour la majoration.

[60] Pour les utilisateurs disposant de dispositifs de comptage évolués en basse tension et pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA, la fréquence minimale de transmission des données de facturation est bimestrielle. Dans les autres cas, elle est semestrielle.

En cas de prise de rendez-vous pour la pose d'un compteur évolué, la facturation de la composante est suspendue jusqu'à la date du rendez-vous. Elle fera l'objet d'une régularisation en cas d'annulation ou d'absence du client au rendez-vous. Elle ne sera pas due en cas de pose effective d'un compteur évolué, ou en cas de constat d'une impossibilité technique indépendante du client.

Le calcul des composantes est détaillé dans la partie 4.3.3.6 de la présente délibération.

Composante additionnelle pour comptage non communicant au 1er août 2025

Composante socle (€/an)	Majoration (€/an)
38,90	24,84[61]

5.2.1.4. Composante annuelle des injections (CI)

La composante annuelle des injections est établie en chaque point de connexion, en fonction de l'énergie active injectée sur le réseau public, selon le tableau ci-dessous :

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

5.2.1.5. Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension HTA

Pour l'établissement de leur composante annuelle de soutirage pour le domaine de tension HTA, les utilisateurs choisissent, pour chaque point de connexion et pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des quatre tarifs suivants :

- tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe longue utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe mobile longue utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe courte utilisation ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe mobile courte utilisation.

Pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTA et pour chacune des cinq plages temporelles de l'option tarifaire choisie, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i, où i désigne la plage temporelle. Quel que soit i, les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 * P_1 + \sum_{i=2}^{5} b_i.(P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^{5} c_i.E_i$$

Où :

- P_i désigne la puissance souscrite pour la i[ème] plage temporelle, exprimée en kW ;
- Ei désigne l'énergie active soutirée pendant la ième plage temporelle, exprimée en kWh.

[61] Soit une composante majorée totale de 63,74 €/an.

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe applicable au 1er août 2025 – courte utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b_1 = 14,41	b_2 = 14,41	b_3 = 14,41	b_4 = 12,55	b_5 = 11,22
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 5,74	c_2 = 4,23	c_3 = 1,99	c_4 = 1,01	c_5 = 0,69

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe applicable au 1er août 2025 – longue utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b_1 = 35,33	b_2 = 32,30	b_3 = 20,39	b_4 = 14,33	b_5 = 11,56
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 2,65	c_2 = 2,10	c_3 = 1,47	c_4 = 0,92	c_5 = 0,68

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février[62], et de 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. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars.

[62] Dans les Zones Non Interconnectées, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus[63], à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Les dimanches sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses fixées par le GRD, consécutives ou fractionnées en deux périodes, en considérant comme consécutives les heures 23h-0h et 0h-1h. Les règles de placement des heures creuses sont précisées dans la partie 4.3.

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable au 1er août 2025 – courte utilisation

	Heures de pointe mobile (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b_1 = 14,41	b_2 = 14,41	b_3 = 14,41	b_4 = 12,55	b_5 = 11,22
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 7,01	c_2 = 4,05	c_3 = 1,99	c_4 = 1,01	c_5 = 0,69

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable au 1er août 2025 – longue utilisation

	Heures de pointe mobile (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b_1 = 38,27	b_2 = 34,3	b_3 = 20,39	b_4 = 14,33	b_5 = 11,56
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 3,15	c_2 = 1,87	c_3 = 1,47	c_4 = 0,92	c_5 = 0,68

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié.

[63] Ou, dans les ZNI, pendant une période de trois mois consécutifs faisant partie de la saison haute.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février[64], et de 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. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.

Les dimanches sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses fixées par le GRD, consécutives ou fractionnées en deux périodes, en considérant comme consécutives les heures 23h-0h et 0h-1h. Les heures de pointe mobile sont les heures de la période PP1 du mécanisme de capacité[65].

Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Pour les utilisateurs d'un point de connexion situé dans le domaine de tension HTA, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \sum_{classes\ i\ du\ mois} 0{,}04 * b_i * \sqrt{\sum(\Delta P^2)}$$

ΔP : désigne le dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes par rapport à la puissance souscrite de la plage temporelle.

Les coefficients b_i à appliquer sont ceux de la composante annuelle de soutirage, selon l'option choisie.

5.2.1.6. Composantes annuelles de soutirage et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension BT > 36 kVA

Pour l'établissement de leur composante annuelle de soutirage pour le domaine de tension BT supérieur à 36 kVA, les utilisateurs choisissent pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs (sauf disposition spécifique aux autoproducteurs en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants est située en aval d'un même poste HTA/BT présentée ci-dessous) un des deux tarifs avec différenciation temporelle suivants :

- tarif courte utilisation à quatre plages temporelles ;
- tarif longue utilisation à quatre plages temporelles.

Les autoproducteurs en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants est située en aval d'un même poste de transformation d'électricité de moyenne en basse tension (HTA/BT), peuvent également souscrire les deux tarifs suivants :

- tarif courte utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT) ;
- tarif longue utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT).

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié.

[64] Par exception, dans les ZNI, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

[65] Si une modification du mécanisme de capacité venait à supprimer la période PP1 ou à la modifier significativement, la CRE pourrait demander à RTE de tirer néanmoins des jours PP1 tels que définis actuellement, à savoir 10 à 15 jours par an, de 7h à 15h, et de 18h à 20h, afin que l'option tarifaire à pointe mobile puisse être mise en œuvre.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février[66], et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars.

Tous les jours comprennent 8 heures creuses consécutives ou fractionnées en deux périodes, en considérant comme consécutives les heures 23h-0h et 0h-1h.

Pour les autoproducteurs en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants est située en aval d'un même poste HTA/BT, les soutirages autoproduits correspondent à la part des soutirages autoconsommés tels que calculés par les gestionnaires de réseau dans le cadre de l'opération d'autoconsommation collective, en application des dispositions de l'article L. 315-4 du code de l'énergie. Les soutirages alloproduits correspondent aux soutirages non-autoconsommés.

Dans le cas où un autoproducteur en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants est située en aval d'un même poste HTA/BT et qui a souscrit l'option spécifique à l'autoconsommation collective, puis quitte l'opération d'autoconsommation collective à laquelle il participait, ce dernier peut modifier une seule fois son option et sa version tarifaire pour le point de connexion concerné sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis son précédent choix d'option tarifaire.

Pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension BT strictement supérieur à 36 kVA et pour chacune des plages temporelles[67], les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kVA, une puissance souscrite apparente P_i où i désigne la plage temporelle. Quel que soit i, les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite apparente est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite apparente est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En outre, quel que soit i, les puissances souscrites apparentes doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 * P_1 + \sum_{i=2}^{4} b_i.(P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^{4} c_i.E_i$$

Où :

- P_i désigne la puissance souscrite apparente pour la i[ème] plage temporelle, exprimée en kVA ;
- E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la i[ème] plage temporelle, exprimée en kWh.

Par exception, pour les points de connexion ayant sélectionné une formule tarifaire d'acheminement spécifique dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants est située en aval d'un même poste HTA/BT, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 * P_1 + \sum_{i=2}^{4} b_i.(P_i - P_{i-1}) + \sum_{j=1}^{8} c_j.E_j$$

Où :

- Pi désigne la puissance souscrite apparente pour la i[ème] plage temporelle, exprimée en kVA ;
- E_j désigne l'énergie active soutirée sur le j[ème] poste tarifaire, exprimée en kWh.

[66] Par exception, dans les ZNI, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

[67] Sous réserve de la capacité technique du compteur et des systèmes d'information. Le nombre de puissances souscrites possibles par point de connexion ne pourra en tout état de cause être inférieur à 2.

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable au 1er août 2025 – courte utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b_1 = 17,61	b_2 = 15,96	b_3 = 14,56	b_4 = 11,98
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 6,91	c_2 = 4,21	c_3 = 2,13	c_4 = 1,52

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable au 1er août 2025 – longue utilisation

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b_1 = 30,16	b_2 = 21,18	b_3 = 16,64	b_4 = 12,37
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 5,69	c_2 = 3,47	c_3 = 2,01	c_4 = 1,49

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable au 1er août 2025 – courte utilisation –autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute	Heures creuses de saison haute	Heures pleines de saison basse	Heures creuses de saison basse
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b_1 = 17,61	b_2 = 15,96	b_3 = 14,56	b_4 = 11,98
Coefficient pondérateur de l'énergie alloproduite (c€/kWh)	c_1 = 6,94	c_2 = 4,25	c_3 = 2,19	c_4 = 1,55
Coefficient pondérateur de l'énergie autoproduite (c€/kWh)	c_5 = 2,55	c_6 = 1,41	c_7 = 1,07	c_8 = 0,70

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable au 1er août 2025 – longue utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute	Heures creuses de saison haute	Heures pleines de saison basse	Heures creuses de saison basse
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b_1 = 30,16	b_2 = 21,18	b_3 = 16,64	b_4 = 12,37
Coefficient pondérateur de l'énergie alloproduite (c€/kWh)	c_1 = 5,76	c_2 = 3,50	c_3 = 2,06	c_4 = 1,54
Coefficient pondérateur de l'énergie autoproduite (c€/kWh)	c_5 = 2,23	c_6 = 1,30	c_7 = 1,01	c_8 = 0,69

Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Pour les utilisateurs d'un point de connexion situé dans le domaine de 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 :

$$CMDPS = \alpha * h$$

Pour la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite du domaine de tension BT > 36 kVA, le coefficient α employé applicable à compter du 1er août 2025 est celui du tableau ci-dessous :

Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA applicable au 1er août 2025

α (€ / h)
12,41

Les utilisateurs dont la CMDPS pour l'ensemble des plages temporelles serait supérieure à la fois à 30 % de leur facture TURPE mensuelle et à 25 fois le tarif de la puissance supplémentaire qu'il aurait été nécessaire de souscrire pour éviter tout dépassement, pourront obtenir le plafonnement de leur CMDPS pour le mois concerné à la plus élevée des deux limites précitées, sur demande auprès du GRD.

5.2.1.7. Composante annuelle de soutirage pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

Pour l'établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, les utilisateurs choisissent, pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs (sauf disposition spécifique aux autoproducteurs en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste HTA/BT présentée ci-dessous) un des cinq tarifs suivants, sous réserve de la compatibilité technique du compteur :

- tarif sans différenciation temporelle - courte utilisation (option dérogatoire uniquement pour les clients sans compteurs communicants) ;
- tarif à quatre plages temporelles – courte utilisation ;
- tarif à deux plages temporelles – moyenne utilisation (option dérogatoire uniquement pour les clients sans compteurs communicants) ;
- tarif à quatre plages temporelles – moyenne utilisation ;

- tarif sans différenciation temporelle - longue utilisation.

Les autoproducteurs en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste HTA/BT, peuvent également souscrire les deux tarifs suivants :

- tarif courte utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT) ;
- tarif moyenne utilisation à quatre plages temporelles – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT).

Pour le tarif de leur choix, ils définissent une puissance souscrite *P* par multiples de 1 kVA.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En chacun des points de connexion au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b * P + \sum_{i=1}^{n} c_i . E_i$$

Où :

- *P* désigne la puissance souscrite, exprimée en kVA. Pour les utilisateurs bénéficiant d'un branchement à puissance surveillée, elle est égale à la puissance de réglage du dispositif approprié ;
- E_i désigne l'énergie soutirée pendant la i^{ème} plage temporelle, exprimée en kWh.

Par exception, pour les points de connexion ayant sélectionné une formule tarifaire d'acheminement spécifique dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b * P + \sum_{j=1}^{n} c_j . E_j$$

Où :

- *P* désigne la puissance souscrite, exprimée en kVA. Pour les utilisateurs bénéficiant d'un branchement à puissance surveillée, elle est égale à la puissance de réglage du dispositif approprié ;
- E_j désigne l'énergie active soutirée sur le j^{ème} poste tarifaire, exprimée en kWh.

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. Les heures réelles de début et de fin de périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement.

Les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, elles sont éventuellement non contiguës.

La saison haute est constituée des mois de décembre à février[68], et de 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. Les autres périodes constituent la saison basse. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars.

[68] Dans les ZNI, la saison haute est constituée de trois mois consécutifs, et de 61 jours répartis de telle sorte qu'au cours d'une année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes.

Pour les autoproducteurs en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste HTA/BT, les soutirages autoproduits correspondent à la part des soutirages autoconsommés tels que calculés par les gestionnaires de réseau dans le cadre de l'opération d'autoconsommation collective, en application des dispositions de l'article L. 315-4 du code de l'énergie. Les soutirages alloproduits correspondent aux soutirages non-autoconsommés.

Dans le cas où un autoproducteur en collectif participant à une opération d'autoconsommation dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste HTA/BT et qui a souscrit l'option spécifique à l'autoconsommation collective, puis quitte l'opération d'autoconsommation collective à laquelle il participait, ce dernier peut modifier une seule fois son option et sa version tarifaire pour le point de connexion concerné sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis son précédent choix d'option tarifaire.

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation applicable au 1er août 2025

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b = 10,11			
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 7,49	c_2 = 3,97	c_3 = 1,66	c_4 = 1,16

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – moyenne utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable au 1er août 2025

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b = 12,12			
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 7,00	c_2 = 3,73	c_3 = 1,61	c_4 = 1,11

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – longue utilisation

Pour l'application du tarif longue utilisation sans différenciation temporelle, en l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes, objectives et non discriminatoires d'estimation des flux d'énergie soutirés et des puissances souscrites.

Le pas de souscription de puissance est de 0,1 kVA.

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation applicable au 1er août 2025

	Base
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b = 93,13
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c = 1,25

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation applicable au 1er août 2025 – part puissance – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute	Heures creuses de saison haute	Heures pleines de saison basse	Heures creuses de saison basse
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b = 10,11			
Coefficient pondérateur de l'énergie alloproduite (c€/kWh)	c_1 = 7,52	c_2 = 4,03	c_3 = 1,73	c_4 = 1,21
Coefficient pondérateur de l'énergie autoproduite (c€/kWh)	c_5 = 2,86	c_6 = 1,28	c_7 = 0,76	c_8 = 0,49

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – moyenne utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable au 1er août 2025 – part puissance – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute	Heures creuses de saison haute	Heures pleines de saison basse	Heures creuses de saison basse
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b = 12,12			
Coefficient pondérateur de l'énergie alloproduite (c€/kWh)	c_1 = 7,04	c_2 = 3,76	c_3 = 1,61	c_4 = 1,15
Coefficient pondérateur de l'énergie autoproduite (c€/kWh)	c_5 = 2,60	c_6 = 1,23	c_7 = 0,75	c_8 = 0,49

Composantes dérogatoires pour les clients sans compteur communicant

Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version sans différenciation temporelle courte utilisation

	Base
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b = 11,07
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c = 4,84

Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version à deux plages temporelles moyenne utilisation

	Heures pleines (i = 1)	Heures creuses (i = 2)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b = 13,49	
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c_1 = 4,94	c_2 = 3,50

5.2.1.8. Composante annuelle d'injection-soutirage

Tout ensemble d'équipements de stockage de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique en la soutirant entièrement depuis les réseaux publics d'électricité, puis en la restituant 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 » définies par les gestionnaires de réseaux dans le respect des critères énoncés dans la partie 4.4.1, peut choisir de souscrire à la composante optionnelle injection-soutirage en substitution de la composante de soutirage définie dans la partie 5.2.1.5. Les installations hybrides (stockage et installation de production ou de consommation) ne sont pas éligibles à cette composante. Ils se voient appliquer la même composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite, telle que décrite dans la partie 5.2.1.5, ainsi que les mêmes règles de modification de la puissance souscrite.

La CRE fixera avant le 1er octobre 2025 la liste des poches de réseau classées en zones de soutirage et en zones d'injection photovoltaïque, après transmission par les gestionnaires de réseaux d'un projet de liste des zones concernées.

Une durée minimale d'engagement de 12 mois est fixée pour tout utilisateur éligible choisissant de souscrire cette composante. L'éligibilité des utilisateurs choisissant de souscrire à cette composante est vérifiée par le gestionnaire de réseau de distribution.

La facture totale de TURPE d'un utilisateur ne pourra en aucun cas, sur la période d'une année civile, être négative.

Pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTA et pour chacune des cinq plages temporelles de l'option tarifaire choisie, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i, où i désigne la plage temporelle. Quel que soit i, les puissances souscrites doivent être telles que $P_{i+1} \geq P_i$.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle d'injection-soutirage est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 * P_1 + \sum_{i=2}^{5} b_i.(P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^{5} c_i.ES_i + \sum_{i=1}^{5} d_i.EI_i$$

Où :

- P_i désigne la puissance souscrite pour la ième plage temporelle, exprimée en kW ;
- ES_i désigne l'énergie active soutirée pendant la i^{ème} plage temporelle, exprimée en kWh ;
- EI_i désigne l'énergie active injectée pendant la ième plage temporelle, exprimée en kWh.

Les coefficients appliqués sont définis dans les tableaux ci-dessous et dépendent de la zone du réseau où est situé l'utilisateur. La catégorisation des zones est définie par le gestionnaire de réseau, selon les modalités présentées dans la partie 4.4.1. Les règles de définitions des plages temporelles, par le gestionnaire de réseau, sont définies dans la partie 4.4.1.

Composante annuelle d'injection-soutirage – domaine de tension HTA – version courte utilisation – zone injection

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)	Heures de pointe fixe (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b_1 = 14,41	b_2 = 14,41	b_3 = 12,55	b_4 = 11,22	b_5 = 11,22
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	c_1 = 2,56	c_2 = 1,53	c_3 = 0,90	c_4 = 0,69	c_5 = -6,89
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	d_1 = 0,46	d_2 = 0,46	d_3 = 0,46	d_4 = 0,46	d_5 = 7,58

Composante annuelle d'injection-soutirage – domaine de tension HTA – version courte utilisation – zone soutirage

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b_1 = 14,41	b_2 = 14,41	b_3 = 14,41	b_4 = 12,55	b_5 = 11,22
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	c_1 = 5,74	c_2 = 4,23	c_3 = 1,99	c_4 = 1,01	c_5 = 0,69
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	d_1 = -4,74	d_2 = 0	d_3 = 0	d_4 = 0	d_5 = 0

5.2.1.9. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

Alimentations complémentaires

Les parties dédiées des alimentations complémentaires d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème ci-dessous :

Composante des alimentations complémentaires applicable au 1er août 2025

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	4 045,96	Liaisons aériennes : 1 103,68 Liaisons souterraines : 1 655,52

Alimentations de secours

Les parties dédiées des alimentations de secours d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème du tableau ci-dessus. La puissance souscrite sur les alimentations de secours est inférieure ou égale à la puissance souscrite sur les alimentations principales.

Lorsqu'une alimentation de secours est partagée entre plusieurs utilisateurs, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours et traversées par des flux ayant pour destination des points de connexion de plusieurs utilisateurs est répartie entre ces utilisateurs au prorata des puissances qu'ils ont souscrites sur cette alimentation de secours.

Lorsque l'alimentation de secours est raccordée au même domaine de tension que l'alimentation principale et, qu'à la demande de l'utilisateur, elle a été raccordée à un transformateur du réseau public différent du transformateur utilisé pour son alimentation principale, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours applicable au 1er août 2025 est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du ci-dessus et de la composante établie selon le barème ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Composante des alimentations de secours applicable au 1er août 2025 – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	7,90
BT	8,36

Lorsque l'alimentation de secours est raccordée à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, la facturation annuelle des alimentations de secours applicable au 1er août 2025 est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème ci-dessus et de la composante établie selon le barème ci-dessous, correspondant à la tarification du réseau électrique public permettant le secours à un domaine de tension inférieur.

Lorsque l'alimentation de secours, qui est raccordée à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, est équipée d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite pour l'alimentation de secours par période d'intégration de 10 minutes, la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite pour l'alimentation de secours est établie chaque mois selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \alpha * \sqrt{\sum(\Delta P^2)}$$

ΔP : désigne le dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes par rapport à la puissance souscrite de la plage temporelle.

Composante des alimentations de secours applicable au 1er août 2025 – tarification du réseau électrique public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Part puissance (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 2	HTA	10,25	2,22	82,26
HTB 1	HTA	3,57	2,22	29,21

5.2.1.10. Composante de regroupement (CR)

Un utilisateur connecté en plusieurs points de connexion au même réseau public dans le même domaine de tension HTA et équipé de compteurs à courbe de mesure pour chacun de ces points peut, s'il le souhaite, bénéficier du regroupement conventionnel de tout ou partie de ces points pour l'application de la tarification décrite au paragraphe 5.2.1.5, moyennant le paiement d'une composante de regroupement. Dans ce cas, la composante annuelle des injections (CI), la composante annuelle de soutirage, les composantes mensuelles de dépassements de puissance souscrite (CMDPS) et la composante annuelle de l'énergie réactive (CER) sont établies sur la base de la somme des flux physiques mesurés aux points de connexion concernés. La possibilité de regrouper conventionnellement les points de connexion à un même réseau public est limitée au périmètre d'une même concession de distribution pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution et à celui d'un même site pour les autres utilisateurs.

Dans le cas où le regroupement conventionnel concerne à la fois des installations de production et des points de soutirage, les éventuels flux d'injection ne peuvent être déduits des flux de soutirage pour le calcul de la composante annuelle de soutirage.

Le regroupement des flux d'énergie réactive des points de connexion n'est possible que dans les cas où ces points de connexion satisfont aux conditions mentionnées dans la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux publics.

La composante de regroupement (CR) est établie en fonction de la longueur du réseau électrique public existant permettant physiquement ce regroupement, indépendamment des conditions d'exploitation et de la capacité de transit disponible sur les réseaux permettant le regroupement. Le montant de cette composante est calculé selon la formule suivante :

$$CR = l * k * P_{Souscrite\ regroupée}$$

Où :

- $P_{Souscrite\ regroupée}$, désigne la puissance souscrite pour l'ensemble des points conventionnellement regroupés ;
- *l*, désigne la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du réseau public concerné permettant physiquement le regroupement.

Le coefficient *k* applicable à compter du 1er août 2025 est défini par le tableau suivant :

Composante de regroupement applicable au 1er août 2025

Domaine de tension	*k* (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,63 Liaisons souterraines : 0,92

5.2.1.11. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles de soutirage des gestionnaires de réseaux publics de distribution

Pour les points de connexion raccordés au domaine de tension HTA, les dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles de soutirage des gestionnaires de réseaux publics de distribution sont prévues au paragraphe 5.2.1.8 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB. Dans ce cadre, les dispositions transitoires prévues au paragraphe 5.2.1.8 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB sont applicables au calcul de la composante annuelle de soutirage applicable au domaine de tension HTB 1.

5.2.1.12. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion une ou plusieurs liaisons, aériennes ou souterraines, au même domaine de tension que la tension aval du transformateur auquel il est relié directement, sans l'intermédiaire d'une liaison en amont de son point de connexion, peut demander à bénéficier de la composante annuelle de soutirage applicable au domaine de tension directement supérieur à celui applicable au point de connexion.

Il doit dans ce cas acquitter une composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette composante est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite regroupée $P_{Souscrite\ regroupée}$.

$$CT = k * P_{Souscrite\ regroupée}$$

Le coefficient *k* employé applicable à compter du 1er août 2025 est celui défini dans le tableau ci-dessous :

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	10,54

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités du paragraphe. Dans ce cas, il est procédé d'abord à l'application de la tarification au domaine de tension supérieur à chaque point de connexion, puis au regroupement tarifaire susmentionné.

5.2.1.13. Compensation pour l'exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion des liaisons au même domaine de tension que les liaisons situées en amont de ce point de connexion bénéficient de cette compensation lorsque la tarification qui est appliquée au point de connexion considéré est celle du domaine de tension de ce point.

Dans ce cas, la composante annuelle de soutirage de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante, avec :

- l_1, la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution ;
- l_2, la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui est (sont) strictement nécessaire(s) pour relier son point de connexion au(x) transformateur(s) de ce gestionnaire et nécessaire(s) pour garantir la puissance souscrite en schéma normal d'exploitation défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public amont ;
- $CT_{N/N+1}$ est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension *N+1* et *N* définie au paragraphe 5.2.1.12.

$$CS = \frac{l_2}{l_1 + l_2} * CS_N + \frac{l_1}{l_1 + l_2} * (CS_{N+1} + CT_{N/N+1})$$

5.2.1.14. Ecrêtement grand froid

Lors de chaque période de froid rigoureux, telle que définie ci-après, un gestionnaire de réseaux de distribution bénéficie de la part du gestionnaire de réseau public de distribution amont d'une exonération partielle ou totale de ses dépassements de puissance uniquement durant cette période et 24 heures après.

Une période est considérée comme une période de froid rigoureux lorsque, à une maille locale et au pas horaire, la température minimale constatée est inférieure à la température minimale locale de référence définie au niveau de chaque station météorologique par la 30e valeur de température minimale mensuelle sur trente ans. Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités objectives, transparentes et non-discriminatoires.

5.2.1.15. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

En l'absence de dispositifs de comptage permettant d'enregistrer les flux physiques d'énergie réactive, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir dans leur documentation technique de référence des modalités objectives, transparentes et non discriminatoires d'estimation de ces flux.

Flux de soutirage

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 soutirée sur le domaine de tension HTA au-delà du rapport $tg\ \varphi_{max}$ est facturée selon le tableau ci-dessous :

Composante annuelle de l'énergie réactive – flux de soutirage – saison haute

Domaine de tension	Rapport $tg\ \varphi_{max}$	c€/kVAr.h
HTA	0,4	2,44

En heures creuses de saison basse, l'énergie réactive injectée sur le domaine de tension HTA, dans le gabarit de la zone de facturation défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau de distribution, est facturée selon le coefficient ci-dessous :

Composante annuelle de l'énergie réactive – flux de soutirage – saison basse heures creuses

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,39

Les dispositions de ce paragraphe ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

Flux d'injection

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, et que l'installation n'est pas régulée en tension, l'utilisateur s'engage à injecter ou à soutirée 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.

Dans le domaine de tension HTA, l'énergie réactive injectée ou soutirée au-delà du rapport $tg\ \varphi_{max_HTA}$ ou en deçà du rapport $tg\ \varphi_{min_HTA}$ est facturée selon le tableau ci-dessous.

Cependant, en dessous d'un seuil de faible production mensuel, est facturée selon le tableau ci-dessous l'énergie réactive injectée ou soutirée en deçà du rapport $tg\ \varphi_{min_HTA}$ ou au-delà d'un seuil de réactif mensuel.

Le gestionnaire de réseau public de distribution fixe le seuil de faible production et le seuil de réactif mensuel. Il détermine les valeurs $tg\ \varphi_{max_BT}$, $tg\ \varphi_{min_BT}$, $tg\ \varphi_{max_HTA}$ et $tg\ \varphi_{min_HTA}$ des seuils du rapport $tg\ \varphi$ par plage horaire.

Composante annuelle de l'énergie réactive – flux d'injection (installation non régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	2,96

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, que l'installation est régulée en tension, 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.

Lors d'une excursion de la tension en dehors de sa plage contractualisée, l'utilisateur est facturé selon le tableau ci-dessous de l'écart entre l'énergie réactive que son installation a effectivement injectée ou soutirée et celle qu'elle aurait dû injecter ou soutirer pour maintenir la tension dans la plage contractuelle de sa convention d'exploitation, dans la limite de ses capacités constructives définies par les diagrammes [U, Q] de sa convention de raccordement. Ces éléments sont établis selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Composante annuelle de l'énergie réactive – flux d'injection (installation régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	2,96

Les dispositions de ce paragraphe ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

À chaque point de connexion qu'ils partagent, les gestionnaires de réseaux publics s'engagent contractuellement sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent, fixée en fonction de l'énergie active transitée, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public amont. Pour contribuer à gérer les problématiques de tensions hautes en saison basse, ils peuvent notamment introduire la nouvelle zone de facturation de l'énergie réactive en soutirage précisée au 4.3.3.4 ainsi que la composante associée.

L'énergie réactive injectée au-delà du rapport $tg\ \varphi_{max}$ ou soutirée en deçà du rapport $tg\ \varphi_{min}$ est facturée par point de connexion selon le tableau ci-dessous.

Les valeurs $tg\ \varphi_{max}$ et $tg\ \varphi_{min}$ des seuils du rapport $tg\ \varphi$ par point de connexion sont convenues contractuellement par plage horaire entre gestionnaires de réseaux publics. Le terme contractualisé $tg\ \varphi_{max}$ est inférieur à 0,4 et tient compte, par défaut, des valeurs historiques du rapport $tg\ \varphi$ constatées.

Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	2,44

À titre expérimental, et d'un commun accord, les gestionnaires de réseaux publics peuvent choisir de fixer des principes de facturation différents des principes exposés dans ce paragraphe afin de tester des moyens innovants pour améliorer la gestion de l'énergie réactive à l'interface entre les réseaux.

5.2.1.16. Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires

Les utilisateurs raccordés en BT avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (ou les tiers autorisés par eux) peuvent, dans les six mois suivants la première communication d'un compteur évolué, récemment posé, avec le système d'information du GRD, modifier une seule fois leur option et leur version tarifaire pour le point de connexion concerné sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire.

Les utilisateurs HTA et BT (ou les tiers autorisés par eux) peuvent, dans les six mois suivants l'entrée en vigueur de la présente délibération, modifier une seule fois leur option et leur version tarifaire pour le point de connexion concerné sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire.

5.2.2. Grilles tarifaires applicables en 2026, 2027, 2028

Chaque année N à partir de 2026, les coefficients tarifaires, hors paramètres R_f et C_{card}, applicables du 1er août N au 31 juillet N+1, sont le produit :

- des coefficients tarifaires applicables à compter 1er août 2025 définis dans la partie 5.2.1 ;
- et d'un coefficient Y_N correspondant à l'évolution tarifaire cumulée des années 2026 à N.

Le coefficient Y est défini de la manière suivante, arrondi à 4 décimales (0,0001) près :

$$Y_N = Y_{N-1} \times (1 + Z_N)$$

Le coefficient d'évolution annuelle de l'année *N* est défini, comme :

$$Z_N = IPC_N + X + k_N$$

Où :

- Z_N : coefficient d'évolution annuelle au 1er août de l'année N, arrondi au centième de pourcent le plus proche[69] ;
- IPC_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'INSEE[70] 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 ;
- k_N : coefficient d'évolution provenant de l'apurement du solde du CRCP de l'année N-1, compris entre -3 % et +3 % ;
- X : est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire égal à -0,35 %.

[69] L'évolution de l'année N s'applique au coefficient non arrondi de l'année N-1.

[70] 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.

5.2.3. Evolution des paramètres R_f et C_{card}

5.2.3.1. Évolution du paramètre R_f à compter du 1er août 2025

Le paramètre R_f évolue en prenant en compte les valeurs et les modalités d'évolution de la composante d'accès au réseau versée aux fournisseurs définie par la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018, au titre des contreparties financières pour rémunérer la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

La délibération n°2021-157 du 3 juin 2021[71] 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 indexation est effective lors de chaque évolution annuelle du TURPE.

Le montant du terme R_f a ainsi été actualisé au 1er février 2025, par la délibération n°2025-08 du 15 janvier 2025 :

- pour les clients BT ≤ 36 kVA à 7,78 € ;
- pour les clients BT > 36 kVA à 89,27 € ;
- pour les clients HTA à 178,54 €.

En raison de l'évolution exceptionnelle au 1er février 2025, ces montants sont maintenus en TURPE 7 HTA-BT au 1er août 2025 et seront actualisés lors de chaque évolution annuelle du tarif à compter du 1er août 2026, par indexation de la valeur de référence définie dans la délibération n°2021-157, sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et N-1. Cette évolution revient à faire évoluer le R_f à l'inflation de l'année précédente.

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.

5.2.3.2. Évolution du paramètre C_{card} à compter du 1er août 2025

La délibération TURPE 6 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.

La valeur du paramètre C_{card} entrant en compte dans le calcul de la composante de gestion facturée aux utilisateurs ayant conclu eux-mêmes leur contrat d'accès au réseau est basée sur les valeurs de référence définies dans le tableau suivant :

Le montant du terme C_{card} a ainsi été actualisé au 1er février 2025, par la délibération n°2025-08 du 15 janvier 2025 :

- pour les clients BT ≤ 36 kVA à 9,04 € ;
- pour les clients BT > 36 kVA à 121,32 € ;
- pour les clients HTA à 242,63 €.

[71] 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 des clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT

En raison de l'évolution exceptionnelle au 1er février 2025, ces montants sont maintenus en TURPE 7 HTA-BT au 1er août 2025 et seront actualisés lors de chaque évolution annuelle du tarif à compter de 2026, par indexation de la valeur de référence définie dans la délibération n°2021-13, sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et N-1. Cette évolution revient à faire évoluer le C_{card} à l'inflation de l'année précédente.

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.

Décision de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité à compter du 1er août 2025, selon la méthodologie et les paramètres exposés dans la présente délibération.

Elle fixe notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de régulation incitative applicables à Enedis pour une durée d'environ 4 ans (partie 2) ;
- la trajectoire de charges à couvrir et l'évolution prévisionnelle du tarif (partie 3) ;
- la structure du tarif (partie 4) ;
- les grilles tarifaires applicables à partir du 1er août 2025 (partie 5).

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 6 mars 2025.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

Délibéré à Paris, le 13 mars 2025.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : Montants à intégrer au périmètre des capitaux propres régulés au 1er janvier en application de la décision du Conseil d'Etat[72]

en M€ courants

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1 598	1 564	1 527	1 488	1 447	1 405	1 362	1 317	1 272	1 225

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1 178	1 130	1 081	1 032	982	929	875	817	760	702

2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
645	588	532	475	418	362	306	250	194	146

2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
111	93	82	73	64	56	48	42	36	31

2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067
27	22	19	16	13	10	8	6	5	3

2068	2069	2070	2071	2072	2073
2	1	1	0[73]	0[74]	0[75]

[72] Conseil d'Etat, 9e – 10e chambres réunies, 09/03/2018, 407516

[73] Montant inférieur à 0,5 M€

[74] Montant inférieur à 0,5 M€

[75] Montant inférieur à 0,5 M€

Annexe 2 : Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité à compter du 1er août 2025

1. Calcul et apurement du CRCP

Le solde du CRCP d'Enedis, au 1er janvier 2025, est égal à la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du TURPE 6 HTA-BT et le montant provisoire, égal à 3 548,2 M€, pris en compte pour l'élaboration du TURPE 7 HTA-BT.

Pour chaque année N, à compter de l'année 2025, le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année N est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre de l'année N, défini comme la somme du solde du CRCP au 1er janvier de l'année N et la différence au titre de l'année N entre le revenu autorisé prévisionnel, révisé de l'inflation et de l'évolution tarifaire du TURPE HTB entre le 1er août 2025 et le 1er août de l'année N, et les recettes prévisionnelles calculées à partir des hypothèses de quantités distribuées et de nombre de consommateurs desservis retenues dans la présente délibération, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire ;
- et de la différence, au titre de l'année N, entre :
    - la différence entre le revenu autorisé définitif, tel que défini ci-après, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et de l'évolution tarifaire du TURPE HTB entre le 1er août 2025 et le 1er août de l'année N ;
    - la différence entre les recettes perçues par Enedis et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Le solde du CRCP au 1er janvier de l'année N+1 est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année N au taux sans risque en vigueur de 3,3 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte des montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).

L'évolution de la grille tarifaire au 1er août de l'année N prend en compte un coefficient K_N, qui vise à :

- arrêter les apurements générés par les coefficients k appliqués les années antérieures ;
- apurer, d'ici le 31 juillet de l'année N+1, le solde du CRCP du 1er janvier de l'année N.

Le coefficient k_N est plafonné à +/-3 %.

2. Valeurs de référence pour le calcul du revenu autorisé définitif

Pour chaque année N à compter de l'année 2025, le revenu autorisé définitif est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
    - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
    - les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles ;
    - les charges de capital normatives non incitées ;
    - les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis ;
    - les charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport ;
    - les charges relatives aux pertes ainsi que la régulation incitative relative aux pertes ;
    - les charges relatives aux impayés des clients finals correspondants au TURPE ;

  - les charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE), uniquement pour la partie de ces charges qui résulte de l'application de la méthode comptable aux ELD en ayant fait la demande ;
  - les charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;
  - les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies) ;
  - les charges liées à l'effet prix du « tarif agent » ;
  - les charges d'exploitation relatives aux études et travaux annexes des raccordements des IRVE en résidentiel collectif ;
  - les charges d'exploitation relatives au transfert des ouvrages HTA1 en propriété RTE , au cas par cas et après examen par la CRE ;
  - les charges liées aux indemnités pour coupure longue ;
  - les charges associées à la réservation ou à l'activation des flexibilités ;
  - les charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques ;
  - l'écart prévisionnel annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel ;
  - les écarts sur les charges résultant des dispositions de la loi de finances 2025 pour les impôts et les taxes, sur la base d'une demande argumentée d'Enedis ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
  - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement ;
  - les recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains ;
  - 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 contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué ;
  - les recettes facturées par Enedis à EDF SEI dans le cadre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) ;
  - les recettes associées à la réservation ou à l'activation des flexibilités ;
  - les recettes issues d'activités concurrentielles ayant utilisé des ressources du périmètre régulé ;
- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
  - la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ;
  - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
  - la régulation incitative de la qualité de service ;
  - la régulation incitative des actions prioritaires ;
  - la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) ;
- de laquelle est ajouté l'apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 6 ;
- et de laquelle sont retranchés les montants apurés du CRL du projet Linky pour 2025 à 2029.

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

i. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif

a) Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique prises en compte pour le TURPE 7, à l'exception des contributions au titre du raccordement, des charges relatives aux contributions d'Enedis au FPE pour la part déterminée par l'application de la méthode par analyse des comptes, du tarif agent et des impayés. Les montants retenus sont les montants de référence présentés ci-après, corrigés de l'inflation réalisée.

Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	5 267,7	5 202,7	5 358,8	5 542,2

A partir de 2026, le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année N :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2023 et l'année N ;

	2024	2025	2026	2027	2028
Inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2023 et l'année N	2,50 %	4,35 %	6,22 %	8,14 %	10,08 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2023 et l'année N. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référencé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile N, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2023.

b) Charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux valeurs de référence présentées ci-après des charges de capital relatives aux actifs « véhicules », « immobilier » et « systèmes d'information », à l'exception des investissements relatifs à la cybersécurité, comme indiqué en partie 2.3.2.2.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges de capital normatives incitées « hors réseaux »	462,7	520,3	599,5	646,4

c) Charges de capital normatives non incitées

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital, à l'exception de celles prises en compte dans les charges de capital incitées « hors réseaux ». Ces charges de capital sont calculées en se fondant sur les investissements effectivement réalisés, les sorties d'actifs, les postes de passif du bilan d'Enedis ainsi que les dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement d'Enedis.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges de capital normatives non incitées	5 003,4	5 241,8	5 503,0	5 790,1

d) Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges liées au paiement du TURPE HTB par Enedis.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges liées au paiement du TURPE HTB sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis	4 124,7	4 191,6	4 260,0	4 341,9

e) Charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges d'Enedis liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport	24,0	22,0	20,0	14,0

f) Charges relatives aux pertes

A compter de l'année 2026, pour une année N donnée, l'incitation annuelle au titre de la compensation des pertes correspond à 20 % de la différence entre le montant annuel de référence P_N et les charges réelles supportées par Enedis, pour la compensation des pertes de l'année N. Elle est plafonnée à +/- 46 M€ par an.

L'incitation annuelle est, dans un premier temps, calculée sur la base de données provisoires, et les années suivantes sur la base de données mises à jour. Le montant de référence pris en compte au titre du calcul du revenu autorisé définitif de l'année N est égal à la somme :

- des charges relatives à la compensation des pertes, effectivement supportées par Enedis au cours de l'année N ;

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges d'achat pour la compensation des pertes, hors régulation incitative, sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les charges relatives à la compensation des pertes	1 894,0	1 964,0	1 748,6	1 736,8

- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année N-1, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;
- au titre de l'année *N-2* (ou d'une année antérieure), des écarts entre le montant de l'incitation annuelle pour cette année, calculée sur la base des données mises à jour et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

Pour tenir compte de la fusion des processus Ecarts et Recotemp avec la mise en place du système cible, la CRE a décidé de modifier la temporalité de cette incitation en avançant la date du calcul et de la répercussion de l'incitation d'une année. Le tableau ci-dessous résume l'application de ce changement de temporalité :

		Année de livraison							
		2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Revenu autorisé année N	**2023**	définitif	provisoire						
	2024		définitif	provisoire					
	2025			définitif	provisoire				
	2026				définitif	définitif	provisoire		
	2027						définitif	provisoire	
	2028							définitif	provisoire

Compte tenu du mode de calcul de l'incitation sur la régulation incitative des pertes (basé sur les achats réalisés pour les années N-1 et N-2), le calcul de l'incitation pour le CRCP au titre de l'année 2026 (portant sur les années 2024 et 2025 et 2026) utilisera, les incitations définitives au titre de l'année 2024 et 2025 (au titre de 2024, l'écart entre le provisoire et le définitif sera pris en compte, au titre de 2025 le calcul définitif est retenu) sur les paramètres présentés dans la délibération TURPE 6, l'incitation provisoire au titre de l'année 2026 sur les paramètres présentés dans la délibération TURPE 7.

Le montant annuel de référence des pertes de l'année N, P_N, est calculé selon la formule suivante :

$P_N = V_N * PU_N$

Où :

- V_N est le volume annuel de référence de l'année N, en MWh ;
- PU_N est le prix unitaire de référence de l'année N, en €/MWh.

Volume annuel de référence V_N

La CRE fait évoluer la méthode de calcul du volume de référence par rapport à TURPE 6. La méthode mise en place par la CRE s'appuie sur le calcul d'un volume de perte de référence. Le volume de référence pour les pertes est calculé via un taux de référence appliqué à la consommation brute annuelle sur le réseau d'Enedis. Le taux de référence retenu est le suivant :

	2025	2026	2027	2028
Taux de référence pour les pertes	6,28 %	6,18 %	6,08 %	5,98 %

Prix unitaire de référence PU_N

Le prix unitaire de référence des pertes est égal au prix moyen d'un panier de produits comprenant des produits « à moyen terme », des produits « à court terme ». Le panier de produits retenu permet de couvrir une courbe de charge des pertes réalisées à la maille horaire. Cette courbe de charge correspond à la courbe de charges des pertes d'Enedis retenue à la fin de la Recoflux (M+12 après le passage au système cible).

Le panier de produits « à moyen terme » se compose des produits annuels, trimestriels et mensuels en base et en pointe, dont la répartition est déterminée pour couvrir au mieux en moyenne la courbe de charge prévisionnelle.

Un prix de référence est retenu pour chaque produit « à moyen terme ».

Le panier de produits « à court terme » se compose des produits *day-ahead* et hebdomadaires.

Un prix unitaire de référence brut est ainsi calculé comme la moyenne pondérée des prix de référence des différents produits du panier. Ce prix unitaire de référence brut ne prend pas en compte un certain nombre d'éléments comme :

- les frais de transaction ;
- les effets d'une liquidité imparfaite du marché ;
- l'existence d'écarts pour le responsable d'équilibre des pertes.

Le prix unitaire de référence brut est donc majoré d'un coefficient reflétant ces phénomènes.

Le détail du calcul du prix unitaire de référence est précisé dans une annexe confidentielle au présent document.

g) Charges relatives aux impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges et des produits de l'année N au titre de la prise en charge par Enedis des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE, portant sur des consommations postérieures au 1er janvier 2016 pour des consommateurs bénéficiant d'offres de marché ou de tarifs réglementés de vente.

A titre indicatif, la valeur prévisionnelle pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE sont les suivants :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur prévisionnelle pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE	125,2	126,6	127,8	129,5

h) Charges relatives aux contributions d'Enedis au FPE par la méthode par analyse des comptes

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des contributions par Enedis l'année N au titre du fonds de péréquation de l'électricité pour la part des contributions relevant de l'application de la méthode par analyse des comptes. Ces contributions comprennent donc les reversements déterminés par la CRE à partir des coûts réellement exposés, pour tout GRD desservant plus de 100 000 clients ou exerçant son activité en ZNI en ayant fait la demande.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces contributions d'Enedis au FPE, hors contributions calculées par l'application de la méthode normative, sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les contributions d'Enedis au FPE pour la part due à l'application de la méthode comptable	256,4	261,6	266,3	270,5

i) Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des contreparties versées aux fournisseurs par Enedis au titre de la gestion des clients en contrat unique. Le montant pris en compte au titre de l'année N correspond aux contreparties versées l'année N au titre de la gestion des clients en contrat unique dans la limite des montants maximaux prévus par la délibération n°2018-011 du 18 janvier 2018 modifiée par la délibération n°2021-157 du 3 juin 2021, pour chaque point de connexion, auxquels s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts.

Pour les charges du GRD résultant des versements aux fournisseurs effectués après le 1er janvier 2021, mais au titre de la gestion des clients en contrat unique qu'ils ont réalisée antérieurement au 1er janvier 2018, le montant maximum par point de connexion susceptible d'être pris en compte dans le mécanisme du CRCP est fixé par la délibération n°2017-239 du 26 octobre 2017.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique sont nulles.

j) Charges relatives aux coûts échoués

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.1.2.4, les coûts échoués jugés récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire incluse dans les charges d'exploitation incitées. Le montant moyen annuel pris en charge s'élève à 112 M€/an.

La couverture *via* le CRCP des coûts échoués, autres que ceux qui seraient jugés récurrents ou prévisibles, qui seraient retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable, fait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base de dossiers argumentés présentés par Enedis.

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond aux charges qui seront effectivement retenues à l'issue de cet examen.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux coûts échoués non récurrents ou prévisibles sont nulles.

k) Charges liées à l'effet prix du tarif agent

Comme indiqué dans la partie 2.3.1 de la présente délibération, les charges de tarif agent (ou avantage en nature énergie) sont incitées à 100 % sur les volumes et couvertes à 100 % pour les « effets prix » dans les conditions fixées dans l'annexe confidentielle 4. La référence de prix de l'électricité et du gaz est fondée sur des publications récurrentes et objectives :

- pour l'électricité, les tarifs règlementés de vente de l'électricité ;

- pour le gaz, le prix repère de vente du gaz, adapté à la consommation moyenne des bénéficiaires du tarif agent.

L'écart de prix entre la trajectoire prévisionnelle et cette référence, constatée chaque année *ex post*, sera couvert au CRCP à 100 %. Les modalités de calcul sont décrites dans l'annexe confidentielle 4 de la présente délibération.

l) 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, couvrant ainsi 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.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges d'exploitation associées aux études et travaux annexes dans le cadre de cette solution restent à la charge d'Enedis. La trajectoire de charges est soumise à différentes incertitudes (rythme de déploiement, coût moyen par chantier, proportion de recours à la solution préfinancée).

A titre indicatif, ces valeurs prévisionnelles de charges sont les suivantes :

	2025	2026	2027	2028
Charges estimées pour la réalisation des travaux annexes et études (en M€)	65,8	116,3	170,8	226,6

Comme mentionné en partie 2.3.1, ces charges pourront faire l'objet d'une incitation des coûts unitaires des travaux annexes à compter de 2026.

m) Charges d'exploitation relatives au transfert des ouvrages HTA1 en propriété RTE, au cas par cas et après examen par la CRE

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. Les principes de transfert devront être formalisés dans une convention entre RTE et Enedis.

Sous réserve de l'approbation de cette convention, sur demande justifiée d'Enedis et après validation de la CRE, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges engendrées par ces transferts.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives au transfert des ouvrages HTA1 en propriété RTE sont nulles.

n) Charges relatives aux indemnités pour coupure longue

La trajectoire de référence pour les charges relatives aux indemnités pour coupure longue est la suivante :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Charges relatives aux indemnités pour coupure longue	75,0	75,0	75,0	75,0

o) Charges de réservation ou d'activation des flexibilités

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges d'exploitation engendrées par l'exploitation de solutions de flexibilité, validées après analyse de la CRE, sur le réseau d'Enedis.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives à la mise en œuvre des flexibilités sont nulles.

p) Charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à l'écart entre les charges réalisées correspondant aux surcoûts d'achats de travaux et de main-d'œuvre associés aux aléas climatiques et la trajectoire de 40 M€/an fixée pour ce poste, pour la seule part de ce montant supérieure à 20 M€ ou inférieure à 20 M€.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques sont nulles. Le bandeau d'exposition et le plafond de l'incitation évoluent de la même manière que les CNE incitées.

q) Ecarts sur les charges d'Enedis résultant des dispositions de la loi de finances de 2025 sur les impôts et les taxes (hors Facé)

Sur demande argumentée d'Enedis et après validation de la CRE, la CRE calculera le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif résultant des implications de la loi de finances pour 2025 sur les impôts et les taxes.

r) Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2025-2028 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du TURPE 7.

L'année N, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est le suivant :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Ecarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé	-497,7	-777,1	663,5	692,5

ii. Postes de recettes retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif

a) Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes effectivement perçues par Enedis pour l'année N au titre des contributions liées au raccordement.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	1 419,4	1 541,3	1 723,4	1 868,2

b) Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de cession d'actifs immobiliers ou de terrains

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé.

c) Ecarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre :

- les recettes effectivement perçues par Enedis pour l'année N pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération n°2024-117 du 25 juin 2024[76] portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ;
- les recettes qu'aurait perçues Enedis pour l'année N pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération n°2024-117 du 25 juin 2024.

d) Prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué

La CRE demande 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 7.

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. Le cas échéant, la CRE pourra prendre en compte dans le TURPE 7, en tout ou partie, les conséquences financières qui résulteraient de tels contrats.

Les montants retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif sont ceux définis par la CRE, le cas échéant, au titre d'un tel partage.

e) les recettes facturées par Enedis à EDF SEI dans le cadre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE)

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, outre les écarts sur les charges, déjà couverts au CRCP en TURPE 6, 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 sont également couverts par le CRCP pendant la période TURPE 7, sur le modèle de la couverture des charges susmentionné.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est l'écart entre les recettes perçues et les recettes prévisionnelles.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces recettes facturées à EDF SEI sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Valeur de référence pour les recettes facturées à EDF SEI	39,0	45,0	52,0	53,0

[76] Délibération n°2024-117 de la CRE du 25 juin 2024 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité

f) les recettes associées à la réservation ou à l'activation des flexibilités

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des recettes engendrées par l'exploitation de solutions de flexibilité, validées après analyse de la CRE, sur le réseau d'Enedis.

Les valeurs prévisionnelles pour les recettes relatives à la mise en œuvre des flexibilités sont nulles.

g) Recettes issues des activités concurrentielles ayant utilisé les ressources du périmètre régulé

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des recettes issues des activités concurrentielles d'Enedis ayant utilisé les ressources du périmètre régulé.

La trajectoire de référence est la suivante :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Prestations à Enedis-D domaine non régulé	4,0	4,0	4,0	4,0
Prestations à Enedis-IN	5,0	5,0	6,0	6,0
Total des recettes issues des activités concurrentielles ayant utilisé les ressources du périmètre régulé	9,0	9,0	10,0	10,0

iii. Incitations financières au titre de la régulation incitative

a) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux

Les investissements concernés par le mécanisme de régulation incitative sont regroupés en :

- 24 catégories définissant les six natures d'ouvrages suivantes :
  - ouvrages de réseau HTA souterrain ;
  - ouvrages de réseau BT souterrain ;
  - ouvrages de réseau BT aérien ;
  - branchements secs consommateurs ≤ 36 kVA ;
  - branchements secs producteurs ≤ 36 kVA ;
  - postes de transformation HTA/BT préfabriqués ;

  dissociées selon les quatre zones de densité urbaine suivantes :
  - zone 1 : agglomérations de moins de 10 000 habitants ;
  - zone 2 : agglomérations de 10 000 à 100 000 habitants ;
  - zone 3 : agglomérations de plus de 100 000 habitants hors communes de plus de 100 000 habitants et banlieue parisienne ;
  - zone 4 : communes de plus de 100 000 habitants et banlieue parisienne ;
- 3 catégories définissant les ouvrages collectifs de branchements :
  - colonne neuve ;
  - local technique neuf ;
  - rénovation, renforcement, déplacement ;
- une catégorie définissant les transformateurs individualisés HTA/BT ;
- 2 catégories définissant les postes HTA-BT :

  - appareillage de postes maçonnés ;
  - cellule HTA ;
- 6 catégories définissant les postes sources :
  - contrôle commande général ;
  - protections HTA ;
  - tranche transformateur HTB ;
  - cellule HTA ;
  - grille et liaison HTA ;
  - transformateur de puissance HTB/HTA.

Au sein de chacune de ces catégories, le coût de chaque investissement est modélisé par :

- une part fixe B_i (qui dépend de la catégorie d'ouvrage *i* mais pas de l'année de mise en service) ;
- le cas échéant (pour les ouvrages de réseau HTA et BT), une part variable en fonction de la longueur de l'ouvrage concerné A_i (qui dépend de la catégorie d'ouvrage *i* mais pas de l'année de mise en service) ;
- pour les branchements, un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des branchements CB_N (qui dépend de l'année N considérée mais pas du type de branchement) ;
- pour les ouvrages collectifs de branchements, un coefficient annuel d'évolution moyenne des ouvrages collectifs de branchements $COCB_N$ (qui dépend de l'année N considérée pas du type de catégorie définissant les ouvrages collectifs de branchements) ;
- pour les ouvrages de réseau (HTA souterrain, BT souterrain, BT aérien), un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des ouvrages de réseau CR_N (qui dépend de l'année N considérée mais pas du type d'ouvrage) ;
- pour les postes de transformation HTA/BT préfabriqués, un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des postes CPP_N (qui dépend de l'année N considérée) ;
- pour les transformateurs individualisés HTA/BT, un coefficient annuel d'évolution moyenne des transformateurs individualisés HTA/BT CTI_N (qui dépend de l'année N considérée) ;
- pour les postes HTA-BT, un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des postes HTA-BT CH_N (qui dépend de l'année N considérée mais pas du type de catégorie définissant les postes HTA-BT) ;
- pour les postes sources, un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des postes sources CPS_N (qui dépend de l'année N considérée mais pas du type de catégorie définissant les postes sources).

Les valeurs de ces paramètres sont déterminées, notamment, à partir des coûts des investissements mis en service entre 2021 et 2023. Ces valeurs ainsi que les coefficients annuels cibles d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2025-2028 sont définis dans une annexe confidentielle à ce document.

Pour une année N donnée, le coût total modélisé des investissements est calculé à partir du volume d'investissements effectivement réalisés, et l'incitation annuelle correspond à 20 % de la différence entre le coût total effectif des ouvrages mis en service l'année N et le coût total modélisé de ces mêmes ouvrages. Elle est plafonnée à +/-41 M€ par an.

L'incitation annuelle est, dans un premier temps, calculée sur la base de données provisoires, et l'année suivante sur la base de données mises à jour. Le montant de référence pris en compte au titre du calcul du revenu autorisé définitif pour l'année N est égal à la somme :

- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année N-1, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;

- de l'écart entre le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année N-2, calculée sur la base des données mises à jour et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

Compte tenu du mode de calcul de l'incitation sur les coûts unitaires des investissements dans les réseaux (basé sur les investissements des années N-1 et N-2), le calcul de l'incitation au titre des exercices 2025 et 2026 sera basé, en partie, sur les investissements réalisés en 2023 et 2024. Pour ces deux années, les calculs des incitations sur les coûts unitaires des investissements qui leur sont attachés seront effectués sur la base des paramètres décrits dans la délibération TURPE 6.

b) Régulation incitative de la continuité d'alimentation

Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour Enedis, les ELD desservant plus de 100 000 clients (à l'exception de celles ayant opté pour l'analyse de leurs comptes par la CRE tel que prévu par les dispositions du 4e alinéa de l'article L. 121-29 du code de l'énergie). Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les GRD à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation mis en place pour les GRD doit être rendu public sur leur site Internet respectif.

Les listes des indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation des GRD définis pour le TURPE 7, y compris le mécanisme de pénalité pour les coupures longues, figurent en annexe 6 de la présente délibération.

Les indicateurs d'Enedis relatifs aux durées et fréquences moyennes annuelles de coupure des utilisateurs raccordés en BT et en HTA sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2025.

Le mécanisme de suivi de la continuité d'alimentation des GRD pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif d'Enedis, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme :

- dans la limite globale de ±91 M€, de la somme des quatre incitations financières définies au paragraphe 3.1 de l'annexe 6 pour l'année considérée ;
- du montant cumulé versé par Enedis l'année considérée aux utilisateurs au titre du mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini au paragraphe 2 de l'annexe 6, pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, le niveau de 117 M€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 117 M€, aucun montant n'est donc pris en compte).

c) Régulation incitative de la qualité de service

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour Enedis, les ELD desservant plus de 100 000 clients (à l'exception de celles ayant opté pour l'analyse de leurs comptes par la CRE tel que prévu par les dispositions du 4e alinéa de l'article L. 121-29 du code de l'énergie) sur les domaines clés de l'activité des opérateurs. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les GRD à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité de service mis en place pour les GRD doit être rendu public sur leur site Internet.

Ces indicateurs concernent les domaines de l'acheminement, du bilan électrique, du comptage et des données. Certains sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2025. La CRE pourra, le cas échéant, introduire de nouvelles incitations financières, en fonction de l'évolution des performances constatées de la qualité de service.

Les indicateurs de suivi de la qualité de service transmis par Enedis à la CRE doivent être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le mécanisme de suivi de la qualité de service des GRD pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Les listes des indicateurs de qualité de service d'Enedis, des ELD desservant plus de 100 000 clients (à l'exception de celles ayant opté pour l'analyse de leurs comptes par la CRE tel que prévu par les dispositions du 4e alinéa de l'article L. 121-29 du code de l'énergie) définis pour le TURPE 7 HTA-BT figurent en annexe 6 de la présente délibération.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif d'Enedis, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies au paragraphe 1.1 de l'annexe 6.

d) Régulation incitative des actions prioritaires

La présente délibération reconduit le mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution, par Enedis, d'actions identifiées comme prioritaires (décrit au § 2.9 de la présente délibération). Les actions intégrées à ce mécanisme en TURPE 7 HTA-BT sont décrites dans la partie 2.10.

La CRE pourra introduire en cours de TURPE 7 HTA-BT de nouvelles actions prioritaires qui seront soumises à cette régulation incitative, comme présenté au paragraphe 2.10.

Les montants des pénalités calculés à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2025.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année N, au titre de la régulation incitative des actions prioritaires, est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de ce cette régulation, au titre de l'année N.

e) Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

Les montants de référence pour les dépenses de R&D pris en compte pour l'élaboration du TURPE 7 sont les suivants :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Montant prévisionnel pour les dépenses de R&D soumises à la régulation incitative	58,9	63,3	67,6	70,3

Cette trajectoire de référence pourra éventuellement être révisée à mi-période.

Si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2025-2028 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du TURPE 7, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

La transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D&I sont assurés, entre autres, par la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

iv. Apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 6

Le montant de référence pris en compte au titre de l'apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 6 est le suivant :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Apurement du solde du CRCP constaté au 1er janvier 2024	1 119,8	1 261,9		
Apurement du solde du CRCP prévisionnel de l'année 2024	316,5	316,5	316,5	316,5

v. Prise en compte du compte régulé de lissage associé au projet « Linky »

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 définissant le cadre de régulation applicable au projet de compteurs évolués d'Enedis[77] a mis en place un mécanisme de différé, jusqu'à la fin théorique du déploiement massif des compteurs évolués, des effets du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital (amortissement et rémunération du capital investi). Pendant ce différé, ces effets sont imputés sur un compte régulé de lissage (CRL). Les montants imputés chaque année dans le CRL ont été établis *ex ante* sur la base du plan d'affaires communiqué par Enedis pour son projet de comptage évolué et permettent de neutraliser sur la période de 2014 à 2021 les impacts prévisionnels du projet sur les charges d'exploitation et de capital d'Enedis. L'année 2022 assurait quant à elle la transition entre l'imputation dans le CRL de la totalité de l'impact du projet Linky et le début de l'apurement du CRL.

Pour la période 2025-2028, les montants apurés au CRL, prévus par la délibération susmentionnée, sont les suivants :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Montants apurés au CRL	-375	-418	-418	-374

Les montants sont apurés au CRL chaque année, au travers d'un ajustement à la hausse du tarif, jusqu'à son complet apurement, prévu en 2030. Le CRL est rémunéré au coût de la dette retenu par la CRE pour le calcul du taux de rémunération de base du projet Linky.

vi. Valeurs de référence pour les prévisions de recettes tarifaires

Le montant retenu, pour le calcul du revenu autorisé définitif, est égal aux recettes réellement perçues par Enedis (y compris R_f).

Les prévisions de recettes sont basées sur les éléments suivants :

Prévisions de volume d'acheminement et de nombre de consommateurs :

	2025	2026	2027	2028
Volume d'acheminement (TWh)	326,1	328,9	332,5	336,9
Nombre de consommateurs raccordés (en milliers)	39 299	39 691	40 087	40 486

[77] 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

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles de recettes, hors R_f, perçues par Enedis sont les suivantes :

M€ courants	2025	2026	2027	2028
Recettes prévisionnelles perçues hors R_f par Enedis	17 544,2	17 941,4	18 338,2	18 828,5

Annexe 3 : Régulation incitative des pertes (annexe confidentielle)

Annexe 4 : Régulation incitative des charges relatives au « tarif agent » (annexe confidentielle)

Annexe 5 : Régulation incitative des coûts unitaires d'investissement (annexe confidentielle)

Annexe 6 : Régulation incitative de la qualité de service et de la qualité d'alimentation

1. Indicateurs de suivi de la qualité de service d'Enedis donnant lieu à incitation financière

1.1. Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis

Calcul	Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs
Périmètre	- Tous les rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD programmés donc validés par le GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	- Montant de pénalités identique à celui facturé par Enedis en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait de l'utilisateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.) - Versement au bénéfice de l'utilisateur final *via* le fournisseur pour les utilisateurs en contrat unique ou directement à l'utilisateur dans les cas des utilisateurs ayant conclu un contrat d'accès directement avec le GRD
Date de mise en œuvre	- Automatisation mise en œuvre depuis le 1er janvier 2015

1.2. Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Calcul	Nombre de réclamations clôturées dans le mois M dont le délai de réponse (date de clôture sous SGE) est inférieur ou égal à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans SGE durant le mois M
Périmètre	- Toutes les réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou via les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par le GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97,0 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 97,15 %

	○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 97,30 % ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 97,50 %
Incitations	- Pénalités : 80 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Bonus : 80 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : ±10 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2014

1.3. Taux de réclamations multiples filtré

Calcul	Nombre de réclamations multiples pour un même point de connexion et un même type de réclamation/nombre total de réclamations
Périmètre	- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou via les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA : ○ du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 9,2 % ○ du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 9,2 % ○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 9,2 % ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 9,2 %
Incitations	- Pénalités : 50 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Bonus : 50 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : ±10 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

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

Calcul	Nombre d'heures de disponibilité durant la semaine pendant la période de garantie de service / Nombre total d'heures de garantie de service du portail SGE durant la semaine *Les heures de garantie de service du portail SGE prises en compte sont les suivantes : 7h à 21h du lundi au samedi sauf jours fériés*
Périmètre	- Fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail SGE utilisée pour caractériser la disponibilité du portail SGE - Causes d'indisponibilités : tout fait, non programmé ou programmé moins de 48 heures à l'avance, empêchant, gênant ou ralentissant, notamment en raison d'instabilité, de façon importante l'utilisation par les fournisseurs de cette fonction du portail
Suivi	- Fréquence de calcul : hebdomadaire - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul de l'incitation : annuelle
Objectif	- L'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - Objectif de référence : 99 % par année calendaire
Incitations	- Pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -1,75 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er août 2009

1.5. Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs

Calcul	Nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le mois sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre
Périmètre	- Tous les appels passés sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97,0 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 97,0 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 97,0 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 97,0 %

Incitations	- Pénalités : 30 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Bonus : 30 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : ±1 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2021

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

Calcul	Nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre / Nombre d'appels à traiter durant le trimestre sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre
Périmètre	- Tous les appels passés sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 82,5 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 82,5 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 82,5 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 82,5 %
Incitations	- Pénalités : 60 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Bonus : 60 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : ±3 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2021

1.7. Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre

Calcul	Taux de respect du délai d'envoi à RTE des Bilans Globaux de Consommation des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'Enedis en S+1 pour la semaine S
Périmètre	Courbes de mesure (CdM) suivantes : - CdM agrégée des consommations de sites à courbe de mesure télé-relevée - CdM agrégée des consommations des sites à index (profilée) - CdM agrégée des productions des sites à courbes de mesure télé-relevée - CdM agrégée des productions de sites à index (profilée)
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle à compter de l'entrée en vigueur des tarifs
Objectif	- Objectif de référence : 98 % par année calendaire
Incitations	- Pénalités : 2 500 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -150 k€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er août 2009

1.8. Énergie calée et normalisée

Calcul	Somme pour chaque RE 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.
Périmètre	- Consommation profilée de tous les responsables d'équilibre
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : 1,2%
Incitations	- Pénalités : 250 000 € par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Bonus : 250 000 € par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : +/- 2,5 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er octobre 2018

1.9. Écarts au périmètre d'équilibre d'Enedis

Calcul	Somme de la valeur absolue par pas temps des écarts imputables au périmètre d'équilibre d'Enedis
Périmètre	- Périmètre d'équilibre d'Enedis
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : o 2025 : 6,1 % du volume des pertes constatées o 2026 : 5,9 % du volume des pertes constatées o 2027 : 5,8 % du volume des pertes constatées o 2028 : 5,6 % du volume des pertes constatées
Incitations	- Pénalités : 100 000 € par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Bonus : 100 000 € par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ±2,5 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2026, l'année 2025 étant en suivi

2. Indicateur de suivi de la qualité de service des ELD de plus de 100 000 clients donnant lieu à incitation financière[78]

2.1. Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

Calcul	Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs
Périmètre	- Tous rendez-vous programmés donc validés par le GRD - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	- Montant de pénalités identique à celui facturé par le GRD en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait de l'utilisateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.) - Versement au bénéfice de l'utilisateur final *via* le fournisseur pour les utilisateurs en contrat unique ou directement à l'utilisateur dans les cas des utilisateurs ayant conclu un contrat d'accès directement avec le GRD
Date de mise en œuvre	- 1er janvier 2014

[78] à l'exception de celles ayant opté pour l'analyse de leurs comptes par la CRE tel que prévu par les dispositions du 4e alinéa de l'article L. 121-29 du code de l'énergie

3. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service d'Enedis

3.1. Indicateurs relatifs aux interventions

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service clôturées et réalisées dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle
Taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de changements de fournisseurs clôturés et réalisés dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre de changements de fournisseur clôturés et réalisés dans le mois	Mensuelle
Taux de mises en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client	Nombre de MES sur installation existante avec déplacement clôturées durant le mois M et réalisées à date demandée par le client (si le délai demandé est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou réalisées dans un délai inférieur ou égal au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de MES clôturées dans SGE durant le mois M	Mensuelle
Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'Enedis	Nombre de rendez-vous replanifiés par le GRD (hors replanifications dans le délai catalogue) par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle

3.2. Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Nombre de réclamations reçues par le GRD par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations d'utilisateurs reçues par le GRD durant le trimestre pour chacune des natures suivantes : - Accueil - Qualité du traitement de la prestation demandée - Qualité et continuité de fourniture - Travaux et raccordements - Relève et facturation de l'acheminement	Trimestrielle
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est inférieure ou égale à 5 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle
Taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 30 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est supérieure à 60 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils client et dépannage	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle
Nombre de saisines recevables reçues par le MNE concernant Enedis	Nombre de saisines recevables reçues par le MNE concernant Enedis	Trimestrielle
Qualité perçue des prestations de raccordement	Taux de clients « pas du tout satisfait » suite à la réalisation d'une prestation de raccordement par Enedis, par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle
Qualité perçue des prestations (hors raccordement)	Taux de clients « pas du tout satisfait » suite à la réalisation d'une prestation hors raccordement par Enedis, par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle
Taux de disponibilité des web services	Taux de disponibilité des web services	Mensuelle

3.3. Indicateurs relatifs à la relève et à la facturation

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA en contrat unique	Nombre de compteurs en soutirage BT > 36 kVA et HTA relevés publiés sur index réel durant le mois / Nombre de compteurs en soutirage BT > 36 kVA et HTA à relever durant le mois	Mensuelle
Taux de contrôles des index réalisés chez les clients sans compteur évolué	Taux de contrôles des index réalisés chez les clients sans compteur évolué sur le segment BT ≤ 36 kVA	Mensuelle

3.4. Indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Qualité de la prévision des pertes au pas 15 minutes	Somme des valeurs absolues de la différence au pas demi-horaire, entre les pertes réalisées et les pertes achetées par Enedis, divisée par le volume de pertes réalisées	Annuelle
Taux de transmission à RTE des courbes de charge pour les sites participants au mécanisme d'ajustement	Taux de respect du délai de transmission des courbes de charge en S+1, reçues par RTE de la part d'Enedis, des sites raccordés au RPD et participants au MA, en injection et soutirage	Mensuelle

4. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service des ELD de plus de 100 000 clients[79]

Les modalités de calcul des indicateurs pourront être adaptées en fonction des spécificités des ELD desservant plus de 100 000 clients.

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations des utilisateurs reçues par le GRD durant le trimestre pour chacune des natures suivantes : - Accueil - Qualité du traitement de la prestation demandée - Qualité et continuité de fourniture - Travaux et raccordement Relève et facturation de l'acheminement	Trimestrielle
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le distributeur / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre	Trimestrielle
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre	Trimestrielle
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois	Trimestrielle
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service clôturées et réalisées dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	Trimestrielle

[79] à l'exception de celles ayant opté pour l'analyse de leurs comptes par la CRE tel que prévu par les dispositions du 4e alinéa de l'article L. 121-29 du code de l'énergie

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie de raccordement	Délai moyen calculé entre l'accord par le client du devis de raccordement et la date de fin des travaux à la charge du GRD, calculé par catégorie de raccordement :	Trimestrielle

5. Indicateurs de suivi de la performance du système de comptage d'Enedis donnant lieu à incitation financière

5.1. Taux de télé-relevés journaliers réussis

Calcul	Numérateur : nombre de télé-relevés journaliers réussis le jour J Dénominateur : nombre de compteurs *Linky* déclarés communicants dans *Ginko*
Périmètre	- Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko - Hors jours de montée de version SI
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 98 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 98,5 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Incitations	- L'incitation est uniquement sous la forme de pénalité - Pénalités : -6 000 k€ par point si le taux annuel est en dessous de l'objectif de référence - Pour le calcul des incitations, les taux sont arrondis au dixième de point le plus proche - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2016

5.2. Taux de publication par Ginko des index réels mensuels

Calcul	Numérateur : nombre de séries d'index réels[80] publiées mensuellement par *Ginko* Dénominateur : nombre de séries d'index réels à publier mensuellement par *Ginko*
Périmètre	- Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Objectif	- Pour les années 2025 à 2028 : 99 % par an
Incitations	- Pour le calcul des incitations, les taux sont arrondis au dixième de point le plus proche - Pour les années 2025 à 2028 : -500 k€ par mois et par point en dessous de l'objectif - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2016

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

Calcul	Numérateur : nombre de compteurs *Linky* communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois[81] Dénominateur : nombre de compteurs *Linky* déclarés communicants dans *Ginko*
Périmètre	- Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko exclusion faite des compteurs inactifs et mis en sécurité
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : mensuelle[82]
Objectif	- Pour les années 2025 à 2028 : 0,4 % par mois
Incitations	- Pour le calcul des incitations, les taux sont arrondis au dixième de point le plus proche - Pour les années 2025 à 2028 : -1 000 k€ par mois et par point au-dessus de l'objectif - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2020

[80] Les règles de marché en vigueur prévoient qu'un index est qualifié de réel s'il est télé-relevé jusqu'à J-5.

[81] Délai prévu par les règles de marché en vigueur au moment du calcul de l'indicateur.

[82] Moyenne mensuelle des taux journaliers.

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

Calcul	Numérateur : nombre de prestations télé-opérables réalisées le jour *J* demandé par les fournisseurs Dénominateur : nombre de prestations télé-opérables demandées par les fournisseurs
Périmètre	- Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 98 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 98,5 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Pénalités	- Pour le calcul des incitations, les taux sont arrondis au dixième de point le plus proche - Pour les années 2025 - 2028 : -6 000 k€ par an et par point en dessous de l'objectif - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2016

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

Calcul	Numérateur : nombre de compteurs *Linky* activés dans les délais[83] à la suite d'un ordre de pointe mobile Dénominateur : nombre de compteurs *Linky* à activer à la suite d'un ordre de pointe mobile
Périmètre	- Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 98 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 98,5 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Pénalités	- Pour le calcul des incitations, les taux sont arrondis au dixième de point le plus proche - Pour les années 2025 à 2028 : -3 € par compteur non activé à la suite d'un ordre de pointe mobile et en dessous de l'objectif de référence - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2016

[83] Le délai prévu par les règles de marché en vigueur est de 8 heures.

5.6. Nombre de calendriers spécifiques fournisseurs mis en place dans les délais impartis

Calcul	Nombre de calendriers tarifaires fournisseurs créés par recopie mis en place dans un délai supérieur à un mois. Pour les calendriers personnalisés (i.e. créés avec une structure décrite en totalité ou partiellement par le fournisseur), un délai d'un mois est ajouté pour prendre en compte la durée de réalisation de la pré-étude de faisabilité, soit un délai total de 2 mois. Enedis dispose de 5 jours ouvrés pour notifier aux fournisseurs que la demande est complète. Le délai de la mise en place des calendriers fournisseurs court à compter de la notification d'Enedis aux fournisseurs. A défaut de notification d'Enedis dans le délai imparti, la demande sera considérée comme complète et le délai de la mise en place des calendriers fournisseurs débutera à compter du jour de réception de la demande.
Périmètre	- Ensemble des demandes de calendriers spécifiques par les fournisseurs
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectifs	- Pour les années 2025 à 2028 : 0 calendrier créé par recopie d'un calendrier existant recevable mis en place dans un délai supérieur à 1 mois - Pour les années 2025 à 2028 : 0 calendrier personnalisé recevable mis en place dans un délai supérieur à 2 mois
Pénalités	- Pour les années 2025 à 2028 : -10 000 € par jour de retard et par calendrier - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2022

6. Indicateurs de suivi de la performance du système de comptage d'Enedis donnant lieu au versement d'une indemnité

6.1. Compteurs Linky non communicants de manière prolongée

Condition de versement	La détection d'une non-communication d'un compteur Linky par Enedis avec une indisponibilité supérieure à 6 mois donne lieu à l'envoi d'une information automatique (par mail, sms ou courrier) par Enedis au client concerné. Celle-ci l'informe de son droit potentiel à une indemnité d'un montant forfaitaire et indique la démarche à suivre. Le client peut ensuite choisir d'y donner suite.
Périmètre	- Tout compteur Linky non-communicant pour une durée supérieure à 6 mois. - Un même client n'est éligible qu'une fois par an, à partir de la date d'éligibilité de l'indemnisation, au versement de l'indemnité pour un compteur donné. - Le versement de l'indemnité n'est pas dû au client si celui-ci n'a pas accepté un rendez-vous proposé par Enedis ou n'a pas honoré un rendez-vous planifié avec Enedis pour résoudre le problème de communication du compteur. Dans ce cas, le délai de 6 mois est reconduit. *NB : Enedis devra motiver l'inéligibilité du consommateur au versement de l'indemnité.*
Modalité de versement	Enedis verse au bénéfice du consommateur, le cas échéant via son fournisseur, une indemnité en cas d'absence de communication du compteur Linky dans un délai supérieur à 6 mois. Le montant de l'indemnité est de 20 € HT.
Date de mise en œuvre	1er août 2025

6.2. Indemnités pour Télé-opérations réalisées à une date ultérieure à la date souhaitée par le client

Condition de versement	Une télé-opération qui n'est pas réalisée à la date souhaitée par le client donne lieu à l'envoi d'une information automatique (par mail, sms ou courrier) par Enedis au client concerné. Celle-ci l'informe de son droit potentiel à une indemnité forfaitaire et indique la procédure à suivre. Le client peut ensuite choisir d'y donner suite.
Périmètre	- Les clients sont éligibles au versement de l'indemnité si une prestation télé opérable n'est pas réalisée dans le délai standard de réalisation ou à la date de réalisation demandée par le client dans le cas où celle-ci est supérieure au délai standard de réalisation. - Un même client n'est éligible qu'une fois par an, à partir de la date d'éligibilité de l'indemnisation, et par prestation, au versement de l'indemnité pour un compteur donné. - Le versement de l'indemnité n'est pas dû au client si celui-ci n'a pas accepté un rendez-vous proposé par Enedis ou n'a pas honoré un rendez-vous planifié avec Enedis pour résoudre le problème de communication du compteur. *NB : Enedis devra motiver l'inéligibilité du consommateur au versement de l'indemnité.*
Modalité de versement	Enedis verse au bénéfice du consommateur, le cas échéant *via* son fournisseur, une indemnité pour non-réalisation d'une prestation télé opérable dans le délai standard de réalisation ou dans un délai supérieur à la date souhaitée par l'utilisateur. Le montant de l'indemnité est de : - 30 € HT pour la prestation de mise en service sur raccordement existant (F120) ; - 20 € HT pour la prestation de changement de calendrier fournisseur et la prestation de modification de puissance souscrite.
Date de mise en œuvre	1er août 2025

7. Indicateurs suivis sans incitation relative à la performance du système de comptage d'Enedis

7.1. Qualité de la pose

7.1.1. Taux de compteurs posés et communicants de niveau 2 (ouvert à l'ensemble des services) dans Ginko en moins de 60 jours

Calcul	Numérateur : nombre de compteurs *Linky* en masse au cours de l'année et communicants de niveau 2 (ouvert à l'ensemble des services) dans *Ginko* moins de 60 jours après la pose Dénominateur : nombre de compteurs *Linky* en masse au cours de l'année Fréquence de calcul : annuelle
Périmètre	Compteurs *Linky* déclarés communicants dans *Ginko*
Date de mise en œuvre	1er janvier 2022

7.2. Performance du système de comptage Linky

7.2.1. Nombre de points de connexion BT ≤ 36 kVA équipés d'un compteur

Calcul	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur (électromécanique, électronique classique ou *Linky*) actifs ou inactifs depuis moins de six mois Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Points de connexion BT ≤ 36 kVA
Date de mise en œuvre	1er janvier 2016

7.2.2. Nombre de points de connexion équipés d'un compteur Linky

Calcul	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur *Linky* Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Points de connexion BT ≤ 36 kVA
Date de mise en œuvre	1er janvier 2016

7.2.3. Nombre de compteurs *Linky* déclarés communicants dans *Ginko*

Calcul	Nombre de compteurs *Linky* déclarés communicants dans *Ginko* Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Points de connexion BT ≤ 36 kVA
Date de mise en œuvre	1er janvier 2016

7.2.4. Délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans *Ginko*

Calcul	Numérateur : somme des délais (en jours) entre la pose des compteurs *Linky* et leur déclaration dans *Ginko* Dénominateur : nombre de compteurs *Linky* déclarés communicants dans *Ginko* Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs *Linky* déclarés communicants dans *Ginko*
Date de mise en œuvre	1er janvier 2016

7.2.5. Taux de transmission quotidienne des données de consommation aux fournisseurs

Calcul	Numérateur : nombre de séries de données de consommation (index ou courbe de mesures) publiées par *Ginko* dans le mois Dénominateur : nombre de séries de données de consommation à publier dans le mois Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs *Linky* déclarés communicants dans *Ginko*
Date de mise en œuvre	1er janvier 2016

7.2.6. Taux de compteurs sans index télé-relevés par plage de délais

Calcul	Numérateur : nombre de compteurs *Linky* sans index télé-relevé depuis un délai : - de moins d'un mois - compris entre 1 et 2 mois, 2 et 3 mois, 3 et 4 mois, 4 et 5 mois, 5 et 6 mois - de plus de 6 mois Dénominateur : nombre de compteurs *Linky* déclarés communicants dans *Ginko* Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs *Linky* déclarés communicants dans *Ginko*
Date de mise en œuvre	1er janvier 2016

7.2.7. Taux d'index estimés sur demandes de résiliation

Calcul	Numérateur : nombre d'index estimés sur demandes de résiliation Dénominateur : nombre de demandes de résiliation Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs *Linky* déclarés communicants dans *Ginko*
Date de mise en œuvre	1er janvier 2016

7.2.8. Taux de disponibilité du portail internet « clients »

Calcul	Numérateur : nombre d'heures de disponibilité du portail internet « clients » durant la semaine S Dénominateur : nombre d'heures d'ouverture du portail internet « clients » durant la semaine S Fréquence de calcul : hebdomadaire
Périmètre	Hors indisponibilités programmées et évènements exceptionnels
Date de mise en œuvre	1er janvier 2022

8. Indicateurs incités financièrement de la qualité de la transmission des données d'Enedis

8.1. Taux de disponibilité en J+1 des Courbes de Charge Linky

Calcul	Nombre de Courbes de Charge publiées en J+1 pour des points équipés de compteurs Linky communicants et abonnés à la transmission quotidienne de la courbe de charge (F300C) / Nombre de points équipés de compteurs Linky communicants et abonnés à la transmission quotidienne de la courbe de charge (F300C) pour le jour J
Périmètre	- Tous les compteurs Linky communicants
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97,5 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 98 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 98,5 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Incitations	- Pénalités : -0,05 € par courbe de charge journalière en défaut en dessous de l'objectif de référence - Bonus : +0,05 € par courbe de charge journalière disponible au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -0,0015 € * Nombre de courbes de charge journalières - Valeur plafond des incitations : +0,0005 € * Nombre de courbes de charge journalières - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

8.2. Taux de télé-relevés pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA (et HTA)

Calcul	Nombre d'index réels[84] utilisés pour la facturation / nombre de compteurs à facturer pendant le mois
Périmètre	- Tous les point BT > 36 kVA et HTA équipés de boitiers IP
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 99 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 99 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Incitations	- L'incitation est uniquement sous la forme de pénalité - 100 k€ de pénalité par dixième de point en dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -2 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

[84] Les règles de marché en vigueur prévoient qu'un index est qualifié de réel s'il est télé-relevé jusqu'à J-5.

8.3. Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires

Calcul	Nombre de Courbes de Charge, associées à un PRM avec abonnement (F300b-P300B) actif contenant au moins une donnée, envoyées depuis l'interface d'échange avant 9h / Nombre d'abonnements actifs sur les PRM.
Périmètre	- Tous les point avec un abonnement F300b-P300b
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97,5 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 98 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 98,5 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Incitations	- Pénalités : -150 k€ par dixième de point si le taux annuel est en dessous de l'objectif de référence - Bonus : +150 k€ par dixième de point si le taux annuel est au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ±3 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2021

8.4. Complétude des courbes de charge pour le marché d'affaires

Calcul	Nombre de courbes de charge journalières complètes à J+3 / Nombre de courbes de charge journalières attendues
Périmètre	- Tous les compteurs communicants pour le marché d'affaires
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : 99,8 %
Incitations	- Pénalités : -0,50 € par courbe de charge journalière incomplète en dessous de l'objectif de référence - Bonus : +0,50 € par courbe de charge journalière complète au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -0,015 € * Nombre de courbes de charge journalières - Valeur plafond des incitations : +0,005 € * Nombre de courbes de charge journalières - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

8.5. Complétude des courbes de charge pour le marché de masse

Calcul	Nombre de courbes de charge journalières complètes à J+3 / Nombre de courbes de charge journalières attendues pour les points de livraison abonnés à la courbe de charge
Périmètre	Tous les compteurs Linky communicants abonnés à la collecte de la courbe de charge
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : 99 %
Incitations	- Pénalités : -0,05 € par courbe de charge journalière incomplète en dessous de l'objectif de référence - Bonus : +0,05 € par courbe de charge journalière complète au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -0,0015 € * Nombre de courbes de charge journalières - Valeur plafond des incitations : +0,0005 € * Nombre de courbes de charge journalières - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

8.6. Publication des courbes de charge de postes sources en open data

Calcul	Nombre de courbes de charge de postes sources publiées en Open Data dans les 3 mois / Nombre de courbes de charge de postes de sources
Périmètre	- Tous les points de comptage des postes sources
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence o du 1er août 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Incitations	- Pénalité : -250 k€ par point en dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -1 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2028

9. Indicateurs suivis sans incitation de la qualité de la transmission des données d'Enedis

9.1. Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h)

Calcul	Nombre de fichiers de données de comptage, associés à un PRM avec abonnement (F305A-P305A) actif contenant au moins une donnée, envoyés depuis l'interface d'échange avant 9h, divisé par le nombre d'abonnements actifs au jour de la publication sur les PRM.
Périmètre	- Tous les points avec un abonnement F305A-P305A
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Date de mise en œuvre	1er janvier 2021

9.2. Taux de transmission ponctuelle de données en infra-journalier

Calcul	Le taux de transmission ponctuelle en infra-journalier de données est calculé comme le ratio, du nombre de réponses aux demandes recevables en moins de 30 min (F375A), comportant des données envoyées aux clients depuis l'interface d'échange divisé par, le nombre de demandes de données infra-journalière recevables.
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Date de mise en œuvre	1er janvier 2021

10. Régulation incitative de la qualité d'alimentation

La présente annexe décrit les propositions de la CRE en matière de régulation incitative de la qualité d'alimentation. Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par Enedis ou les ELD d'autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission aux acteurs concernés et en particulier aux utilisateurs et aux autorités concédantes d'indicateurs relatifs à la qualité des réseaux publics de distribution d'électricité.

10.1. Evénements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

Cette définition ne s'applique pas à EDF SEI, conformément à la délibération de la CRE du 19 décembre 2019[85].

10.2. Mécanisme de pénalités pour les coupures longues

Le mécanisme décrit ci-après est applicable à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution, y compris les ELD desservant moins de 100 000 clients. Le versement de cette pénalité ou de cet abattement ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité du GRD selon les voies de droit commun.

Calcul	Pénalité forfaitaire déclinée par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure
Périmètre	- Toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par le GRD, y compris lors d'événements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures - En cas de coupure de plus de 20 % de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité ne sera pas versée aux consommateurs coupés sur le territoire métropolitain continental - En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public situé en amont de ceux gérés par le GRD, le montant des pénalités que ce dernier est amené à verser aux consommateurs concernés lui est remboursé par le gestionnaire de réseau amont - Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage
Incitations	- Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, la pénalité est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure - Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, la pénalité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure - Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure *Les ELD gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, de réduire les montants des pénalités applicables, par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations devront être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne pourront être inférieurs à 10 % de ces montants. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel. Chaque GRD devra, le cas échéant, rendre public et transmettre à la CRE le facteur proportionnel de réduction qu'il met en œuvre.*
Date de mise en œuvre	1er août 2017

[85] Délibération n°2019-301 de la CRE du 19 décembre 2019 portant décision de modification de la délibération du 22 mars 2018 sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

10.3. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis donnant lieu à incitation financière

10.3.1. Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Calcul	La durée moyenne de coupure de l'année N en BT ($\mathrm{DMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{BT}}$), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N. $\mathrm{DMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{BT}} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}[86] \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- $\mathrm{DMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{BT}}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence ($\mathrm{DMC}_{\mathrm{Nref}}^{\mathrm{BT}}$) : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 61,61 minutes o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 61,22 minutes o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 60,84 minutes o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 60,45 minutes
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $6{,}4\ \text{M€/minute} \times \left(\mathrm{DMC}_{\mathrm{Nref}}^{\mathrm{BT}} - \mathrm{DMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{BT}}\right)$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er août 2009

[86] Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

10.3.2. Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)

Calcul	La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA ($\mathrm{DMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{HTA}}$), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N. $\mathrm{DMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{HTA}} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{87} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- $\mathrm{DMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{HTA}}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence ($\mathrm{DMC}_{\mathrm{Nref}}^{\mathrm{HTA}}$) : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 40,9 minutes o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 40,6 minutes o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 40,30 minutes o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 40,0 minutes
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) $= 5{,}9\ \text{M€/minute} \times \left(\mathrm{DMC}_{\mathrm{Nref}}^{\mathrm{HTA}} - \mathrm{DMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{HTA}}\right)$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2017

[87] *Ibid.*

10.3.3. Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)

Calcul	La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT ($\mathrm{FMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{BT}}$), également appelée critère F-BT, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N. $$\mathrm{FMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{BT}} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{88} \text{ et brèves}^{89} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$$
Périmètre	- $\mathrm{FMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{BT}}$est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence ($\mathrm{FMC}_{\mathrm{Nref}}^{\mathrm{BT}}$) : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 1,87 coupure par an. En raison du potentiel impact de l'intégration des données Linky sur cet indicateur, seul l'objectif de référence de l'année 2025 est fixé (hors intégration des données Linky). La CRE déterminera les objectifs pour les années 2026, 2027 et 2028 sur la base de données complémentaires, d'ici l'évolution annuelle du TURPE HTA-BT au 1er août 2026.
Incitations	- $\text{Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives)} = 4{,}0\ \text{M€/coupure annuelle} \times \left(\mathrm{FMC}_{\mathrm{Nref}}^{\mathrm{BT}} - \mathrm{FMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{BT}}\right)$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2017

[88] *Ibid.*

[89] Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

10.3.4. Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)

Calcul	La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA ($\mathrm{FMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{HTA}}$), également appelée critère F-HTA, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N. $$\mathrm{FMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{HTA}} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{90} \text{ et brèves}^{91} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$$
Périmètre	- $\mathrm{FMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{HTA}}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence ($\mathrm{FMC}_{\mathrm{Nref}}^{\mathrm{HTA}}$) : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 2,0 coupures par an En raison du potentiel impact de l'intégration des données Linky sur cet indicateur, seul l'objectif de référence de l'année 2025 est fixé (hors intégration des données Linky). La CRE déterminera les objectifs pour les années 2026, 2027 et 2028 sur la base de données complémentaires, d'ici l'évolution annuelle du TURPE HTA-BT au 1er août 2026.
Incitations	- $\text{Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives)} = 20{,}0\ \text{M€/coupure annuelle} \times \left(\mathrm{FMC}_{\mathrm{Nref}}^{\mathrm{HTA}} - \mathrm{FMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{HTA}}\right)$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2017

[90] Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

[91] Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

10.4. Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, Enedis transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent.

Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT suivant la cause de la coupure : • causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ; • travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par Enedis ; • évènements exceptionnels.	Trimestrielle
Pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le classement en événement exceptionnel, la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT dues à l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par Enedis pour rétablir les conditions normales d'exploitation	Trimestrielle
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA suivant la cause de la coupure : • causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ; • travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par Enedis ; • évènements exceptionnels.	Trimestrielle
Pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le classement en événement exceptionnel, la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA dues à l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par Enedis pour rétablir les conditions normales d'exploitation	Trimestrielle
Le nombre moyen par client d'excursions de tension[92] pour les clients disposant d'un compteur évolué, par domaine de tension (BT et HTA)	Trimestrielle
Le taux moyen de coupures très brèves, inférieures à 1 seconde (également appelées microcoupures), des installations de consommation, toutes causes confondues, par domaine de tension (BT et HTA)	Trimestrielle
La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de production, toutes causes confondues, par domaine de tension (BT et HTA)	Trimestrielle

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, Enedis transmet en complément à la CRE les valeurs annuelles des indicateurs susmentionnés ainsi que le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT, d'une part, et en HTA, d'autre part, au 31 décembre de l'année précédente.

[92] Une excursion de tension correspond à une valeur efficace de la tension BT ou HTA, moyennée sur 10 minutes, inférieure à 90 % de la valeur de la tension nominale correspondante ou supérieure à 110 % de cette tension nominale.

10.5. Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation des ELD desservant plus de 100 000 clients[93]

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, les ELD desservant plus de 100 000 clients transmettent à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente.

Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
La durée moyenne de coupure de l'année N en BT ($\mathrm{DMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{BT}}$), également appelée critère B, définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle
La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA ($\mathrm{DMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{HTA}}$), également appelée critère M, définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle
La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT ($\mathrm{FMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{BT}}$), également appelée critère F-BT, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle
La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA ($\mathrm{FMC}_{\mathrm{N}}^{\mathrm{HTA}}$), également appelée critère F-HTA, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.	Trimestrielle

[93] à l'exception de celles ayant opté pour l'analyse de leurs comptes par la CRE tel que prévu par les dispositions du 4e alinéa de l'article L. 121-29 du code de l'énergie.

11. Régulation incitative du placement des plages temporelles d'Enedis

Calcul	Nombre de compteurs Linky avec un calendrier distributeur conforme aux règles en vigueur, rapporté à l'ensemble des compteurs Linky communicants de niveau 1 ou 2
Périmètre	Toutes les zones du réseau où l'opérateur reporte un investissement grâce au recours à la flexibilité durant l'année N.
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	Objectif de référence : 95 %
Incitation	- Bonus de 1 M€ si l'indicateur est supérieur ou égal à l'objectif au 1er novembre 2027 ou avant. - A compter du 1er novembre 2027 : Pénalité de 100 k€ par mois par point de pourcentage inférieur à l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -4 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

Annexe 7 : Régulation incitative des raccordements d'Enedis

1. Indicateurs de qualité de service incités financièrement relatifs aux raccordements

1.1. Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur

Calcul	Nombre de pénalités pour raccordement non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur donnant lieu au versement d'une pénalité durant le trimestre
Périmètre	- 100 % des raccordements non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur - Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle

Incitations	- Pénalités :
	  o 50 € pour les raccordements BT ≤ 36 kVA
	  o 150 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs en BT
	  o 1 500 € pour les raccordements en HTA
	- Les montants et modalités de versement des pénalités devront apparaître de manières visible et détaillée dans les procédures de raccordements ainsi que dans les documents contractuels
	- Versement sur réclamation, au demandeur de raccordement, ou au mandataire dans le cadre d'un mandat spécial de représentation

Date de mise en œuvre	- 1er janvier 2014

1.2. Nombre de pénalités versées pour dépassement du délai de raccordement des infrastructures de recharge de véhicule électrique dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation non concernée par l'article L. 353-12 du code de l'énergie

Calcul	Pénalité versée au demandeur du raccordement par semaine calendaire de dépassement du délai de raccordement des infrastructures de recharge de véhicule électrique dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation non concernée par l'article L. 353-12 du code de l'énergie
Périmètre	- Tout dépassement du délai le plus court entre celui précisé dans la proposition de raccordement et un délai de 6 mois à partir de la signature de la proposition de raccordement par le demandeur du raccordement jusqu'à la date d'envoi de la dernière facture par le GRD à la suite de la réalisation du raccordement lorsque le raccordement concerne une installation permettant l'installation ultérieure de points de recharge pour véhicules électriques ou hybrides rechargeables dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation qui ne dispose pas du préfinancement décrit dans l'article L. 353-12 du code de l'énergie, à l'exception des cas suivants : 1. Nécessité d'entreprendre des travaux d'extension ou de renforcement du réseau de distribution d'électricité en amont de l'infrastructure collective ; 2. Nécessité de réaliser des percements d'éléments porteurs de l'immeuble ; 3. Nécessité des réaliser des travaux en présence d'amiante ; 4. Nécessité d'une autorisation administrative pour une intervention sur le domaine public ou le passage sur un domaine privé ; 5. Retard dû à la réalisation de travaux incombant au propriétaire de l'immeuble ou au syndicat de copropriétaires en cas de copropriété.
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Incitations	- Le montant des indemnités est fixé à 0,55 % du coût total HT du raccordement par semaine calendaire de dépassement du délai le plus court entre celui précisé dans la proposition de raccordement et un délai de 6 mois à partir de la signature de la proposition de raccordement par le demandeur du raccordement jusqu'à la date d'envoi de la dernière facture par le GRD à la suite de la réalisation du raccordement.
Date de mise en œuvre	- 1er août 2023

1.3. Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure

Calcul	Nombre de propositions de raccordements envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande durant le mois M / Nombre total de propositions de raccordement envoyées durant le mois M
Périmètre	- pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA : tous les raccordements en soutirage - pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA : tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectifs	Objectif de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 95 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 96 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 97 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 98 % Objectif de référence pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 91 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 91,5 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 92 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 92,5 %
Incitations	Utilisateurs BT ≤ 36 kVA - Pénalités : (223 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordement envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (223 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA - Pénalités : (1 006 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Bonus : (1 006 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ±9,5 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2017

1.4. Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement par catégorie de raccordement

Calcul	Nombre moyen de jours calendaires entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement et la date d'envoi de la facture par Enedis suite à la réalisation du raccordement.[94] Pour la catégorie « Producteurs BT > 36 kVA et HTA » : Nombre moyen de jours calendaires entre la date la plus récente de signature de la convention de raccordement et la date de mise en exploitation de l'ouvrage de raccordement Pour les catégories « Raccordements IRVE en résidentiel collectif - solution réseau électrique auto par Enedis » : Nombre moyen de jours calendaires entre la date de la première signature d'une offre de raccordement et la mise sous tension de la colonne horizontale par Enedis suite à la réalisation du raccordement
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage, pour lesquels la date d'envoi de la facture est comprise dans le mois de calcul, des catégories suivantes : o les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau (dont dérivation individuelle) (hors raccordements IRVE en résidentiel collectif via la solution opérateur privé) ; o les raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau (hors raccordements des IRVE en résidentiel collectif) ; o les raccordements collectifs (hors IRVE)[95] ; o les raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution opérateur privé ; o les raccordements en soutirage sur le réseau HTA ; - Tous les raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA pour lesquels la date de mise en exploitation de l'ouvrage de raccordement est comprise dans le mois de calcul ; - Tous les « Raccordements IRVE en résidentiel collectif - solution réseau électrique auto par Enedis », pour lesquels la date de mise sous tension de l'infrastructure collective est comprise dans le mois de calcul.
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle à partir de T4 2025 pour toutes les catégories sauf les catégories « Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA » et « soutirage HTA », - Fréquence de publication : trimestrielle à partir de T4 2025 pour toutes les catégories sauf les catégories « Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA » et « soutirage HTA », - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectifs	Objectif de référence pour les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau (hors raccordements IRVE en résidentiel collectif via la solution opérateur privé) : o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 59 jours o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 56 jours o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 53 jours o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 50 jours

[94] La CRE demande par ailleurs à Enedis de calculer et de transmettre, pour l'ensemble des catégories, le délai entre la date d'accord sur la PTF et la date de fin des travaux.

[95] Pour les raccordements de bâtiments neufs disposant de place de stationnement, le pré-équipement IRVE est inclus dans le périmètre

	<u>Objectif de référence pour les raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et les raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau (hors raccordements IRVE en résidentiel collectif via la solution opérateur privé) :</u> ○ du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 142 jours ○ du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 139 jours ○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 135 jours ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 132 jours <u>Objectif de référence pour les raccordements collectifs :</u> ○ du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 185 jours ○ du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 178 jours ○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 170 jours ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 163 jours <u>Objectif de référence pour les raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution réseau électrique auto par Enedis :</u> ○ du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 185 jours ○ du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 178 jours ○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 170 jours ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 163 jours <u>Objectif de référence pour les raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution opérateur privé :</u> ○ du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 142 jours ○ du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 139 jours ○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 135 jours ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 132 jours <u>Objectif de référence pour les raccordements en soutirage sur le réseau HTA :</u> ○ du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 250 jours ○ du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 235 jours ○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 220 jours ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 205 jours <u>Objectif de référence pour les raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA :</u> ○ du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 280 jours ○ du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 257 jours ○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 234 jours ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 211 jours
Incitations	<u>Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau (hors raccordements IRVE en résidentiel collectif via la solution opérateur privé)</u> - Pénalités : (6,2 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau au cours de l'année - Bonus : (6,2 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ±7 M€

	<u>Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau & Raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau (hors raccordements des IRVE en résidentiel collectif) :</u> - Pénalités : (22,9 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau & en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau au cours de l'année - Bonus : (22,9 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau & en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ±5,5 M€ <u>Raccordements collectifs :</u> - Pénalités : (8,4 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements collectifs au cours de l'année - Bonus : (8,4 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements collectifs au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ±3,5 M€ <u>Raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution réseau électrique auto par Enedis & solution opérateur privé :</u> - Pénalités : (8,4 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements IRVE en résidentiel collectif au cours de l'année - Bonus : (8,4 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements IRVE en résidentiel collectif au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ±3,5 M€ <u>Raccordements en soutirage sur le réseau HTA :</u> - Pénalités : (272,8 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année - Bonus : (272,8 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ±7 M€ <u>Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA :</u> - Pénalités : (54,4 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année - Bonus : (54,4 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ±6 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2021 Pour les catégories raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution réseau électrique auto par Enedis & solution opérateur privé : 1er janvier 2025

1.5. Capacité créée dans le cadre des S3REnR

Calcul	Différence entre la capacité de postes sources créée dans le cadre des S3REnR et la trajectoire du « Portefeuille S3REnR ajusté », en MW.
Périmètre	Capacité créée pour le raccordement aux réseaux de transport et distribution de nouveaux producteurs EnR dans le cadre des S3REnR.
Objectif	Trajectoire de projets prioritaires (en MW de capacité créée), capacité brute créée sur les réseaux de transport et distribution entre le 1er janvier 2025 et : o et le 31 décembre 2025 : 1 120 o et le 31 décembre 2026 : 2 674 o et le 31 décembre 2027 : 4 230 o et le 31 décembre 2028 : 6 750 Trajectoire avec ajustement statistique (en MW de capacité créée), capacité brute créée sur les réseaux de transport et distribution entre le 1er janvier 2025 et : o et le 31 décembre 2025 : 952 o et le 31 décembre 2026 : 2 226 o et le 31 décembre 2027 : 3 456 o et le 31 décembre 2028 : 5 371
Incitations	- Pénalités : 10 000 € par MW créé en dessous du portefeuille S3REnR ajusté - Bonus : 10 000 € par MW créé au-dessus du portefeuille S3REnR ajusté, mais en dessous du portefeuille considéré comme prioritaire - Aucun bonus si la capacité créée est supérieure au portefeuille S3REnR considéré comme prioritaire - Valeur plafond/plancher des incitations : ±10 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

2. Indicateurs de qualité de service suivis relatifs aux raccordements

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle
Délai moyen d'envoi de la proposition de raccordement par catégorie d'utilisateurs	Somme des délais d'envoi des propositions de raccordement à partir de la qualification de la demande / Nombre de propositions de raccordements émises durant le trimestre	Trimestrielle
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délai par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle
Nombre d'indemnités versées au titre du décret n° 2012-38 du 10 janvier 2012 pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance ≤ 3 kVA pour la partie délai d'envoi de la convention de raccordement	Nombre de réclamations pour dépassement du délai d'envoi de la convention de raccordement fixé par le décret ayant donné lieu au versement de l'indemnité durant le trimestre	Trimestrielle
Nombre d'indemnités versées au titre du décret n°2012-38 du 10 janvier 2012 pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance ≤ 3 kVA pour la partie délai de réalisation des travaux de raccordement	Nombre de réclamations pour dépassement du délai de réalisation du raccordement fixé par le décret ayant donné lieu au versement de l'indemnité durant le trimestre	Trimestrielle
Délai de réalisation des raccordements provisoires	Délai moyen de réalisation d'un raccordement provisoire calculé entre la date de réception de la demande et la date de réalisation du raccordement	Trimestrielle
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client pour les producteurs BT ≤ 36 kVA avec travaux	Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande ou dans le délai demandé par le client durant le mois M / Nombre total de propositions de raccordement envoyées durant le mois M	Trimestrielle

Délai moyen (en jours) de remise des 5 % des PTF les plus longues	Somme des délais des 5 % des envois les plus tardifs des propositions de raccordement à partir de la qualification de la demande / (Nombre de propositions de raccordements émises durant le trimestre x 5 %)	Trimestrielle
Délai de réalisation des raccordements ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA avec travaux	Délai moyen de réalisation d'un raccordement ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA avec travaux calculé entre la date de réception de la demande et la date de réalisation du raccordement	Trimestrielle

Annexe 8 : Régulation incitative des flexibilités d'Enedis

1. Indicateurs incités financièrement relatifs à la flexibilité

1.1. Incitation relative au recours à la flexibilité

Calcul	Somme, pour chaque zone où l'opérateur reporte un investissement grâce au recours à la flexibilité, de la « propension à payer » au titre de l'année N (calculée sur la base de la méthodologie *CritFlex*), déduction faite du coût (positif ou négatif) de réservation et d'activation de la flexibilité au titre de l'année N.
Périmètre	Toutes les zones du réseau où l'opérateur reporte un investissement grâce au recours à la flexibilité durant l'année N.
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Incitation	Bonus correspondant à 20 % du montant calculé. Versement au travers du CRCP.
Date de mise en œuvre	1er janvier 2025

1.2. Incitation relative au projet Reflex

Calcul	Nombre de transformateurs pour lesquels Reflex a été mis en œuvre.
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectifs	- Objectif de référence o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 20 o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 60 o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 100
Incitation	- L'incitation est uniquement sous la forme de pénalité - 25 k€ de pénalité par mois par transformateur en dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -4 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1er janvier 2026

2. Indicateurs suivis sans incitation relatifs à la flexibilité

2.1. Nombre d'études HTA réalisées en N et en N-1

Calcul	Nombre total d'affaires de renforcement HTA étudiées et conduisant à un investissement potentiel de réseau (ou au recours à une alternative de flexibilité) en réponse à une contrainte de soutirage en N et N-1
Périmètre	Distinction des études réalisées selon deux modes d'exploitation : - en régime normal, dit « N », lorsque tous les éléments d'un réseau local sont fonctionnels ; - en régime de secours, dit « N-1 », lorsqu'au moins un élément du réseau est défaillant.
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

2.2. Nombre de CritFlex positifs

Calcul	Nombre d'études HTA en N et N-1 ayant fait l'objet d'un calcul du *CritFlex* et dont le résultat était positif ou nul.
Périmètre	Distinction des études réalisées selon deux modes d'exploitation : - en régime normal, dit « N » ; - en régime de secours, dit « N-1 ».
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

2.3. Nombre de CritFlex négatifs

Calcul	Nombre d'études HTA en N et N-1 ayant fait l'objet d'un calcul du *CritFlex* et dont le résultat était négatif.
Périmètre	Distinction des études réalisées selon deux modes d'exploitation : - en régime normal, dit « N » ; - en régime de secours, dit « N-1 ».
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

2.4. Somme des CritFlex positifs

Calcul	Somme des résultats des études ayant fait l'objet HTA en N et N-1 ayant fait l'objet d'un calcul du *CritFlex* et dont le résultat était positif ou nul
Périmètre	Distinction des études réalisées selon deux modes d'exploitation : - en régime normal, dit « N » ; - en régime de secours, dit « N-1 ».
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

2.5. Somme de CritFlex négatifs

Calcul	Somme des résultats des études ayant fait l'objet HTA en N et N-1 ayant fait l'objet d'un calcul du *CritFlex* et dont le résultat était négatif
Périmètre	Distinction des études réalisées selon deux modes d'exploitation : - en régime normal, dit « N » ; - en régime de secours, dit « N-1 ».
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

2.6. Volume d'énergie limitée dans le cadre des offres de raccordement flexibles

Calcul	Somme de l'énergie écrêtée dans le cadre d'offres de raccordement flexibles (en kWh), par niveau de tension et type d'actif
Périmètre	Distinction entre les niveaux de tension de raccordement des actifs écrêtés : - BT ≤ 36 kVA - BT > 36 kVA - HTA Distinction entre les types d'actifs écrêtés : - producteur photovoltaïque - producteur éolien Distinction entre les contraintes RPD et RPT. Les Offres de raccordement anticipées sont incluses dans le périmètre de calcul.
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

2.7. Volume d'énergie renouvelable écrêtée dans le cadre du dimensionnement optimal pour besoins RPD (dont Reflex)

Calcul	Somme de l'énergie renouvelable non-injectée dans le cadre du dimensionnement optimal pour besoins RPD (dont Reflex) (en kWh)
Périmètre	Distinction entre les niveaux de tension de raccordement des actifs écrêtés : - BT ≤ 36 kVA - BT > 36 kVA - HTA Distinction entre les types d'actifs écrêtés : - producteur photovoltaïque - producteur éolien
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

2.8. Volume d’énergie activée à la hausse sur les mécanismes de flexibilité

Calcul	Somme de l’énergie activée à la hausse, correspondant à une baisse du niveau de soutirage ou une augmentation du niveau d’injection d'électricité, sur les mécanismes de flexibilité (en kWh)
Périmètre	- AO flexibilités locales - Marché continu
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

2.9. Volume d’énergie activée à la baisse sur les mécanismes de flexibilité

Calcul	Somme de l’énergie activée à la baisse, correspondant à une augmentation du niveau de soutirage ou une baisse du niveau d’injection d'électricité, sur les mécanismes de flexibilité (en kWh)
Périmètre	- AO flexibilités locales - Marché continu
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

Annexe 9 : Evolutions de factures modélisées

La CRE a simulé les évolutions de factures TURPE générées par l'application des grilles tarifaires TURPE 7 au 1er août 2025, par comparaison avec les grilles TURPE 6 en vigueur depuis le 1er février 2025. Les évolutions de structure se concentrent sur la composante de soutirage. La CRE a donc restreint l'analyse au périmètre de cette seule composante.

Les calculs sont réalisés sur la base de la facture du TURPE optimisé (sur la base des différentes formules tarifaires d'acheminement disponibles) d'un portefeuille de clients réel ou représentatif, à comportement de soutirage, puissance souscrite et plages temporelles constants.

Les écarts entre les évolutions de factures présentées dans ce document et les évolutions présentées dans la consultation publique du 11 octobre 2024 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. Les évolutions de grilles traduisent principalement l'actualisation des données de coûts et de flux du réseau.

1. 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 conduira à la répartition suivante[96] 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.).

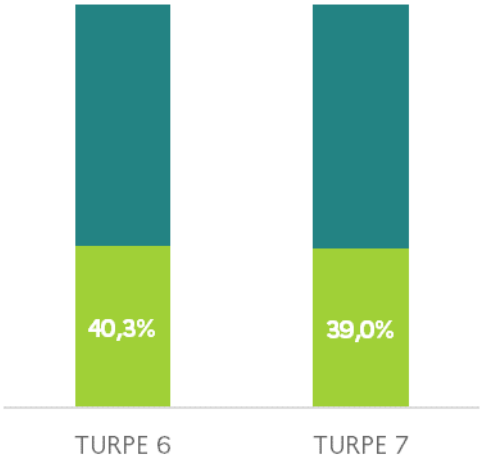
Les évolutions de facture TURPE induites sont maitrisées. Elles montrent une baisse de facture pour la grande majorité des clients d'ores et déjà en option CU.

Concernant la part énergie, la CRE observe une différenciation saisonnière plus faible, le ratio de prix hiver/été étant 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 24 % pour l'option CU et de 8 % pour l'option LU.

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 0,5 % des points de livraison connaitraient 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.

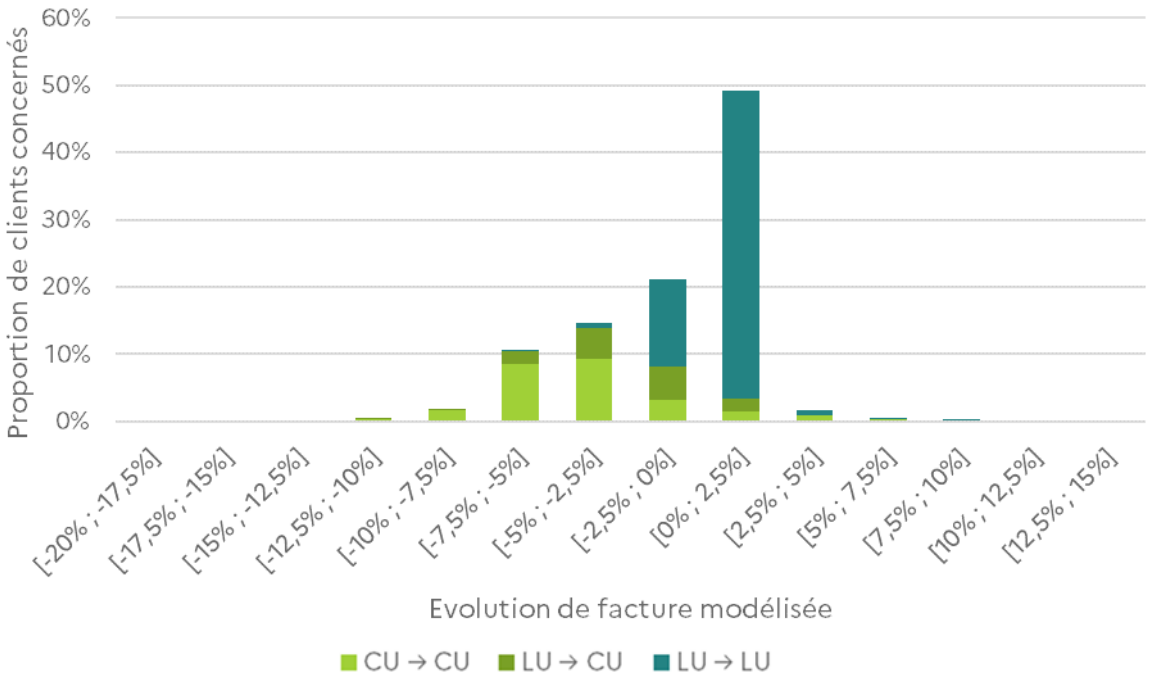
Cette structure résulte par ailleurs en une faible évolution de la part puissance, qui représente 39,0 % des recettes, contre 40,3 % pour la grille TURPE 6. A noter que cette évolution de la part puissance est calculée ici en considérant une optimisation parfaite des utilisateurs. A options tarifaires inchangées, la part puissance représenterait 41,5 % 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.

[96] Analyse de la CRE sur les données des consommateurs.



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.



Distribution des évolutions de facture pour chaque option tarifaire en HTA

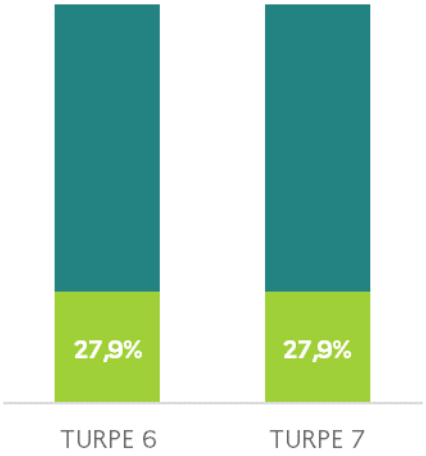
2. Evolutions de factures liées à la composante de soutirage en BT > 36 kVA

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 conduira à la répartition suivante[97] des clients entre les options tarifaires :

- Courte utilisation (CU) : 83,4 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (par exemple l'enseignement secondaire, la restauration, etc.) ;
- Longue utilisation (LU) : 16,6 % des utilisateurs auraient intérêt à souscrire cette option tarifaire (par exemple certains supermarchés, etc.).

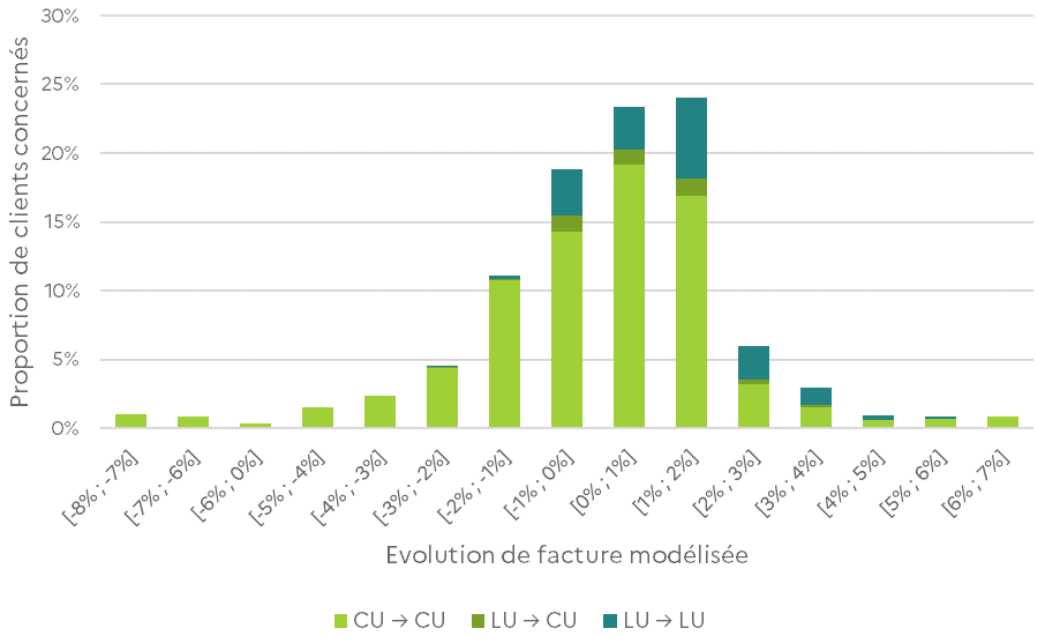
La différenciation saisonnière et horaire du tarif à l'énergie est renforcée. Le ratio HP/HC en hiver augmente par exemple de 26 % pour l'option CU et de 31 % pour l'option MU. Le ratio entre la saison haute et la saison basse augmente quant à lui de 2,5 à 3,1.

Hors recours au dénivelé de puissance, la part des coûts à la puissance dans les recettes de l'opérateur est stable à 27,9 %.



Part puissance BT > 36 kVA avec optimisation tarifaire

[97] Analyse basée sur un échantillon de consommateur.



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.

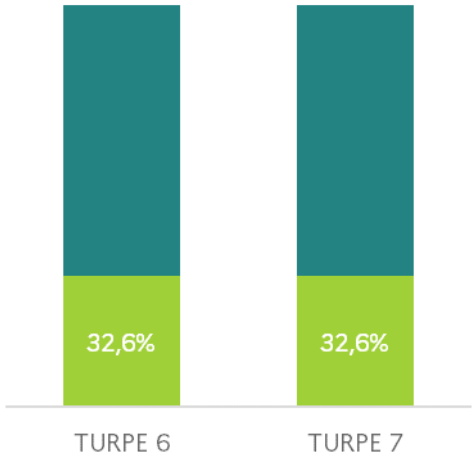
3. Evolutions de factures liées à la composante de soutirage en BT ≤ 36 kVA

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 entrainera la répartition suivante[98] des clients entre les options tarifaires :

- Courte utilisation (CU) : 77,6 % 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) : 20,9 % 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).

On observe toutefois une baisse de la différenciation saisonnière. Le ratio entre les saisons diminue en effet de 11 %. La différenciation horaire est quant à elle renforcée, en particulier en hiver (augmentation du ratio de 29 %). La part liée à la puissance souscrite dans les recettes de l'opérateur reste stable à 32,6 %.

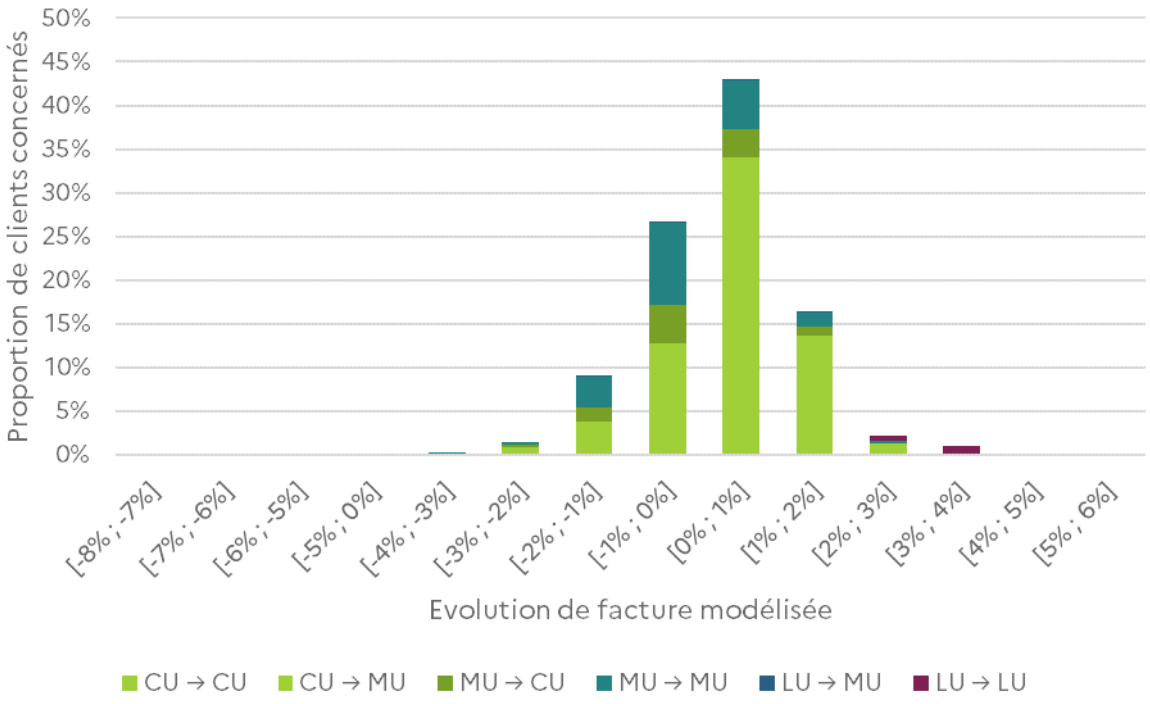
[98] Analyse de la CRE basée sur un échantillon de consommateurs.



Part puissance BT ≤ 36 kVA avec optimisation tarifaire

99 % 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.



Distribution des évolutions de facture pour chaque option tarifaire en BT ≤ 36 kVA

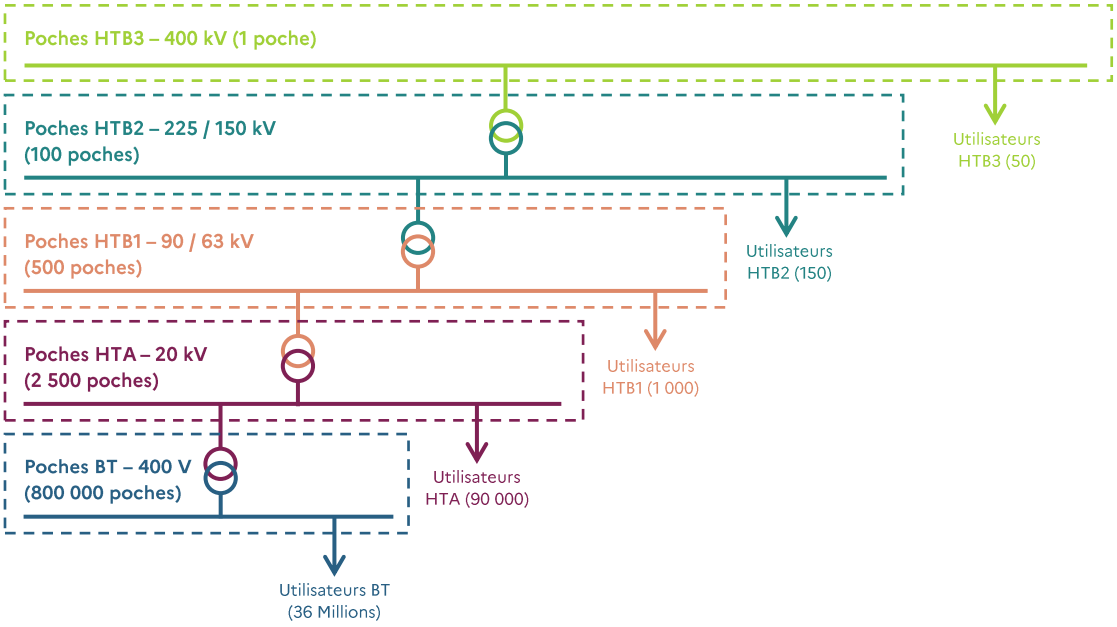
Annexe 10 : Méthode utilisée pour calculer la composante de soutirage et la composante d'injection-soutirage

1. Composante de soutirage

1.1. Rappel de la méthode TURPE 6

Les grilles tarifaires sont définies sur la base d'une allocation des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux aux différents utilisateurs, afin que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux le coût de réseau qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de lisibilité et de progressivité de l'évolution des tarifs. Ce principe permet de transmettre aux utilisateurs un signal tarifaire pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux, au bénéfice des consommateurs.

Cette allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension situés en amont (cascade des coûts). Cette allocation est réalisée à partir d'un « découpage » du réseau par poche. Une poche de réseau regroupe l'ensemble des ouvrages de réseau d'un domaine de tension connectés en aval d'un poste de transformation. En cas de connexion à plusieurs postes amont, l'ouvrage est associé au poste le plus proche selon la distance électrique[99]. Chaque poche représente ainsi un ensemble d'ouvrages de réseau cohérent localement. Le nombre de poches au sein de chaque niveau de tension dépend directement du nombre de postes de transformation entre différents niveaux de tension. Schématiquement, on peut représenter le réseau de la manière suivante :



Découpage du réseau en poches (ordres de grandeur, périmètre RTE et Enedis)

Pour rappel, la méthode appliquée dans le TURPE 6 est fondée, pour les niveaux de tension HTB 1 et 2, HTA et BT, sur les grandes étapes suivantes :

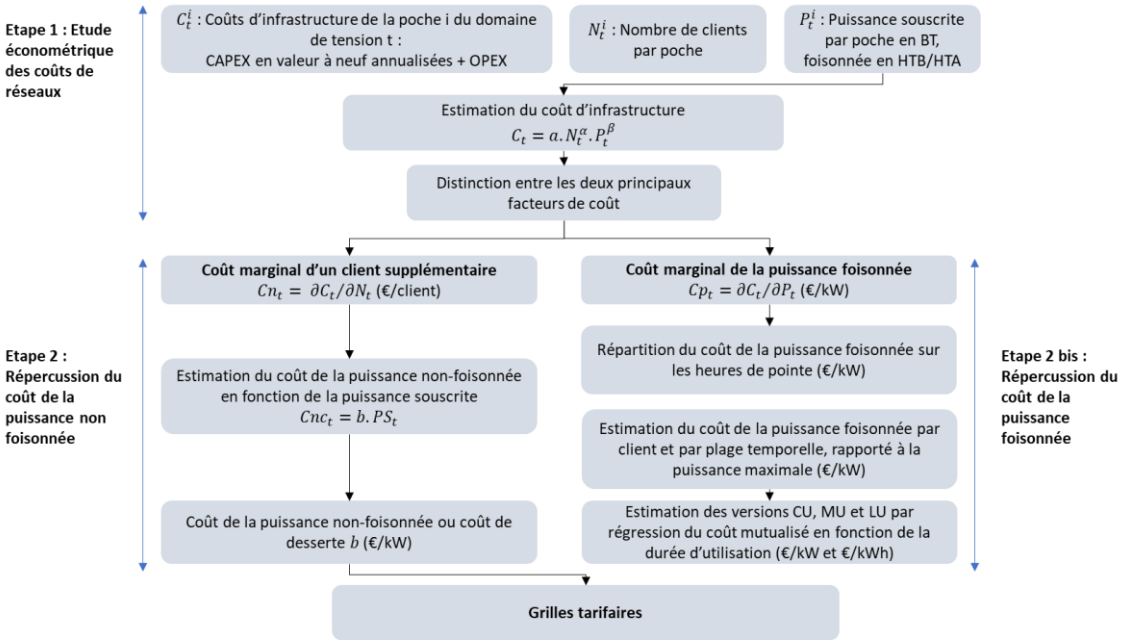
- Etape 1 : étude économétrique des coûts d'infrastructure. Cette première étape consiste, à partir de l'analyse des données (flux réalisés passés et infrastructures de réseau existantes) de chaque poche de réseau, à :
    - reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
    - déterminer les variables étant les plus à même d'expliquer ces coûts ;

[99] Les poches regroupent les ouvrages de réseau par leur proximité en termes d'impédance.

- en déduire une fonction de coût, permettant d'obtenir des coûts marginaux dépendant des différents inducteurs de coûts.

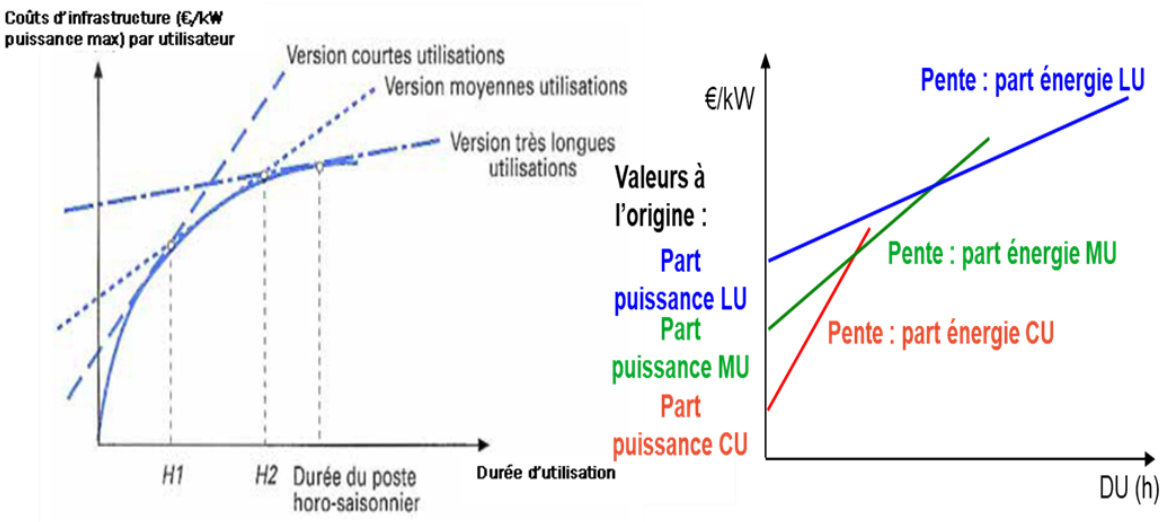
- Etapes 2 et 2 bis : pour les deux principaux inducteurs de coûts retenus par la CRE (nombre d'utilisateurs et puissance dimensionnante[100] transitant dans chaque poche), l'étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux (i.e. le coût d'un consommateur supplémentaire à puissance dimensionnante constante, et le coût d'un kW de puissance dimensionnante supplémentaire à nombre de consommateurs constant) en coefficients tarifaires, en considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue. Les différentes options tarifaires sont construites sur un principe de versionnage par durée d'utilisation (courte, moyenne et longue utilisation). Le coût marginal d'un nouveau client vient alimenter la part puissance (exprimée en €/kW), tandis que le coût marginal de la puissance foisonnée est réparti entre la part puissance et la part énergie (en €/kWh).
- Etape 3 – répercussion des coûts annexes : cette étape consiste à prendre en compte les coûts annexes (pertes, réserves, ...) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

La méthodologie TURPE 6 est présentée de manière détaillée en annexe 11 dans la délibération TURPE 6 HTA-BT. Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :



Etapes de la méthode TURPE 6

[100] Dans le TURPE 6, la puissance dimensionnante correspond à la puissance « foisonnée ». Il s'agit de la puissance souscrite en BT et de la puissance foisonnée en HTA et HTB (voir 2.2.2.2).



Principe de versionnage basé sur les coûts à la puissance dimensionnante : approximation des tangentes pour estimer les coefficients tarifaires (source : Principes de tarification de l'électricité en France par Frédérique Decré et Hervé Chefdeville)

- Principe de la cascade des coûts

L'application de ce principe permet de prendre en compte le fait que soutirer de l'énergie sur les niveaux de tension avals induit des flux et donc des coûts sur les niveaux de tension amonts. Le schéma suivant permet d'illustrer la cascade des flux telle qu'elle est appliquée dans le TURPE 6 afin de cascader les coûts :

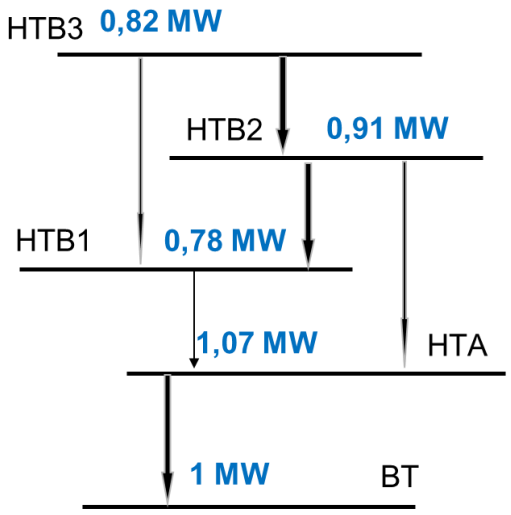
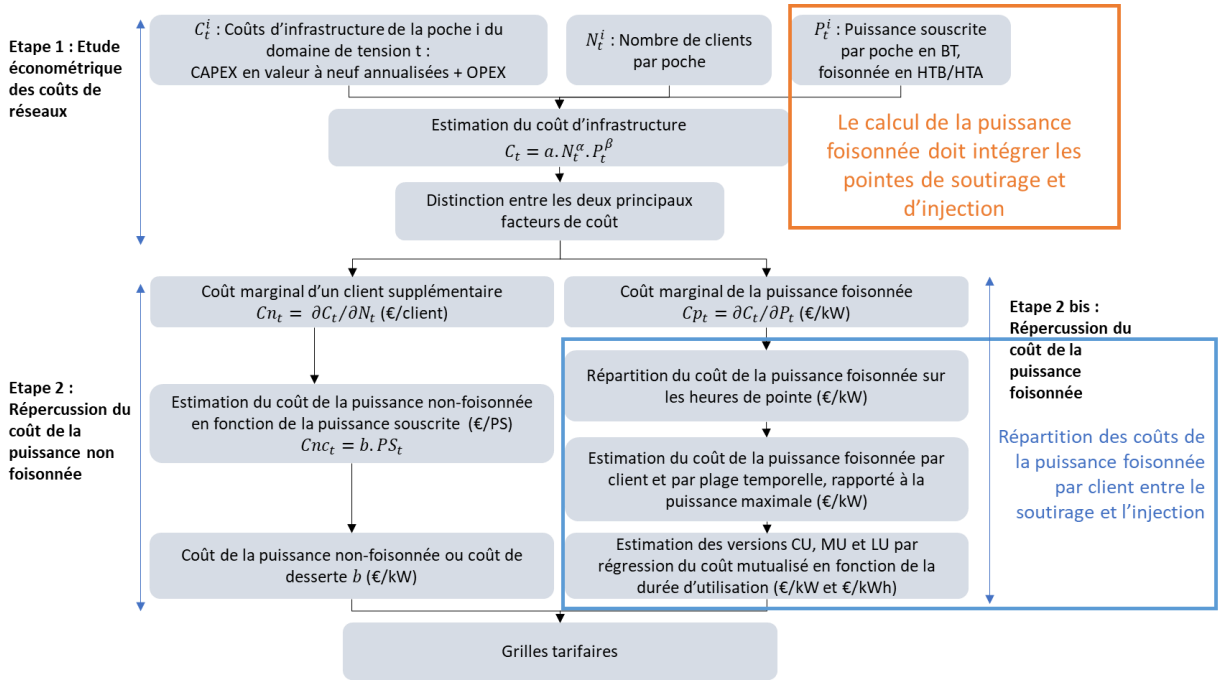


Illustration de la cascade des flux

Par exemple, un soutirage de 1MW d'un consommateur BT engendrera en moyenne un transit de 0,82 MW en HTB3, 0,91 MW en HTB2, 0,78 MW en HTB1 et 1,07MW en HTA.

1.2. Détail des adaptations à la méthodologie tarifaire pour intégrer les pointes d'injection



Propositions de modification de la méthodologie TURPE 6 pour intégrer les pointes d'injection

L'étape 1 vise à paramétrer pour chaque niveau de tension (HTB, HTA et BT), grâce à une étude économétrique des coûts d'infrastructure, une fonction estimant le coût des différentes poches de réseau. Les changements proposés sur cette étape pour TURPE 7 concernent l'une des variables explicatives de la fonction de coût en HTB et en HTA : le calcul de la puissance dimensionnante.

Dans le TURPE 6, la puissance « foisonnée »[101] d'une poche utilisée correspondait en HTA et HTB à la puissance soutirée (nette des injections) du poste de transformation en amont de la poche pendant la 2500ème 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.

[101] La puissance « foisonnée » en TURPE 6 correspond à la puissance dimensionnante.

La CRE propose donc, pour le TURPE 7, d'adapter le calcul de la puissance dimensionnante pour prendre également en compte les pointes d'injection dans ce calcul. Les différences de doctrine de dimensionnement du réseau entre le soutirage et l'injection nécessitent de recaler en niveau et en durée des pointes d'injection :

- **recalage en niveau : à puissance égale, les pointes de soutirage sont plus dimensionnantes pour le réseau que les pointes d'injection.**

  Les échanges avec RTE révèlent que le dimensionnement du réseau en injection se fait en considérant des flux correspondant à 125 % de l'Intensité Transitoire 5 minutes (IT5)[102], alors que le dimensionnement du réseau en soutirage se fait en considérant des flux correspondant à l'Intensité de secours temporaire (IST)[103]. Les deux pointes n'ont donc pas la même conséquence sur le dimensionnement du réseau de transport, et un recalage du niveau des pointes d'injection est donc nécessaire afin de les rendre comparables avec les pointes de soutirage. L'analyse des données d'IT5 et d'IST du réseau de transport montre que le rapport entre 125% de l'IT5 et l'IST est de 1,7. Ce coefficient est donc utilisé comme dénominateur pour le recalage en niveau des pointes d'injection.
  Concernant le réseau de distribution, un recalage similaire est également nécessaire car le réseau est dimensionné suivant un principe « N-1 » (réseau avec une perte d'ouvrage) en soutirage et en N (réseau complet) pour l'injection. A ce stade, la CRE ne dispose pas des données permettant de préciser un coefficient spécifique au niveau HTA, la CRE envisage d'utiliser le même coefficient en HTA qu'en HTB ;

- **recalage en durée** : la différence entre le coût de l'énergie non distribuée (END), correspondant à une défaillance en soutirage, et les coûts de l'énergie non évacuée ou non injectée (ENE/ENI), correspondant à une défaillance en injection, fait que le nombre d'heures dimensionnantes considéré en soutirage et en injection n'est pas le même. La CRE envisage de déterminer le nombre d'heures dimensionnantes en injection à considérer sur la base d'une égalisation des coûts de renforcement d'infrastructure permettant de résoudre une situation de défaillance en injection et en soutirage**. L'analyse de la CRE mène à $N_{h\ injection} \approx 80\ heures$.**

  On peut en effet écrire :

  $$Coût\ de\ l'END \cdot P_{N-1} \cdot N_{h\ soutirage} = Coût\ de\ l'ENE \cdot N_{h\ injection} = coût\ déclenchement\ de\ l'investissement,$$

  Avec :
  - $Coût\ de\ l'END = 28\,000\ €/MWh,$
  - $P_{N-1} = \frac{1}{10\,000}$ $(probabilité\ d'occurence\ d'une\ situation\ de\ N-1\ réseau$[104]$)$,
  - $N_{h\ soutirage} = 2500\ heures,$
  - $Coût\ de\ l'ENE = 100\ €/MWh$

Ainsi, chaque heure de pointe d'injection compterait pour 2 500/80 heures, tandis que chaque heure de pointe de soutirage compterait effectivement pour une heure. La puissance dimensionnante retenue n'est alors plus la puissance du poste de transformation en amont de la poche pendant la 2 500e heure la plus chargée en soutirage, mais la puissance de l'heure pour laquelle la somme des poids des heures classées par puissance décroissante (en incluant les pointes d'injection recalées en niveau) atteint 2500. Ainsi, si toutes les heures dimensionnantes d'une poche sont des heures d'injection, la puissance dimensionnante de la poche sera la puissance, recalée en niveau, de la 80e heure la plus chargée de l'année.

1.2.1. Adaptation de l'étape 2 bis : répercussion des coûts à chaque utilisateur

L'étape 2 bis, qui permet la répercussion du coût de la puissance dimensionnante à chaque utilisateur, se voit proposer des modifications de méthode par rapport à la méthode utilisée dans le TURPE 6.

[102] Intensité Transitoire 5 minutes, seuil d'intensité admissible au plus 5 minutes.

[103] Intensité de Secours Temporaire, intensité maximale admissible sans limite de temps.

[104] Probabilité calculée à partir du critère M (la durée moyenne de coupure en HTA) utilisé dans le cadre de la régulation incitative de la qualité d'alimentation.

L'objectif est de 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.

Pour cela, la CRE propose :

- pour chaque poche de réseau, de calculer le coût marginal à la puissance dimensionnante lié uniquement au soutirage, en multipliant le coût marginal à la puissance dimensionnante de la poche par le taux d'heures dimensionnantes de la poche qui sont des heures de soutirage ;
- d'attribuer ce coût marginal lié au soutirage à chaque utilisateur de la poche de réseau en considérant sa participation à la pointe de soutirage, et non plus sa participation globale à la pointe. Ainsi, un utilisateur injectant pendant l'ensemble des heures de pointe de soutirage de la poche se verrait attribuer un coût marginal à la puissance dimensionnante nul avant le versionnage.

Réciproquement, pour définir une composante d'injection, ou prendre en compte l'injection dans certaines options tarifaires, les mêmes étapes seraient appliquées mais en considérant l'injection :

- pour chaque poche de réseau, calculer le coût marginal à la puissance dimensionnante lié uniquement à l'injection, en multipliant le coût marginal à la puissance dimensionnante de la poche par le taux d'heures dimensionnantes de la poche qui sont des heures d'injection ;
- attribuer ce coût marginal lié à l'injection à chaque utilisateur de la poche de réseau en considérant sa participation à la pointe d'injection.

La méthode utilisée pour la suite du versionnage reste la même que celle utilisée dans le TURPE 6, soit la méthode des tangentes appliquée à la distribution des coûts affectés à chaque utilisateur en fonction de sa durée d'utilisation. La grille de soutirage est obtenue en ne considérant que le coût marginal à la puissance dimensionnante lié au soutirage

1.2.2. Etape 3 : prise en compte des coûts annexes

La troisième étape de calcul de la composante de soutirage consiste à ajouter aux coûts d'infrastructure les coûts annexes liés aux pertes électriques, aux réserves et au réseau HTB3, la CRE propose de maintenir la prise en compte des coûts annexes de la méthode TURPE 6 :

- **Calcul du coût des pertes** :

Le coût des pertes sur le réseau dépendant directement de l'énergie soutirée, une répercussion de ce coût dans la part énergie de la composante de soutirage (en € par MWh donc) semble être la solution naturelle. La répercussion du coût des pertes par niveau de tension et par plage temporelle se fait en multipliant le prix des pertes par un taux de pertes, tenant compte des flux sur les réseaux amonts, sur la base d'une matrice des flux calculée par les gestionnaires de réseaux.

Le prix des pertes est quant à lui calculé, par plage temporelle, comme la moyenne des prix spot pondérée par le volume des pertes, recalé pour correspondre au coût réel des pertes constaté pour la période, en distinguant transport et distribution.

Les prix ainsi calculés pour la période 2019-2021 (la CRE propose d'exclure l'année 2022 du fait de son caractère exceptionnel) sont :

€/MWh	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE	Annuel
Prix HTB	63,3	56,3	41,1	43,4	31,6	44,3
Prix HTA-BT	74,6	66,9	48,7	48,3	35,4	51,2

Prix des pertes indicatif calculé sur la période 2019-2021

- **Calcul du coût des réserves** :

Les réserves d'exploitation sont constituées afin que les ressources mobilisables du système électrique soient capables de compenser, en continu, la différence entre la production et la consommation d'électricité (réglage de la fréquence, mécanisme de réserve) et de maintenir la tension dans sa plage de fonctionnement normal (réglage de la tension).

En raison du caractère nécessairement aléatoire de leurs appels de puissance, tous les utilisateurs du réseau contribuent au dimensionnement des réserves :

- les utilisateurs de forte puissance : même si leur utilisation du réseau est généralement prévisible, leurs indisponibilités fortuites individuelles sont susceptibles de causer un déséquilibre significatif à l'échelle du système ;
- les utilisateurs de faible puissance : leur utilisation du réseau est plus volatile. Même atténué par le foisonnement, l'aléa induit par ces utilisateurs occasionne en permanence des écarts entre la production et la consommation.

Ainsi, considérant la difficulté d'identifier des inducteurs de coût de constitution des réserves, la CRE propose de maintenir la règle définie pour TURPE 6 en attribuant les coûts des réserves à chaque utilisateur en fonction de ses caractéristiques d'utilisation du réseau via une inclusion dans la part énergie de la composante de soutirage.

- **Calcul des coûts HTB 3**

L'analyse des données du niveau de tension HTB 3 menée pour le TURPE 6 ne faisait pas ressortir de différence substantielle de coûts entre les différentes plages temporelles, du fait d'un très fort foisonnement des flux sur les axes du réseau de grand transport. Dans la méthodologie TURPE 6, la cascade des coûts du domaine HTB 3 sur les domaines de tension avals se fait en attribuant les coûts d'infrastructure HTB 3 (charges de capital et charges d'exploitation) aux niveaux de tension avals à travers une composante exprimée en € par MWh constante sur les différentes plages temporelles. Pour chaque niveau de tension aval, cette composante est calculée en faisant le ratio entre les coûts d'infrastructure HTB 3 totaux et les flux HTB 3 induits par les soutirages du niveau de tension aval considéré.

La CRE envisage de maintenir la règle définie pour TURPE 6. La cascade des coûts HTB 3 a été mise à jour avec les dernières estimations de coûts d'infrastructures transmises par RTE.

2. Composante d'injection-soutirage

2.1. Zones de soutirage

Les coûts de réseau tarifiés étant identiques à ceux de la composante de soutirage, le calcul du coefficient pondérateur de la puissance d'une part et du coefficient pondérateur de l'énergie soutirée d'autre part est identique à celui réalisé pour le calcul de la composante de soutirage. Par conséquent, pour les zones de soutirage, les coefficients pondérateurs de la puissance et de l'énergie soutirée de la composante injection-soutirage sont identiques à ceux de la composante annuelle de soutirage pour les utilisateurs « courte utilisation », version tarifaire optimale pour le profil des stockeurs.

Le gain marginal de coût de réseau permis par l'injection d'un kilowattheure supplémentaire durant la pointe de soutirage est égal à l'opposé du coût marginal du soutirage d'un kilowattheure supplémentaire durant cette même pointe de soutirage. Le coefficient pondérateur de l'énergie injectée durant la pointe de soutirage est donc égal à l'opposé du coût marginal de soutirage « courte utilisation » utilisé pour le calcul de la composante de soutirage dans l'étape 2bis de la méthode décrite en partie 1.3 de la présente annexe. Le coefficient pondérateur de l'énergie injectée n'est cependant pas égal à l'opposé du coefficient pondérateur de l'énergie soutirée de la composante de soutirage : ce dernier se voit également appliquer des coûts annexes (étape 3 de la méthode décrite en partie 1.3 de la présente annexe) non-applicables à l'injection car déjà portés par le soutirage.

2.2. Zones d'injection photovoltaïque

Le calcul des coefficients pondérateurs de la puissance est inchangé par rapport au calcul réalisé pour la composante de soutirage. Les coefficients pondérateurs de la puissance de la composante d'injection-soutirage dans les zones d'injection photovoltaïque sont donc identiques à ceux de la composante de soutirage.

Le calcul des coefficients pondérateurs de l'énergie soutirée et injectée dans les poches d'injection nécessite un calcul similaire à celui de l'étape 2bis de la méthode décrite en partie 1.3 de la présente annexe. Ce calcul est adapté selon les principes présentés dans le paragraphe 1.3.1 afin de tarifier les coûts liés à l'injection dans les poches dimensionnées en injection.

Les coefficients pondérateurs de l'énergie injectée et soutirée sont alors définis en utilisant les coûts marginaux ainsi calculés :

- le coefficient pondérateur de l'énergie injectée lors de la pointe locale d'injection est calculé en appliquant la méthode de versionnage utilisée pour le calcul de la composante de soutirage au coût marginal d'un kilowattheure injecté supplémentaire lors de la pointe d'injection ;
- les coefficients pondérateurs de l'énergie injectée en dehors de la pointe locale d'injection sont calculés en appliquant la méthode de versionnage utilisée pour le calcul de la composante de soutirage aux coûts marginaux d'un kilowattheure injecté supplémentaire en dehors de la pointe d'injection ;
- les coefficients pondérateurs de l'énergie soutirée en dehors de la pointe locale d'injection sont calculés de manière identique au calcul réalisé pour la composante de soutirage, mais en ne prenant en compte que les coûts liés au soutirage dans la poche amont (considérée par défaut comme étant dimensionnée en soutirage, les analyses de la CRE ayant montré que les poches dimensionnées en injection sont situées en aval de poches dimensionnées en soutirage dans la plupart des cas) et les coûts annexes ;
- le coefficient pondérateur de l'énergie soutirée lors de la pointe locale d'injection est calculé en sommant l'opposé du coefficient pondérateur de l'énergie injectée lors de la pointe locale d'injection et les coûts liés au soutirage durant cette pointe d'injection (coûts de la poche amont et coûts annexes).