

DELIBERATION N° 2023-137

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 mai 2023 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1^{er} août 2023 et sur l'évolution du paramètre R_f au 1^{er} août 2023

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

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité. En outre, ce même article énonce d'une part que « [l]a Commission de régulation de l'énergie se prononce [...] sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité » et d'autre part qu'elle « peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs ».

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, dits « TURPE HTA-BT », s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Par la délibération du 21 janvier 2021¹, la CRE a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT applicables à compter du 1^{er} août 2021 (dits « TURPE 6 HTA-BT ») pour une durée de 4 ans environ.

Dans ce cadre, la présente délibération a pour objet de :

- faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 6 HTA-BT de + 6,51 % au 1^{er} août 2023, en application des formules d'évolution annuelle prévues par la délibération TURPE 6 HTA-BT, résultant :
 - de la prise en compte de l'inflation pour + 4,20 % ;
 - du coefficient d'indexation annuelle automatique fixé dans la délibération TURPE 6 HTA-BT de + 0,31 % ;
 - de la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), soit + 2 %. Le CRCP permet de protéger Enedis, contre les variations de charges ou de recettes imprévisibles et non maîtrisables ;
- ajuster le niveau du terme R_f au 1^{er} août 2023.

Cette évolution tarifaire résulte notamment :

- de recettes tarifaires inférieures aux prévisions, s'expliquant par un volume acheminé (334 TWh) inférieur aux prévisions (344 TWh), du fait d'un hiver 2022 doux et des efforts de sobriété réalisés par les consommateurs d'électricité en fin d'année ;
- de charges liées aux achats au titre des pertes d'électricité, supérieures aux prévisions, du fait de la forte hausse des prix de gros de l'électricité en 2022.

¹ Délibération n° 2021-13 de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

Les performances d'Enedis en matière de qualité de service en 2022, pour laquelle Enedis est incité financièrement dans le cadre du TURPE 6, sont très contrastées :

- un temps de coupure moyen annuel par client de 59,5 minutes, inférieur à l'objectif de 62 minutes pour le marché de masse (basse tension), et de 40,1 minutes inférieur à l'objectif de 41,8 minutes pour les clients en HTA ;
- une économie totale sur l'ensemble de la phase de déploiement du programme Linky de 597 M€. En revanche, Enedis n'atteint pas les objectifs fixés en termes de performance du système (taux de compteur Linky sans télérelevés et taux de réussite des téléopérations en J+1 notamment) ;
- un surcoût total de 97 M€ par rapport au modèle de référence pour les coûts unitaires d'investissements réseaux de l'année 2021 (ce poste est calculé avec une année de décalage) ;
- des délais de raccordement qui n'atteignent pas les objectifs fixés par la CRE. Alors que le tarif TURPE 6 a fixé une trajectoire d'amélioration progressive, Enedis ne se rapproche des objectifs que sur une seule catégorie de clients :
 - amélioration sur les délais de raccordement des clients en soutirage en BT < 36 kVA sans extension du réseau, passés de 85 jours en 2021 à 74 jours en 2022. Cependant Enedis reste encore au-dessus de l'objectif de 68 jours pour 2022 ;
 - stagnation du délai de raccordement des clients BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau entre 2021 et 2022, à 164,9 jours. Le TURPE 6 fixant une trajectoire d'amélioration progressive, Enedis s'est éloigné en 2022 de l'objectif, qu'il dépasse désormais de 23,9 jours ;
 - stagnation du délai de raccordement BT > 36 kVA avec et sans extension et des raccordements collectifs à 144,8 et 226,3 jours respectivement. Le TURPE 6 fixant une trajectoire d'amélioration progressive, Enedis s'est éloigné en 2022 des objectifs, qu'il dépasse désormais de 6,8 et 27,3 jours respectivement ;
 - augmentation du délai de raccordement des clients en soutirage sur le réseau HTA de 217 jours en 2021 à 230 jours en 2022, pour un objectif par le TURPE 6 à 175 jours ;
 - augmentation du délai de raccordement des sites en injection (producteurs), passant pour les sites en BT > 36 kVA et HTA, de 233 jours en 2021 à 254 jours en 2022, pour un objectif fixé par le TURPE 6 de 180 jours en 2022.

SOMMAIRE

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LES DOMAINES DE TENSION HTA ET BT.....	5
1.1 DELIBERATION DU 21 JANVIER 2021 – TURPE 6 HTA-BT	5
1.2 EVOLUTION SPECIFIQUE DE LA COMPOSANTE D'ACCES AUX RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE (TERME R_f) ET DU PARAMETRE C_{CARD}	5
2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 6 HTA-BT AU 1^{ER} AOUT 2023.....	5
2.1 SOLDE DU CRCP AU 1 ^{ER} JANVIER 2023.....	5
2.1.1 Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022	6
2.1.2 Ecart entre montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2022	6
2.1.2.1 Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022	6
2.1.2.2 Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2022	7
2.1.3 Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2023	8
2.2 PARAMETRE D'EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE TURPE 6 HTA-BT AU 1 ^{ER} AOUT 2023	8
2.2.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation IPC_{2023}	8
2.2.2 Facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire X	8
2.2.3 Coefficient K_{2023} en vue de l'apurement du solde du CRCP	8
2.2.4 Coefficient Z_{2023} correspondant à l'évolution moyenne du tarif au 1 ^{er} août 2023.....	8
2.2.5 Evolution du terme R_f et du paramètre C_{card}	8
DECISION DE LA CRE	10
ANNEXE 1 : CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF AU TITRE DE L'ANNEE 2022	11
POSTES DE CHARGES PRIS EN COMPTE POUR LE CALCUL EX POST AU TITRE DE L'ANNEE 2022	12
POSTES DE RECETTES PRIS EN COMPTE POUR LE CALCUL EX POST AU TITRE DE L'ANNEE 2022	14
INCITATIONS FINANCIERES AU TITRE DE LA REGULATION INCITATIVE AU TITRE DE L'ANNEE 2022	14
APUREMENT DU SOLDE DU CRCP PREVISIONNEL DU TURPE 5 HTA-BT	16
MONTANT IMPUTE AU CRL DU PROJET LINKY	16
ANNEXE 2 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOUT 2023.....	17
COMPOSANTE ANNUELLE DE GESTION (CG).....	17
COMPOSANTE ANNUELLE DE COMPTAGE (CC).....	18
COMPOSANTE ANNUELLE DES INJECTIONS (CI)	18
COMPOSANTES ANNUELLES DE SOUTIRAGE (CS) ET COMPOSANTES MENSUELLES DES DEPASSEMENTS DE PUISSANCE SOUSCRITE (CMDPS) POUR LE DOMAINE DE TENSION HTA	19
COMPOSANTES ANNUELLES DE SOUTIRAGE (CS) ET COMPOSANTES MENSUELLES DES DEPASSEMENTS DE PUISSANCE SOUSCRITE (CMDPS) POUR LE DOMAINE DE TENSION BT > 36 KVA.....	20
COMPOSANTE ANNUELLE DE SOUTIRAGE (CS) POUR LE DOMAINE DE TENSION BT ≤ 36 KVA.....	22
COMPOSANTE ANNUELLE DES ALIMENTATIONS COMPLEMENTAIRES ET DE SECOURS (CACS)	25
COMPOSANTE DE GROUPEMENT (CR).....	26
COMPOSANTE ANNUELLE D'UTILISATION DES OUVRAGES DE TRANSFORMATION (CT).....	26
COMPOSANTE ANNUELLE DE L'ENERGIE REACTIVE (CER)	26
DISPOSITIONS SPECIFIQUES RELATIVES A LA COMPOSANTE ANNUELLE DE L'ENERGIE REACTIVE ENTRE DEUX GESTIONNAIRES DE RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE	27
ANNEXE 3 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2022	28
TABLEAUX RECAPITULATIFS DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS	28
ANALYSE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS.....	29

ANALYSE DE LA QUALITE DE SERVICE SPECIFIQUE DU PROJET LINKY D'ENEDIS 33

ANNEXE 4 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2022 35

TABLEAUX RECAPITULATIFS DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION D'ENEDIS 35

ANALYSE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION D'ENEDIS..... 35

ANNEXE 5 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE SUR LA MISE A DISPOSITION DES DONNEES POUR L'ANNEE 2022 37

TABLEAUX RECAPITULATIFS DE LA REGULATION INCITATIVE SUR LA MISE A DISPOSITION DES DONNEES D'ENEDIS 37

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LES DOMAINES DE TENSION HTA ET BT

1.1 Délibération du 21 janvier 2021 – TURPE 6 HTA-BT

Par la délibération du 21 janvier 2021², la CRE a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT applicables à compter du 1^{er} août 2021 (dits « TURPE 6 HTA-BT »). Ce tarif est conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans, avec un ajustement mécanique au 1^{er} août de chaque année.

Conformément à la délibération TURPE 6 HTA-BT, le niveau des grilles tarifaires évolue au 1^{er} 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 1^{er} août de l'année N exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} août de l'année N , le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans la loi de finances de l'année N ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à 0,31 % (cf. paragraphe 3.3 de la délibération TURPE 6 HTA-BT) ;
- K est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP ; K est compris entre + 2 % et - 2 %.

1.2 Evolution spécifique de la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité (terme R_r) et du paramètre C_{card}

La composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité évolue suivant les valeurs et les modalités d'évolution de la composante d'accès au réseau définie par la délibération de la CRE n° 2018-011 du 18 janvier 2018. Selon la délibération n° 2021-157 du 3 juin 2021 qui a modifié les règles d'évolution du terme R_r , les niveaux de la composante d'accès définis dans la délibération n° 2018-011 sont réévalués de l'inflation à compter du 1^{er} août 2021 : les niveaux en vigueur au 01/08/ N sont indexés sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et $N-1$.

Le paramètre C_{card} évolue suivant les valeurs et les modalités d'évolution définies par la délibération de la CRE n° 2021-13 du 21 janvier 2021. Cette délibération précise qu'à compter du 1^{er} août 2021, le montant du paramètre C_{card} applicable pour la période du 01/07/ N au 30/06/ $N+1$ est obtenu par indexation de cette valeur de référence sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et $N-1$.

2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 6 HTA-BT AU 1^{ER} AOUT 2023

2.1 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023

Le solde du CRCP au 31 décembre 2022 est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022, rappelé au point 2.1.1, et
- de la différence, au titre de l'année 2022, entre :
 - la différence entre revenu autorisé définitif et le revenu autorisé prévisionnel, révisé de l'inflation et de l'évolution tarifaire du TURPE HTB entre le 1^{er} août 2021 et le 1^{er} août de l'année N (voir point 2.1.2) ;
 - 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 (voir point 2.1.3).

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année $N-1$ au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

² Délibération n° 2021-13 de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

2.1.1 Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2022 s'élève à 127 M€, tel que calculé dans la délibération d'évolution annuelle du 9 juin 2022³.

Le solde prévisionnel du CRCP d'Enedis au 31 décembre 2022 est égal à la somme du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2022 et de la différence au titre de l'année 2022 entre le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire. Il s'élève à 108 M€₂₀₂₂ et se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP prévisionnel total	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2022 [A]	127 M€ ₂₀₂₂
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2022 [B]	14 484 M€ ₂₀₂₂
Recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées au titre de l'année 2022 [C]	14 502 M€ ₂₀₂₂
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022 [A] + [B] - [C]	108 M€₂₀₂₂

2.1.2 Ecarts entre montants réalisés et montants prévisionnels pour l'année 2022

2.1.2.1 Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022

Le revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 s'élève à 15 612 M€, dont un bonus de 22,1 M€ d'incitations financières dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service, des coûts unitaires d'investissement, du projet Linky ainsi que de la régulation incitative relative aux pertes.

Ce revenu définitif est supérieur de **1 128 M€** au revenu autorisé prévisionnel pris en compte dans la délibération tarifaire du 21 janvier 2021 révisé de l'inflation réalisée⁴.

Charges et recettes permettant de déterminer le revenu autorisé définitif

L'écart entre le revenu autorisé définitif et le montant prévisionnel révisé de l'inflation s'explique notamment par :

- les charges de capital normatives non incitées supérieures à la prévision (+ 83 M€), principalement dues à une augmentation des dotations nettes aux amortissements ;
- les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis inférieures à la prévision (- 107 M€), liées à des injections inférieures aux prévisions dues à une consommation inférieure ;
- les charges relatives aux pertes (y compris la régulation incitative relative aux pertes) supérieures aux prévisions (+ 1 050 M€), dues à un prix d'achat des pertes supérieures aux prévisions, le volume de pertes étant égal aux prévisions ;
- les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique non prises en compte dans la délibération TURPE 6 HTA-BT (+ 296 M€) ;
- les coûts échoués non récurrents ou prévisibles, liés à des événements climatiques exceptionnels qui représentent 2,8 M€ en 2022 ;
- les recettes liées aux contributions des utilisateurs au titre du raccordement supérieures (- 128 M€), essentiellement liée à la dynamique des raccordements consommateurs.

Les montants et les explications poste à poste sont détaillés en annexe 1.

Régulation incitative

Les différentes incitations financières issues du cadre de régulation incitative d'Enedis génèrent en 2022 un bonus global de 22,1 M€ en faveur d'Enedis, celui se décompose comme :

- un bonus de 11 M€ pour la régulation incitative des pertes, qui s'explique notamment par un prix de pertes d'Enedis inférieur au prix de référence ;

³ Délibération n° 2022-158 de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juin 2022 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1^{er} août 2022 et sur l'évolution du paramètre R_f au 1^{er} août 2022

⁴ Le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation est supérieur de 248 M€ par rapport au montant affiché dans la délibération TURPE 6, en raison d'une inflation plus élevée que prévue en 2022.

- un malus de 16,8 M€ pour la régulation des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux résultant de coûts unitaires supérieurs aux objectifs ;
- un bonus de 17 M€ pour la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky :
 - o la régulation incitative des coûts du projet de comptage évolué d'Enedis génère un bonus de 18 M€ en 2022, ce bonus est dû à une base d'actifs réalisée (3 009 M€) du projet Linky inférieure à la base d'actifs de référence (3 606 M€) définie pour le projet Linky ;
 - o la délibération de la CRE n° 2022-82 du 17 mars 2022⁵ a fixé de nouveaux objectifs de performance à Enedis pour la régulation incitative du système de comptage évolué Linky pour la période 2020-2024. Enedis n'a pas été en mesure d'atteindre les objectifs fixés pour 2 des 6 indicateurs incités et a, en conséquence, supporté un malus de 1 M€ ;
- un bonus de 18 M€ pour la régulation incitative de la continuité d'alimentation d'Enedis :
 - o la performance d'Enedis sur 2 des 4 indicateurs incités de continuité d'alimentation est inférieure à celle de l'année 2021 mais reste meilleure que les objectifs fixés, ainsi les indicateurs critère B et critère M génèrent respectivement des bonus de 16 M€ et 10 M€. Le détail de la performance d'Enedis sur ces indicateurs de continuité d'alimentation est présenté en annexe 4 ;
 - o en 2022 Enedis a versé au total 53 M€ de pénalités pour coupures longues. Le revenu autorisé d'Enedis prend en compte une trajectoire couverte par le tarif de 75 M€, ainsi 22 M€ sont conservés par Enedis ;
- un malus de 10 M€ pour la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis :
 - o ce malus s'explique principalement par la non atteinte des objectifs sur l'indicateur relatif aux délais moyens de réalisation des opérations de raccordement (- 17 M€) :
 - les délais des travaux de raccordement des clients en soutirage en BT < 36 kVA sans extension du réseau sont passés de 85 jours en 2021 à 74 jours en 2022. Malgré cette amélioration Enedis reste au-dessus de l'objectif fixé de 68 jours en 2022 et subit un malus de 4 M€ ;
 - le délai de raccordement des clients BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et BT > 36 kVA avec et sans extension et des raccordements collectifs est resté stable entre 2021 et 2022. Cependant les objectifs fixés à Enedis anticipaient une diminution des délais ; la performance d'Enedis, relativement aux objectifs fixés, s'est donc dégradée, ces catégories génèrent des malus respectivement de 2 M€ et 1 M€ ;
 - le délai de raccordement des sites en injection (producteurs) a encore augmenté, passant pour les sites en BT > 36 kVA et HTA, de 211 jours en 2019 à 233 jours en 2021 puis à 254 jours en 2022, pour un objectif fixé par le TURPE 6 de 180 jours en 2022 soit un malus de 2,5 M€. De la même manière, le délai de raccordement des clients en soutirage sur le réseau HTA s'est dégradée en passant de 217 jours en 2021 à 230 jours en 2022 soit un malus de 5 M€ ;
 - o compensé par une bonne performance sur les indicateurs « énergie calée et normalisée en Reco-temp » (+ 2,5 M€), « taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes » (+ 3 M€) et le « taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires » (+ 2,2 M€) ;
 - o le détail de la performance d'Enedis sur ces indicateurs de qualité de service est présenté en annexe 3.

2.1.2.2 Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2022

Les recettes tarifaires perçues par Enedis au titre de l'année 2022 sont égales à 14 457 M€ et sont inférieures de **45 M€** par rapport aux recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées (14 502 M€). Elles se décomposent comme suit :

- 14 160 M€ pour les recettes TURPE hors R_f inférieures de 392 M€ au montant prévisionnel révisé des évolutions tarifaires réellement appliquées pour 2022. Cet écart s'explique notamment par un volume acheminé plus faible, 334 TWh livrés contre 344 TWh prévus qui est notamment dû à un hiver 2022 plus doux ainsi qu'à une diminution des consommations liée à la sobriété due à l'augmentation des prix de l'énergie ;

⁵ Délibération n° 2022-82 de la Commission de régulation de l'énergie 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)

- 296 M€ pour les recettes collectées via le paramètre R_r , non prises en compte dans les recettes prévisionnelles.

2.1.3 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023

Le solde du CRCP d'Enedis au 1^{er} janvier 2023 s'élève donc à 1 304 M€₂₀₂₃ en faveur d'Enedis et se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP total au 1 ^{er} janvier 2023	Montant (M€)
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2022 [A]	108 M€ ₂₀₂₂
Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2022 [B]	15 612 M€ ₂₀₂₂
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2022 [B']	14 484 M€ ₂₀₂₂
Recettes perçues par Enedis au titre de l'année 2022 [C]	14 457 M€ ₂₀₂₂
Recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées au titre de l'année 2022 [C']	14 502 M€ ₂₀₂₂
Solde du CRCP au 31 décembre 2022 [A] + [B] - [B'] - ([C] - [C'])	1 282 M€₂₀₂₂
Actualisation au taux de 1,7 %	22 M€
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023	1 304 M€₂₀₂₃

2.2 Paramètre d'évolution de la grille tarifaire TURPE 6 HTA-BT au 1^{er} août 2023

2.2.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation IPC₂₀₂₃

L'indice IPC, qui correspond au taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année 2023 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année 2023 est égal à + 4,20 %. Pour rappel, la prévision de l'indice IPC dans la délibération tarifaire du 21 janvier 2021 était de 1,20 % pour l'année 2023.

2.2.2 Facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire X

Le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire X a été fixé dans la délibération TURPE 6 HTA-BT à + 0,31 % par an.

2.2.3 Coefficient K₂₀₂₃ en vue de l'apurement du solde du CRCP

La délibération TURPE 6 HTA-BT du 21 janvier 2021 prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2023 prend en compte un coefficient K, qui vise à apurer, d'ici le 31 juillet 2024, le solde du CRCP du 1^{er} janvier 2023. Le coefficient K est plafonné à +/- 2 %.

Le coefficient K est déterminé de sorte 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 2024 défini par la délibération TURPE 6 HTA-BT, mis à jour de l'inflation et de l'évolution tarifaire du TURPE HTB entre le 1^{er} août 2022 et le 1^{er} août 2023 ;
- l'apurement prévisionnel du solde du CRCP, sur l'année 2023.

Le coefficient nécessaire pour apurer le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2023 s'élève à + 7,31 %. Ce chiffre dépasse le plafond de + 2 %, le coefficient K₂₀₂₃ est donc fixé à + 2 %.

2.2.4 Coefficient Z₂₀₂₃ correspondant à l'évolution moyenne du tarif au 1^{er} août 2023

La variation du niveau des grilles tarifaires au 1^{er} août 2023 est égale à :

$$Z_{2023} = IPC_{2023} + X + K_{2023} = 4,20 \% + 0,31 \% + 2 \% = + 6,51 \%$$

2.2.5 Evolution du terme R_r et du paramètre C_{card}

La délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018 a augmenté la part fixe (composante de gestion) à hauteur d'un montant moyen R_r pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour rémunérer la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD à compter du 18 janvier 2018.

La délibération susmentionnée prévoit, pour les clients raccordés aux niveaux de tension $BT \leq 36$ kVA, une révision du terme R_f le 1^{er} août de chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle du TURPE. La CRE a considéré qu'il était pertinent, à titre transitoire et jusqu'au 31 juillet 2022, de différencier la contrepartie financière prise en compte, selon qu'elle est versée au titre de la gestion des clients au TRV ou des clients en offre de marché. Les coûts de gestion des clients au TRV et des clients en offre de marché ne font plus l'objet d'une différenciation à partir du 1^{er} août 2022.

De plus, la délibération n° 2021-157 du 3 juin 2021 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.

Le montant du terme R_f est, à partir du 1^{er} août 2023 :

- pour les clients $BT \leq 36$ kVA de 7,29 € ;
- pour les clients $BT > 36$ kVA de 83,62 € ;
- pour les clients HTA de 167,24 €.

De la même manière, la délibération TURPE 6 a fixé les valeurs applicables pour le coefficient C_{card} , qui vise à rémunérer les GRD pour le surcoût qu'ils encourent pour la gestion des clients ayant conclu un contrat d'accès au réseau directement avec eux, et a aussi introduit une indexation sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2019 et l'année précédant la mise à jour tarifaire.

Le montant du paramètre C_{card} est, à partir du 1^{er} août 2023 :

- pour les clients $BT \leq 36$ kVA de 8,47 € ;
- pour les clients $BT > 36$ kVA de 113,64 € ;
- pour les clients HTA de 227,27 €.

DECISION DE LA CRE

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité. En outre, ce même article énonce d'une part que « [l]a Commission de régulation de l'énergie se prononce [...] sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité » et d'autre part qu'elle « peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs ».

Par la délibération du 21 janvier 2021, la CRE a fixé les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT applicables à compter du 1^{er} août 2021 (dits « TURPE 6 HTA-BT ») pour environ 4 ans. Cette délibération précise en outre les modalités du calcul de l'évolution de la grille tarifaire à chaque 1^{er} août, à partir de 2022.

Les évolutions annuelles de grille tarifaire visent, notamment, à prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés sur l'année précédente et les charges et les produits prévisionnels sur des postes peu prévisibles pris en compte pour définir le TURPE et identifiés dans le mécanisme du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Enfin, la délibération de la CRE n° 2018-011 du 18 janvier 2018 a augmenté la part fixe (abonnement) à hauteur d'un montant moyen R_f pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour rémunérer la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD à compter du 1^{er} janvier 2018. De plus, la délibération n° 2021-157 du 3 juin 2021 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.

En application des dispositions des délibérations de la CRE susmentionnées, l'évolution annuelle du TURPE 6 HTA-BT résulte :

- d'une évolution à la hausse du niveau moyen du tarif de $Z_{2023} = + 6,51 \%$ en application de la formule définie dans la délibération tarifaire du 21 janvier 2021 :

$$Z_{2023} = IPC_{2023} + X + k_{2023} = 4,20 \% + 0,31 \% + 2 \% = + 6,51 \%$$

- du montant du terme R_f qui est, à partir du 1^{er} août 2022 :
 - o pour les clients BT ≤ 36 kVA de 7,29 € ;
 - o pour les clients BT > 36 kVA de 83,62 € ;
 - o pour les clients HTA de 167,24 € ;
- du montant du paramètre C_{card} qui est, à partir du 1^{er} août 2022 :
 - o pour les clients BT ≤ 36 kVA de 8,47 € ;
 - o pour les clients BT > 36 kVA de 113,64 € ;
 - o pour les clients HTA de 227,27 €.

L'évolution tarifaire entre en vigueur le 1^{er} août 2023. Les coefficients de la grille tarifaire du TURPE 6 HTA-BT qui découlent de la présente évolution figurent en annexe 2 de la présente délibération.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera transmise à la ministre de la transition énergétique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

Délibéré à Paris, le 31 mai 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

ANNEXE 1 : CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF AU TITRE DE L'ANNEE 2022

Le tableau ci-après présente le revenu autorisé calculé *ex post* pour les postes de charges, de recettes et les incitations financières au titre de l'année 2022. Il indique également, le montant prévisionnel pris en compte dans la délibération de la CRE n° 2021-13 du 21 janvier 2021 (Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT) et l'écart entre le revenu autorisé calculé *ex post* et ce montant prévisionnel.

La convention de signe de ce tableau est la suivante : un montant positif représente un montant à couvrir par le tarif, tel qu'une charge ou un bonus pour Enedis ; un montant négatif représente un montant venant réduire les charges couvertes par le tarif au titre du CRCP, telles qu'un produit ou une pénalité pour Enedis.

Montants au titre de l'année 2022 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé <i>ex post</i> [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération TURPE 6 HTA-BT révisés de l'inflation [B]	Ecart [A] - [B]	Ecart en %
Charges				
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (i.a)	4 925	4 925	-	-
Charges de capital incitées « hors réseaux » (i.b)	341	341	-	-
Autres charges de capital (charges de capital non incitées) (i.c)	4 580	4 496	83	1,8 %
Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis (i.d)	3 540	3 646	- 107	- 2,9 %
Charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport (i.e)	27	42	- 15	- 35,7 %
Charges relatives aux pertes ainsi que la régulation incitative relative aux pertes (i.f)	2 231	1 181	1 050	88,9 %
Charges relatives aux impayés des clients finals correspondants au TURPE (i.g)	89	90	- 1	- 1,2 %
Charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE), méthode par analyse des comptes (i.h)	188	240	- 52	- 21,8 %
Charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique (i.i)	296	-	296	-
Valeur nette comptable des immobilisations démolies (i.j)	3	-	3	-
Redevances de concession pour les variations dues au nombre de contrats renouvelés par Enedis (i.k)	318	323	- 5	- 1,7 %
Charges associées à la mise en oeuvre des flexibilités (i.l)	-	-	-	-
Charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques (i.m)	-	-	-	-
Mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (i.n)	-	-	-	-
Ecart prévisionnel annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel (i.o)	- 188	- 188	-	-
Recettes				
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	888	760	128	16,9 %
Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains	6	-	6	-
Ecarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes	-	-	-	-
Prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué	-	-	-	-
Incitations financières				
Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux	- 17	0	- 17	--
Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky	17	0	17	-
Régulation incitative de la continuité d'alimentation	18	0	18	-
Régulation incitative de la qualité de service	- 10	0	- 10	-
Régulation incitative sur mise à disposition des données	3	0	3	-
Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe	0	0	0	-
Régulation incitative des dépenses de recherche et développement	-	-	-	-
Apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 5 HTA-BT	153	153	-	-
Montant imputé au CRL du projet Linky	7	7	-	-
Total du revenu autorisé	15 612	14 484	1 128	8,0 %



Postes de charges pris en compte pour le calcul ex post au titre de l'année 2022**a) Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées (i.a)**

Le montant retenu dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à 4 925 M€, soit la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (4 717 M€) :

- divisée par l'inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2019 et l'année 2022 (1,0181) ;
- multipliée par l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2019 et l'année 2022 (1,0720).

b) Charges de capital incitées « hors réseaux » (i.b)

Le montant retenu dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT, soit 341 M€.

c) Autres charges de capital (charges de capital non incitées) (i.c)

Le montant des charges de capital non incitées est égal à la différence entre :

- le montant des charges de capital, 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 ;
- le montant des charges de capital incitées « hors réseaux ».

Le montant retenu dans le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à 4 580 M€, correspondant à un écart de + 83 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (4 496 M€).

d) Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source d'Enedis (i.d)

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal aux charges liées au paiement du TURPE HTB par Enedis, soit 3 540 M€, correspondant à un écart de - 107 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (3 646 M€). Cet écart s'explique notamment par une baisse du volume injecté sur le réseau d'Enedis depuis le réseau de transport (- 17 TWh par rapport à 2021).

e) Charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport (i.e)

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal aux charges d'Enedis liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport, soit 27 M€, correspondant à un écart de - 15 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (42 M€).

f) Charges relatives aux pertes ainsi que la régulation incitative relative aux pertes (i.f)

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à la somme des charges d'Enedis liées à la compensation des pertes, soit 2 220 M€, de la régulation incitative des pertes dans les réseaux, soit un bonus de 11 M€. Les charges liées à la compensation des pertes prises en compte dans le revenu autorisé 2022 s'élèvent donc à 2 231 M€ correspondant à un écart de + 1 050 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (1 202 M€). Cet écart s'explique par un prix de référence des pertes très supérieur aux prévisions.

La régulation incitative des pertes dans les réseaux donne lieu en 2022 à un bonus de 11 M€, cette incitation est la somme :

- de la valeur prévisionnelle de la régulation incitative des pertes au titre de l'année 2021, soit 9,5 M€ ;
- de la correction de la valeur prévisionnelle de la régulation incitative des pertes au titre de l'année 2020. La valeur prévisionnelle prise en compte lors du calcul du CRCP de l'année 2021 était de - 23 M€. A la suite du calcul avec les données définitives, la valeur définitive est de - 21,5 M€. Ainsi la correction de la régulation incitative pour l'année 2020 est de 1,5 M€ en faveur d'Enedis.

g) Charges relatives aux impayés des clients finals correspondants au TURPE (i.g)

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à 89 M€, correspondant à la somme des charges et des produits de l'année 2022 au titre de la prise en charge par Enedis des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE. Ce montant correspond à un écart de - 1 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (90 M€).

h) Charges relatives aux contributions d'Enedis au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) par la méthode par analyse des comptes (i.h)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à 188 M€, correspondant à la somme des dotations versées par Enedis en 2022 au titre du fonds de péréquation de l'électricité calculé sur l'analyse des comptes des GRD en ayant fait la demande. Pour l'année 2022, les versements effectués par Enedis au titre du FPE se décomposent de la manière suivante :

- 158 M€ versés à EDF SEI correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2022-205 du 13 juillet 2022 ;
- 12 M€ versés à Electricité de Mayotte correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2022-205 du 13 juillet 2022 ;
- 14 M€ versés à GÉRÉDIS correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2022-205 du 13 juillet 2022 ;
- 3,4 M€ versés à EEFW correspondant au montant défini dans la délibération de la CRE n° 2022-205 du 13 juillet 2022.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 correspond à un écart de - 52 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (240 M€).

i) Charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique (i.i)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à 296 M€. Ce montant est constitué de la somme des contreparties versées par Enedis aux fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique en 2022.

Ce montant correspond à un écart de 296 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (0 M€). Ces versements sont compensés par des recettes perçues par Enedis au travers d'un paramètre R_f ajouté à la composante de gestion facturée par Enedis. Comme l'ensemble des recettes, les revenus collectés à travers le paramètre R_f sont pris en compte dans le calcul du CRCP d'Enedis. Ainsi, seuls les écarts résiduels entre la rémunération moyenne des fournisseurs versée par Enedis et l'augmentation moyenne de la composante de gestion seront compensés via le CRCP.

j) Coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies) (i.j)

La couverture via le CRCP des coûts échoués, autres que ceux qui seraient jugés récurrents ou prévisibles, qui font l'objet d'une trajectoire (68 M€/an) intégrée dans les charges nettes d'exploitation incitées d'Enedis, fait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base de dossiers argumentés présentés par Enedis.

Pour l'année 2022 Enedis a demandé la couverture de 2,8 M€ au titre de coûts échoués non récurrents et non prévisibles. La CRE, sur la base de l'examen du dossier argumenté présenté par Enedis, retient cette demande.

k) Redevances de concession pour les variations dues au nombre de contrats renouvelés par Enedis (i.k)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la trajectoire de coûts prévisionnels définie dans la délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT, corrigée des éventuels changements dans le rythme de renouvellement des contrats. Les modalités détaillées de calcul de cette trajectoire corrigée sont décrites dans une annexe confidentielle de la délibération susmentionnée.

Pour 2022, le montant prévisionnel pour les redevances de concession est de 323 M€, les retards dans le renouvellement de certains contrats de concession ont pour impact une diminution des redevances de concession supportées par Enedis de 5 M€. Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est de 318 M€.

l) Charges associées à la mise en œuvre des flexibilités (i.l)

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.

En 2022 Enedis n'a pas présenté de demande de couverture de charges associées à la mise en œuvre de flexibilité. Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est donc égal à 0 M€.

m) Charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques (i.m)

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à l'écart entre le montant entre les charges réalisées correspondant aux surcoûts d'achats de travaux et de main-d'œuvre associés aux aléas climatiques et la trajectoire de 40M€/an fixée pour ce poste, pour la seule part de ce montant supérieure à 20M€ ou inférieure à - 20 M€.

En 2022 les charges d'exploitation supportées par Enedis pour la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques ont été de 35 M€. Ce montant est inférieur à 40 M€ mais supérieur à la limite de 20 M€ en deçà de laquelle les écarts auraient été pris en compte au CRCP. Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est nul.

n) Mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (i.n)

Enedis peut demander, une fois par an, pour une prise en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet, ou un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents (*smart grids*).

Enedis n'a pas fait de demande en ce sens et le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est donc égal à 0 M€, ce montant ne présente pas d'écart avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (0 M€).

o) Ecart prévisionnel annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel (i.o)

Les écarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2021-2024 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel d'Enedis pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6 HTA-BT.

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT, soit - 188 M€.

Postes de recettes pris en compte pour le calcul *ex post* au titre de l'année 2022

a) Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement (ii.a)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à 888 M€, correspondant aux recettes effectivement perçues par Enedis en 2022 au titre des contributions liées au raccordement. Ce montant correspond à un écart de + 128 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT (760 M€).

b) Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains (ii.b)

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.

En 2022 les cessions effectuées par Enedis lui ont permis d'effectuer des plus-values à hauteur de 8 M€, ainsi le montant dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à 6,4 M€.

c) Ecart de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes (ii.c)

La délibération n° 2021-211⁶ du 1^{er} juillet 2022 n'a pas introduit d'écart de recettes aux titres des prestations annexes d'Enedis.

Ainsi, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2021 est nul.

d) Prise en compte des contrats conclus par le groupe EDF avec des tiers relatifs au comptage évolué (ii.d)

Enedis est tenu de faire part à la CRE 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. Le cas échéant, la CRE pourra prendre en compte dans le TURPE 6, en tout ou partie, les conséquences financières qui résulteraient de tels contrats.

Les montants retenus pour le calcul du revenu autorisé calculé *ex post* sont ceux définis par la CRE, le cas échéant, au titre d'un tel partage.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à 0 M€.

Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2022

a) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (iii.a)

Enedis est incité, pour certains investissements, à hauteur de 20 % de l'écart entre les investissements réalisés et le coût théorique de ces investissements selon un modèle de coûts unitaires établi par la CRE.

⁶ Délibération n° 2021-211 de la Commission de régulation de l'énergie du 1^{er} juillet 2021 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité

L'incitation liée à la régulation incitative des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux est, dans un premier temps, calculée sur la base de données provisoires, et l'année suivante sur la base de données mises à jour. Ainsi, le montant de référence pris en compte au titre du calcul *ex post* du revenu autorisé pour l'année 2022 est égal à la somme entre :

- l'écart entre l'incitation annuelle au titre de l'année 2020, basée sur des données provisoires (malus de 18 M€), et l'incitation annuelle au titre de l'année 2020 sur la base des données définitives (malus de 15,4 M€), la valeur prise en compte est donc de 2,6 M€ en faveur d'Enedis ;
- le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année 2021, calculée sur la base des données provisoires (- 19,4 M€).

Ainsi, le montant de référence pris en compte au titre du calcul *ex post* du revenu autorisé pour l'année de 2022 représente un malus de 16,8 M€. Cette valeur pourra être corrigée lors du calcul du revenu autorisé de l'année 2023 avec les valeurs définitives de l'année 2021.

b) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky (iii.b)

Le montant de référence retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué « Linky », telles que définies par les délibérations de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis⁷ (ci-après « la Délibération Linky ») et 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).

Incitation relative aux coûts du projet Linky

La Délibération Linky prévoit une incitation financière relative aux coûts du projet de comptage évolué d'Enedis (coût unitaire des compteurs et des systèmes associés et coût des systèmes d'information) calculée annuellement. Cette incitation prend la forme d'un bonus/malus, s'ajoutant à la prime de 3 % de rémunération des actifs mis en service dans le cadre de ce projet.

Avec près de 4,8 millions de compteurs posés en 2021, la base d'actifs de référence liée au projet de comptage évolué s'élève à 3 606 M€ au 31 décembre 2021. La base d'actifs réalisée s'élève à 3 009 M€ à la même date, donnant lieu à un bonus de 18 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative des coûts pour l'année 2022, ce montant correspond à une rémunération de 300 pds sur l'écart entre la BAR de référence et la BAR réalisée.

Incitations relatives à la performance du système

A fin 2022, plus de 35,4 millions de points de connexion ont été équipés d'un compteur Linky dont près de la totalité étaient déclarés communicants dans le système d'information Ginko.

S'agissant de la performance du système de comptage, Enedis a supporté en 2022 une pénalité de 1 M€ (cf. calcul détaillé en annexe 3) due à sa contre-performance s'agissant, notamment, du taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois.

Globalement la régulation incitative de la qualité de service relative à la performance du système Linky donne lieu, en 2022, à un malus de - 1 M€.

Montant de référence retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022 est égal à la somme des deux termes calculés précédemment et donne lieu à un bonus de 16,8 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Linky. Un bilan est fourni en annexe 3.

c) Régulation incitative de la continuité d'alimentation (iii.c)

Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour Enedis, les ELD desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI. 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.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis au titre de l'année 2022, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal, dans la limite globale de ± 83 M€, des quatre incitations financières définies à l'annexe 7 de la Délibération tarifaire TURPE 6 HTA-BT, calculées au titre de l'année 2021.

Les performances atteintes par Enedis en 2022 donnent lieu à un bonus de 18,3 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation. Un bilan est fourni en annexe 4 de la présente délibération. Ce montant est intégré dans le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis pour l'année 2022.

⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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.

d) Régulation incitative de la qualité de service (iii.d)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies à l'annexe 8 de la délibération TURPE 6 HTA-BT.

Les performances atteintes par Enedis en 2022 donnent lieu à un malus de - 10,2 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la continuité de la qualité de service. Un bilan est fourni en annexe 3 de la présente délibération. Ce montant est intégré dans le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis pour l'année 2022.

e) Régulation incitative sur la mise à disposition des données (iii.e)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis, au titre de la régulation incitative sur la mise à disposition des données, est égal à la somme des incitations financières définies à l'annexe 6 de la délibération tarifaire TURPE 6 HTA BT.

Les performances atteintes par Enedis en 2022 donnent lieu à un bonus de 3 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative sur la mise à disposition des données. Un bilan est fourni en annexe 5 de la présente délibération. Ce montant est intégré dans le calcul *ex post* du revenu autorisé d'Enedis pour l'année 2022.

f) Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe (iii.f)

La délibération TURPE 6 HTA-BT a introduit un mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution, par Enedis, d'actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année 2022, au titre de la régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe, est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de ce cette régulation, au titre de l'année 2022.

Aucune action n'est intégrée dans le mécanisme, ainsi le montant à prendre en compte au titre de l'année 2021 est nul.

g) Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) (iii.g)

Si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2021-2024 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire. Il n'y a donc pas de montant à prendre en compte cette année dans le revenu autorisé définitif pour l'année 2022.

Apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 5 HTA-BT

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022, le montant à déduire au titre de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 5 HTA BT pour 2022 est fixé à 153 M€ par la délibération TURPE 6 HTA-BT.

Montant imputé au CRL du projet Linky

Pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2022, le montant à déduire au titre du compte régulé de lissage (CRL) du projet Linky est fixé à 7 M€ par la Délibération tarifaire TURPE 6.

ANNEXE 2 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOUT 2023

Composante annuelle de gestion (CG)

Le montant de la composante annuelle de gestion (y compris R_f et C_{card}) facturé par le GRD est l'arrondi à 12 c€ près de la somme des composantes annuelles de gestion présentées dans les tableaux ci-dessous et des montants R_f et C_{card} présentés au paragraphe 2.2.5 de la présente délibération.

Composante annuelle de gestion

Composante annuelle de gestion hors R_f et C_{card} applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024		
CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	232,25	232,25
BT > 36 kVA	116,12	116,12
BT ≤ 36 kVA	8,13	8,13

Composante annuelle de gestion des autoproducteurs

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels avec injection du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024	
CG (€/an)	Autoproducteurs individuels avec injection
HTA	348,37
BT > 36 kVA	174,18
BT ≤ 36 kVA	12,19

Composante de gestion hors R_f et C_{card} des autoproducteurs individuels sans injection du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024		
CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTA	232,25	232,25
BT > 36 kVA	116,12	116,12
BT ≤ 36 kVA	8,13	8,13

Composante de gestion hors R_f et hors C_{card} des autoproducteurs en collectif applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024		
CG (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
BT > 36 kVA	174,18	174,18
BT ≤ 36 kVA	12,19	12,19



Composante annuelle de comptage (CC)

Composante annuelle de comptage applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 - Utilisateurs sans dispositif de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,56

Composante annuelle de comptage applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 - Utilisateurs avec dispositif de comptage

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	-	Mensuelle	339,96
BT	P > 36 kVA	Mensuelle	255,84
	P ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ⁸	19,92

Composante de comptage spécifique à la relève résiduelle applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024

Composante (€/an)
54,24*

*Soit 9,04 € tous les deux mois.

Composante annuelle des injections (CI)

Composante annuelle des injections applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024

Domaine de tension	c€/MWh
HTA	0
BT	0

⁸ 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.



Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension HTA

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – 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)	$b_1 = 10,12$	$b_2 = 10,04$	$b_3 = 9,94$	$b_4 = 9,89$	$b_5 = 9,65$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 5,35$	$c_2 = 4,01$	$c_3 = 2,45$	$c_4 = 1,08$	$c_5 = 0,70$

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – 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)	$b_1 = 27,39$	$b_2 = 25,01$	$b_3 = 16,01$	$b_4 = 12,49$	$b_5 = 9,89$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,88$	$c_2 = 2,19$	$c_3 = 1,58$	$c_4 = 0,74$	$c_5 = 0,59$

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile

Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – 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)	$b_1 = 10,28$	$b_2 = 10,02$	$b_3 = 9,94$	$b_4 = 9,89$	$b_5 = 9,65$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 6,49$	$c_2 = 3,87$	$c_3 = 2,45$	$c_4 = 1,08$	$c_5 = 0,70$



Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe mobile applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – 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)	$b_1 = 30,04$	$b_2 = 26,81$	$b_3 = 16,01$	$b_4 = 12,49$	$b_5 = 9,89$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,33$	$c_2 = 1,99$	$c_3 = 1,58$	$c_4 = 0,74$	$c_5 = 0,59$

Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour le domaine de tension BT > 36 kVA

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – 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)	$b_1 = 14,67$	$b_2 = 11,29$	$b_3 = 10,59$	$b_4 = 9,57$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 5,63$	$c_2 = 4,11$	$c_3 = 2,37$	$c_4 = 1,72$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – 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)	$b_1 = 24,55$	$b_2 = 15,46$	$b_3 = 13,44$	$b_4 = 10,82$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,76$	$c_2 = 3,63$	$c_3 = 2,16$	$c_4 = 1,50$



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 du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	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)	$b_1 = 14,76$	$b_2 = 10,91$	$b_3 = 9,57$	$b_4 = 8,72$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 5,73$	$c_2 = 3,53$	$c_3 = 2,13$	$c_4 = 1,72$	$c_5 = 3,20$	$c_6 = 2,18$	$c_7 = 0,78$	$c_8 = 0,53$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles longue utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – longue utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	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)	$b_1 = 25,12$	$b_2 = 15,85$	$b_3 = 12,75$	$b_4 = 10,60$

Tarif BT > 36 kVA à 4 plages temporelles applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – longue utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 4,90$	$c_2 = 3,13$	$c_3 = 1,98$	$c_4 = 1,12$	$c_5 = 3,20$	$c_6 = 2,18$	$c_7 = 0,78$	$c_8 = 0,53$



Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024

α (€ / h)
11,21

Composante annuelle de soutirage (CS) pour le domaine de tension BT \leq 36 kVA

Tarif BT \leq 36 kVA sans différenciation temporelle – courte utilisation

Tarif BT \leq 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part puissance

Période d'application	b (€/kVA)
Du 01/08/2023 au 31/07/2024	9,96 ⁹

Tarif BT \leq 36 kVA sans différenciation temporelle courte utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part énergie

c (c€/kWh)
4,37

Tarif BT \leq 36 kVA à 4 plages temporelles – courte utilisation

Tarif BT \leq 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part puissance

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2023 au 31/07/2024	9 ¹⁰

Tarif BT \leq 36 kVA à 4 plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part énergie

C_1 Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	C_2 Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	C_3 Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	C_4 Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
6,67	4,56	1,43	0,88

⁹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 10 €/kVA.

¹⁰ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 8,98 €/kVA.



Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles – moyenne utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2023 au 31/07/2024	12,24 ¹¹

Tarif BT ≤ 36 kVA à 2 plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part énergie

<i>c</i> ₁ Heures pleines (c€/kWh)	<i>c</i> ₂ Heures creuses (c€/kWh)
4,47	3,16

Tarif BT ≤ 36 kVA à 4 plages temporelles – moyenne utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part puissance

Période d'application	<i>b</i> (€/kVA/an)
Du 01/08/2023 au 31/07/2024	10,56 ¹²

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part énergie

<i>c</i> ₁ Heures pleines de saison haute (c€/kWh)	<i>c</i> ₂ Heures creuses de saison haute (c€/kWh)	<i>c</i> ₃ Heures pleines de saison basse (c€/kWh)	<i>c</i> ₄ Heures creuses de saison basse (c€/kWh)
6,12	4,24	1,39	0,87

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle – longue utilisation

Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part puissance

<i>b</i> (€/kVA/an)
81,24 ¹³

¹¹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 12,19 €/kVA.

¹² Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 10,55 €/kVA.

¹³ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 81,29 €/kVA.



Tarif BT ≤ 36 kVA sans différenciation temporelle longue utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part énergie

c (c€/kWh)
1,10

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 du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part puissance – autoproduction collective (en aval d’un même poste HTA/BT)

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2023 au 31/07/2024	9 ¹⁴

Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles courte utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part énergie – autoproduction collective (en aval d’un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 7,23$	$c_2 = 4,42$	$c_3 = 2,29$	$c_4 = 0,86$	$C_5 = 1,64$	$C_6 = 1,29$	$C_7 = 0,77$	$C_8 = 0,37$

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 du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part puissance – autoproduction collective (en aval d’un même poste HTA/BT)

Période d'application	b (€/kVA/an)
Du 01/08/2023 au 31/07/2024	10,68 ¹⁵

¹⁴ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 8,99 €/kVA.

¹⁵ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 10,63 €/kVA.



Tarif BT ≤ 36 kVA à quatre plages temporelles moyenne utilisation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – part énergie – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute alloproduit (j = 1)	Heures creuses de saison haute alloproduit (j = 2)	Heures pleines de saison basse alloproduit (j = 3)	Heures creuses de saison basse alloproduit (j = 4)	Heures pleines de saison haute autoproduit (j = 5)	Heures creuses de saison haute autoproduit (j = 6)	Heures pleines de saison basse autoproduit (j = 7)	Heures creuses de saison basse autoproduit (j = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 6,60$	$c_2 = 4,23$	$c_3 = 2,22$	$c_4 = 0,86$	$C_5 = 1,64$	$C_6 = 1,29$	$C_7 = 0,77$	$C_8 = 0,37$

Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

Alimentations complémentaires

Composante des alimentations complémentaires applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA	3 654,36	Liaisons aériennes : 996,86 Liaisons souterraines : 1 495,29

Alimentations de secours

Composante des alimentations de secours applicable du 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2024 – réservation de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	7,13
BT	7,55

Composante des alimentations de secours applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – 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	9,26	2,00	74,29
HTB 1	HTA	3,22	2,00	26,38

Composante de regroupement (CR)

Composante de regroupement applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : 0,57 Liaisons souterraines : 0,83

Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	9,52

Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

Flux de soutirage

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – flux de soutirage

Domaine de tension	Rapport $\text{tg } \phi_{\text{max}}$	c€/kVAr.h
HTA	0,4	2,20
BT > 36 kVA	0,4	2,30

Flux d'injection

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – flux d'injection (installation non régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,20
BT > 36 kVA	2,30

Composante annuelle à l'énergie réactive applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024 – flux d'injection (installation régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,20

Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité applicable du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024

Domaine de tension	c€/kVAr.h
HTA	2,20

ANNEXE 3 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2022

Tableaux récapitulatifs de la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis

Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ENEDIS	5 807	0	- 176 624*
Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	100 %	98 %	-
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	96,77 %	94 %	2 214 848
Taux de réclamations multiples filtré	12,13 %	10 %	- 657 160
Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur	40	0	- 2 000*
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client			- 697 531
<i>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</i>	94,78 %	92 %	1 330 270
<i>Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</i>	86,89 %	92 %	- 2 027 801
Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement par catégorie de raccordement			- 17 203 168
<i>Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau</i>	73,8	68	- 4 077 251
<i>Ajouts injection sur branchements existants***</i>	-	-	-
<i>Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau</i>	164,9	141	- 2 000 000
<i>Raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension</i>	144,8	138	- 1 125 916
<i>Raccordements collectifs</i>	226,3	199	- 2 500 000
<i>Raccordements en soutirage sur le réseau HTA</i>	229,6	175	- 5 000 000
<i>Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA</i>	253,6	180	- 2 500 000
Taux de disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail fournisseur et tiers	99,59 %	99 %	-
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	96,91 %	96 %	422 302
Taux d'appel à la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes	81,78 %	76 %	3 000 000
Énergie calée et normalisée en Recotemp	1,55 %	3,87 %	2 500 000
Écarts au périmètre d'équilibre d'Enedis**	2,96 %	4%	-
Qualité de la prévision des pertes relative à l'ENA	1,56 %	1,7 %	225 000
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs communicants)			- 10 376 381
Total des incitations financières (hors indicateur portant sur le nombre de RDV planifiés non respectés par Enedis, nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur et hors périmètre des compteurs communicants)			- 10 195 708

* La pénalité liée à cet indicateur est versée directement aux fournisseurs concernés.

** Si le volume des écarts est supérieur à 4% des pertes constatées, un audit sera mené par la CRE pour s'assurer de la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts.

*** Incitation non calculée du fait d'un changement de méthodologie qui rend le calcul de l'incitation non pertinent

Indicateurs sur le périmètre des compteurs communicants	Résultats annuels d'Enedis	Nombre de mois en dessous de l'objectif	Objectif de base	Incitations financières (€)
Taux de télé-relevés journaliers réussis	98,3 %	-	98,0 %	-
Taux de publication par Ginko des index réels mensuels	99 %	3	99,0 %	- 100 000
Taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	0,7 %	12	0,5 %	- 1 000 000
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs	99 %	-	98,0 %	-
Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile	98,4 %	-	98,0 %	-
Nombre de calendriers spécifiques fournisseurs mis en place après les délais impartis	0	-	0	-
Total des incitations financières sur le périmètre des compteurs communicants				- 1 100 000

NB : Un signe positif traduit un bonus versé à Enedis. Un signe négatif correspond à une pénalité.

Analyse de la qualité de service d'Enedis

La délibération TURPE 6 du 21 janvier 2021 a mis en place un cadre de régulation incitative pour la période 2021-2024. Dans la continuité des cadres de régulation mis en place par les précédents tarifs, celui-ci vise à encourager Enedis à poursuivre son amélioration au service des usagers. Pour rester efficaces, les indicateurs et les incitations associées doivent évoluer de manière régulière, en fonction des résultats obtenus et des enjeux nouveaux qui apparaissent. Ainsi, le cadre de régulation actuellement en vigueur a vu la suppression de l'incitation sur certains indicateurs désormais obsolètes par rapport à la période TURPE 5.

La délibération TURPE 6 a mis l'accent sur 3 domaines spécifiques sur lesquels une amélioration de la performance d'Enedis est attendue et pour lesquels de nouveaux indicateurs ont été mis en place, il s'agit du traitement des raccordements par Enedis, du traitement des réclamations et de la relation d'Enedis avec les fournisseurs d'électricité, ceux-ci échangeant régulièrement avec Enedis au nom de leurs clients.

En 2022, la performance d'Enedis sur la qualité de service est contrastée. Au global, Enedis doit supporter un malus de 10,2 M€ sur la qualité de service, qui est principalement le fait des résultats de l'incitation sur le délai moyen de réalisation des raccordements qui génère un malus de 17,2 M€.

Sur les 13 indicateurs incités d'Enedis, 5 génèrent des malus et 8 des bonus, ce qui témoigne d'une performance mitigée de l'opérateur.

Traitement des raccordements

La délibération TURPE 6 a renforcé la régulation sur les délais de raccordement, avec le remplacement de l'indicateur incité relatif au respect de la date convenue de mise à disposition du raccordement, par une incitation sur le délai moyen de réalisation des raccordements. Les objectifs de délais de raccordement pour chaque catégorie suivent une trajectoire régulière à la baisse afin d'atteindre, à la fin de la période du TURPE 6, un niveau cohérent avec les délais observés en 2015-2016 et atteignable par Enedis sur la période du TURPE 6. Ces trajectoires envisagent une baisse moyenne de près de 30 % du délai moyen de raccordement à la fin de la période du TURPE 6 par rapport au réalisé de l'année 2019. Depuis la généralisation de la téléopération, une partie des opérations d'ajouts injection sur branchements existants ne correspondent plus à des opérations de raccordement ce qui rend impossible le calcul de l'incitation pour cette catégorie, ainsi le calcul n'est pas effectué pour cette catégorie et aucune incitation n'en résulte.

Les délais sont exprimés en jours	Réalisé 2019		Réalisé 2021		Objectif 2022	Réalisé 2022	
	Délai	Nb	Délai	Nb		Délai	Nb
Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau	80	153 215	84,9	154 116	68	73,8	153 921
Ajout injection sur branchements existants	33		-		-	-	



Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau	160	7 552	162,8	6 899	141	164,9	6 812
Raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension	144	9 175	143,2	8 837	138	144,8	10 177
Raccordements collectifs	238	21 471	229,7	21 960	199	226,3	22 549
Raccordements en soutirage sur le réseau HTA	205	1 604	216,9	1 689	175	229,6	1 871
Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA	211	3 689	233,2	6 415	180	253,6	6 627

Résultats de l'indicateur « délai moyen de réalisation des raccordements » pour les années 2021 et 2022

En 2022, Enedis s’est amélioré sur les délais de réalisation des travaux de raccordement des clients individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau et sur les raccordements collectifs avec une diminution respective du délai de raccordement de 13 % et 1,5 % entre 2021 et 2022. Cette amélioration du délai réalisé par Enedis (74 jours) n’est toutefois pas suffisante pour atteindre l’objectif fixé pour 2022 (68 jours).

Sur les travaux de raccordements des clients « BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau », et « soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension », les délais de raccordements sont en légère augmentation par rapport à 2021, et s’éloignent un peu plus des objectifs fixés à Enedis (en diminution de 2 % à 9 % suivant la catégorie), ce qui aggrave le malus d’Enedis. Pour les raccordements des clients en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension, cette légère dégradation peut s’expliquer par une augmentation du volume de raccordement entre 2021 et 2022 (+ 15 %).

La performance d’Enedis s’est nettement dégradée sur les raccordements des clients en soutirage HTA pour atteindre 230 jours en moyenne pour l’année 2022, soit une augmentation de 6 % des délais de réalisation des travaux. Cette augmentation peut en partie s’expliquer par une augmentation des volumes de raccordements réalisés de 6 % par rapport à 2021.

Pour les raccordements des producteurs BT > 36 kVA et HTA, l’augmentation du nombre de raccordements réalisés s’est poursuivie en 2022 avec une augmentation de 3 % par rapport à 2021. Les délais de raccordement dérivent dans une proportion très supérieure : le délai de réalisation des travaux de raccordement qui atteint 254 jours en 2022 (+9%), pour un objectif de 180 jours soit des délais supérieurs de 40 % aux objectifs. La CRE considère que le raccordement de ces sites dans les meilleurs délais est un enjeu primordial de l’activité d’Enedis et du mix énergétique français : elle considère qu’Enedis doit tout mettre en œuvre pour adapter son organisation pour répondre à l’évolution des demandes de raccordement.

La non atteinte des objectifs génère globalement un malus important pour Enedis (- 17,2 M€).

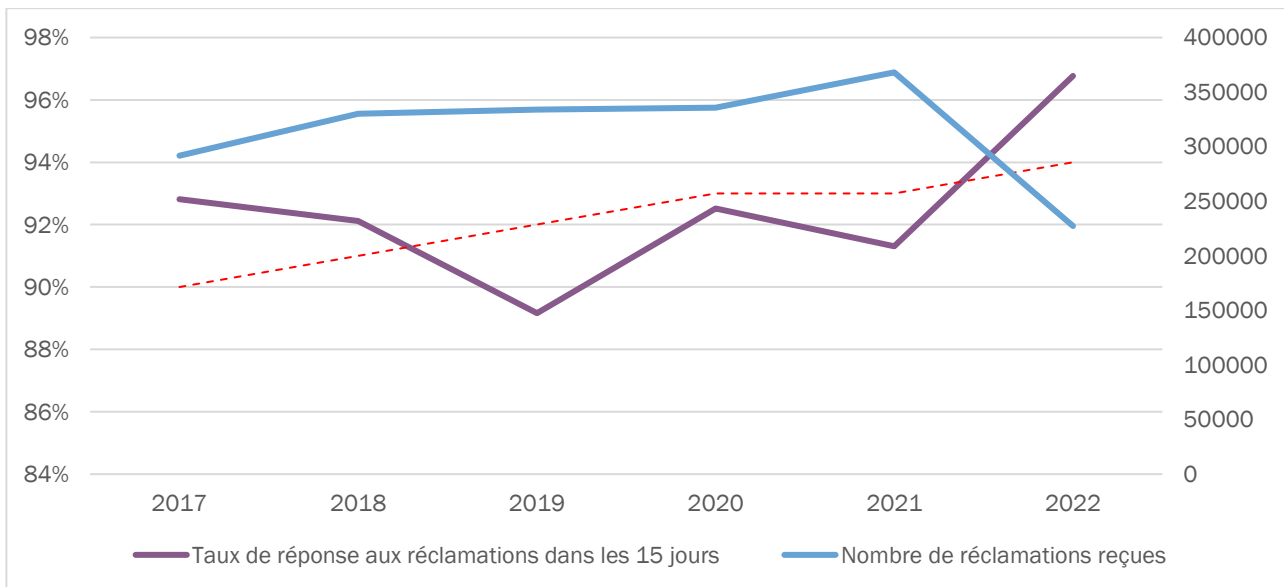
La délibération TURPE 6 a maintenu l’incitation sur l’indicateur « taux de respect de l’envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client ». Pour l’année 2022, la performance d’Enedis est contrastée entre le segment des consommateurs individuel BT ≤ 36 kVA et Petits Producteurs pour laquelle Enedis bat l’objectif et le segment des utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA pour lequel Enedis la performance d’Enedis s’est fortement dégradée à partir d’août 2022 ce qui entraîne un résultat sur l’année 2022 inférieur à l’objectif fixé. Ainsi, Enedis supporte une pénalité sur cet indicateur : celle-ci est portée par le segment des utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA. Enedis atteint un niveau de 94,8 % pour les consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA et les petits producteurs pour un objectif de 92 % et un niveau de 86,9 % pour les consommateurs (individuels BT > 36 kVA + collectifs BT et HTA) et les grands producteurs pour un objectif de 92 %.

En plus de ces indicateurs incités, la délibération TURPE 6 définit une liste d'indicateurs suivis. En particulier, le TURPE 6 a introduit le suivi du « taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité », du « délai de réalisation des raccordements provisoires » et la mesure de la « qualité perçue par les utilisateurs des prestations de raccordement ». En 2022, les lignes des « accueils raccordement électricité d'Enedis » ont été disponibles à 84,9 % en légère diminution par rapport à 2021 (86,7%). Ce taux de disponibilité s'est dégradé à partir du mois de septembre 2022 avec un niveau moyen de 82,3 % sur le dernier trimestre. Le délai moyen des raccordements provisoires a été de 26,6 jours en 2022 avec une forte amélioration au cours de l'année puisque ce délai était de 40,7 jours en janvier et de 20,7 jours en décembre, globalement le délai de réalisation des raccordements provisoire a diminué de 25 % par rapport à 2021 (35,7 jours).

En 2022, l'indicateur sur la qualité perçue des opérations de raccordement indique que 7,9 % des clients n'étaient « pas du tout satisfaits » à la suite de la réalisation d'une prestation de raccordement par Enedis. Ce taux est plus faible pour les clients raccordés en BT > 36 kVA ou en HTA avec 7,5 % que pour les clients raccordés en BT ≤ 36 kVA avec 8%. Le taux d'insatisfaction des utilisateurs reste globalement stable par rapport à 2021 (7,7 %).

Traitement des réclamations

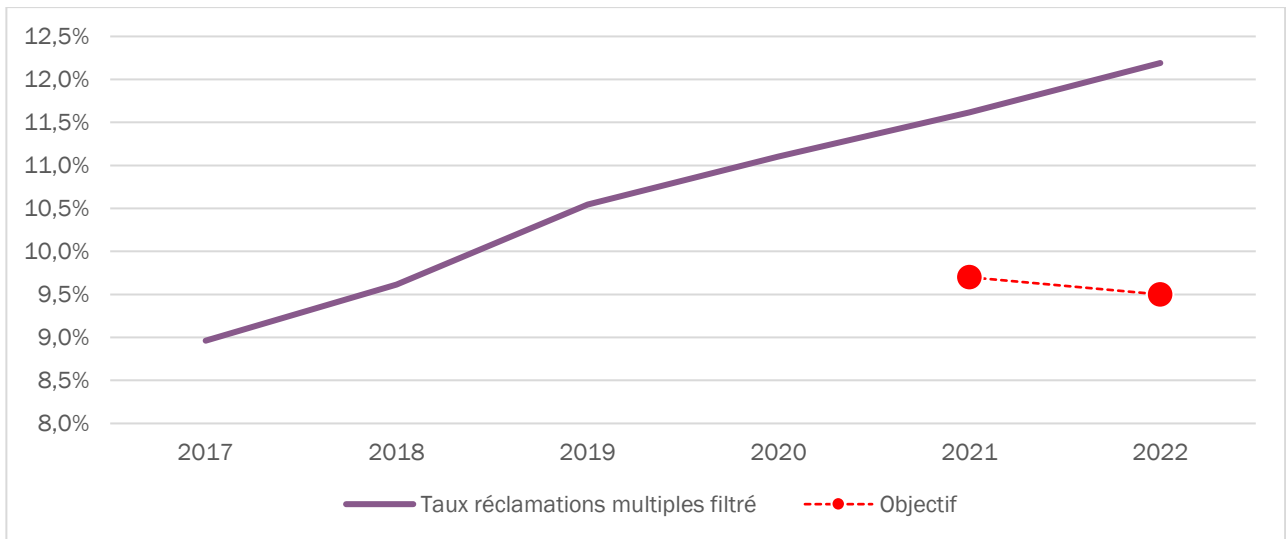
Le traitement des réclamations par Enedis a aussi fait l'objet d'un renforcement dans le cadre de régulation de la qualité de service. L'indicateur mesurant le « taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires » a été maintenu et l'objectif fixé à Enedis a augmenté en 2022 pour atteindre 94 %. Il augmentera à nouveau en 2023 pour atteindre 95 % en fin de période tarifaire. Sur cet indicateur, la performance d'Enedis s'est fortement améliorée entre 2021 et 2022, passant de 91,3 % à 97 %. Cette amélioration s'accompagne d'une forte diminution du nombre de réclamations reçues par Enedis (- 40 points), la diminution du nombre de réclamation s'explique principalement par un effet bénéfique lié au déploiement de Linky et par la simplification du parcours clients.



Avec un résultat de 97 % en 2022, la performance d'Enedis se situe au-dessus de l'objectif fixé. La CRE se satisfait de l'amélioration d'Enedis qui lui permet de battre l'objectif fixé pour la première fois depuis 2018.

La délibération TURPE 6 a, en outre, introduit un nouvel indicateur incité. Celui-ci mesure le « taux de réclamations multiples filtré ». Cet indicateur mesure la capacité d'Enedis à répondre de manière satisfaisante à la première réclamation reçue pour un point et un sujet donné. Cet indicateur faisait l'objet d'un suivi en TURPE 5. Sur cette période la CRE avait observé une dégradation de l'indicateur, constatant qu'un nombre plus important d'utilisateurs étaient amenés à refaire une réclamation sur un même sujet à la suite d'une première réponse d'Enedis. En 2022, le résultat d'Enedis est de 12,1 % en augmentation par rapport à l'année 2021 (11,6 %) et au-dessus de l'objectif fixé de 9,5%. La CRE encourage à mettre tout en œuvre pour répondre de manière satisfaisante aux réclamations reçues permettant ainsi de diminuer ce résultat mais surtout de réduire le nombre total de réclamations reçues.



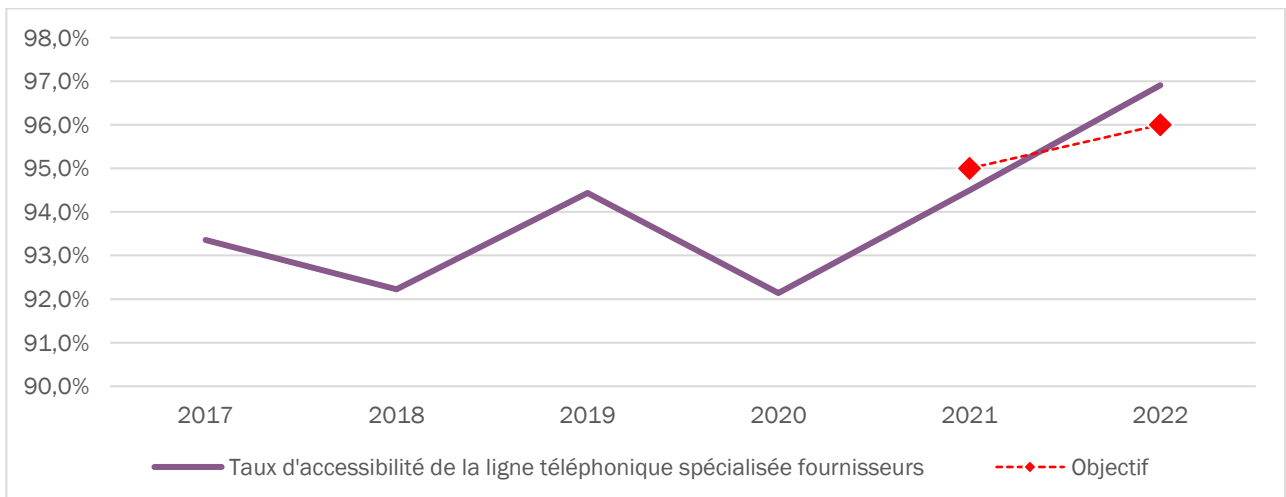


La délibération TURPE 6 a mis en place le suivi du nombre de saisines du Médiateur National de l’Energie (MNE) concernant Enedis. En 2022, 5 229 saisines du MNE concernaient Enedis en forte diminution par rapport 2021 (7 344). Cette diminution de 29 % est à mettre en regard avec la diminution de 40 % du nombre de réclamations reçues, la CRE encourage Enedis à améliorer le traitement des réclamations pour diminuer le taux de réclamations faisant l’objet d’une saisine du MNE qui est en augmentation passant de 2 % en 2021 à 2,3 % en 2022.

Relations fournisseurs

Dans le cadre du contrat unique, signé par la majorité des utilisateurs du réseau de distribution d’Enedis, les fournisseurs font l’interface entre le client final et Enedis. Ainsi la qualité des relations entre Enedis et les fournisseurs est essentielle au bon fonctionnement du marché et à la qualité du service rendu aux utilisateurs. Pour cela, la délibération TURPE 6 a introduit 2 nouveaux indicateurs concernant les lignes téléphoniques d’Enedis, et a maintenu l’indicateur relatif au portail fournisseur. L’indicateur mesurant le « taux de disponibilité du portail fournisseur », portail qui permet aux fournisseurs de suivre et de gérer les prestations demandées à Enedis. Cet indicateur a été maintenu pour la période TURPE 6. Le taux de disponibilité du portail reste très élevé en 2022 avec une disponibilité moyenne sur l’année de 99,6 %, au-dessus de l’objectif fixé à 99 %.

Les deux indicateurs introduits par la délibération TURPE 6 visent à s’assurer de la bonne disponibilité des lignes téléphoniques dédiées aux fournisseurs, ces lignes sont utilisées par les fournisseurs lors de leurs échanges avec les clients quand des informations provenant d’Enedis sont nécessaires. La limitation du temps d’attente sur ces lignes a donc un effet direct sur la qualité perçue par les utilisateurs finals. Le premier indicateur mesure le taux de disponibilité de la ligne téléphonique, le second mesure le taux d’appels décrochés en moins de 90 secondes. L’indicateur sur le taux de disponibilité de la ligne spécialisée fournisseur faisait déjà l’objet d’un suivi sur la période TURPE 5.

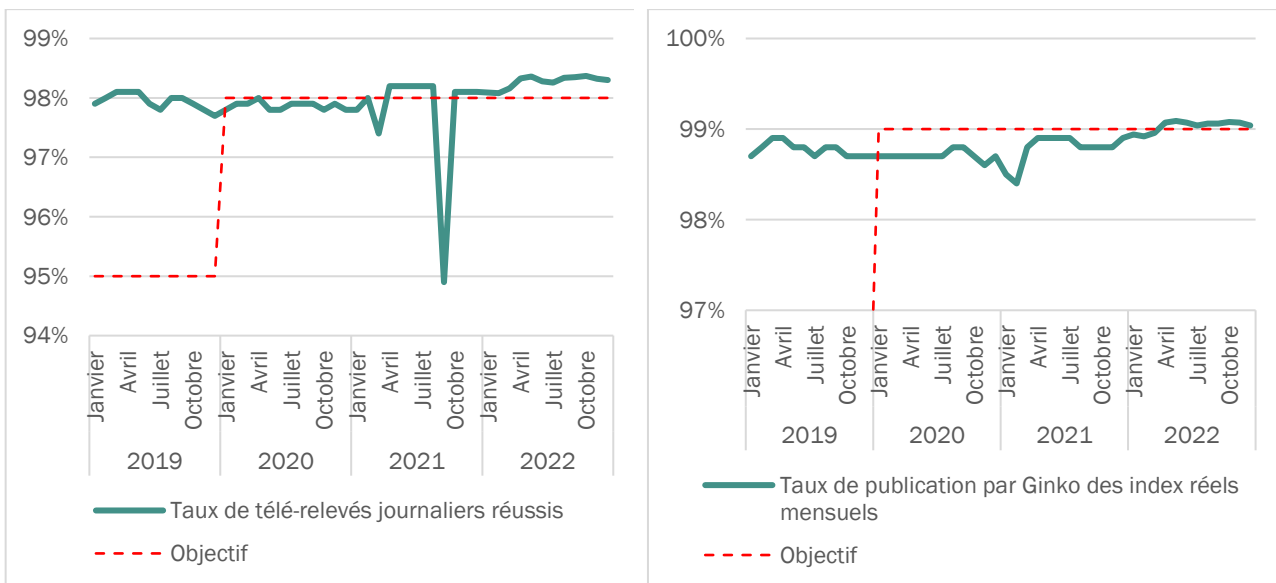


La performance d'Enedis, pour l'indicateur « taux de disponibilité de la ligne spécialisée fournisseur », en 2022 a été de 96,9 %, cette performance est la meilleure des 6 dernières années et est au-dessus de l'objectif fixé à 96 %. La CRE félicite Enedis des efforts réalisés ces dernières années et l'encourage à maintenir cette bonne performance. Enedis a, en 2022, battu l'objectif fixé sur le taux d'appels à la ligne spécialisée fournisseur avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes. En effet, 81,8 % des appels ont été traités avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes pour un objectif de 76 %. Enedis s'est amélioré par rapport à l'année 2021 (77 %), la CRE félicite Enedis pour son amélioration constante depuis la mise en place de cet indicateur.

Analyse de la qualité de service spécifique du projet Linky d'Enedis

Le projet Linky dispose d'un cadre de régulation incitatif spécifique, suite à la fin du déploiement en masse à l'issue de l'année 2021 ce cadre de régulation a été modifié par la délibération de la CRE n° 2022-82 du 17 mars 2022 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA (Linky) pour la période 2022-2024 et modifiant la délibération n° 2021-13 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT). Le cadre de régulation incitatif spécifique au projet Linky comporte un volet qualité de service qui est constitué de 6 indicateurs incités, ces indicateurs ne peuvent générer que des malus. Le bonus perçu par Enedis sur la régulation incitative du projet Linky étant calculé comme un supplément de rémunération de 100 points de base (pbs) sur la BAR du projet Linky. Ces indicateurs ont pour objectif de s'assurer du bon fonctionnement du système Linky. Parmi ces 6 indicateurs, 2 ont effectivement généré un malus.

En particulier, la CRE mesure le taux de télérelevés journaliers réussis ainsi que le taux de publication mensuel des index réels dans *Ginko*. Ces deux indicateurs permettent de suivre le rôle principal du projet de comptage et de s'assurer que le relevé et la transmission des index se font correctement. Pour s'assurer que la performance d'Enedis soit au niveau attendu, les objectifs de ces indicateurs ont été maintenus pour les années 2022 à 2024 à 98 % par mois pour le taux de télérelevés journaliers réussis et à 99 % pour le taux de transmission mensuel des index. Pour l'indicateur mesurant le « taux de télé-relevés journaliers réussis », Enedis a réussi, sur la totalité des mois de l'année 2022, à être au-dessus de l'objectif fixé. Pour l'indicateur mesurant le « taux de publication par Ginko des index réels mensuels », Enedis a été en-dessous, mais proche, de l'objectif sur le premier trimestre, la performance s'est ensuite améliorée pour se stabiliser au-dessus de l'objectif fixé pour le reste de l'année. La CRE félicite Enedis du bon niveau atteint sur ces indicateurs et encourage Enedis à poursuivre dans cette voie.



Parmi les autres indicateurs incités, la CRE incite le « taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois ». Cet indicateur vise à s'assurer que les compteurs Linky posés restent communicants et assurent leur fonction. Sur cet indicateur, Enedis est resté stable à 0,7 %, au-dessus de l'objectif fixé de 0,5 %. Sur l'année 2022 cet indicateur est en légère amélioration passant de 0,72 % sur le premier trimestre à 0,64 % sur le dernier trimestre de l'année 2022. La CRE encourage Enedis à continuer son travail sur cet aspect pour réduire le nombre de compteurs non communicants et garantir un bon fonctionnement du système Linky. Un autre aspect important du système Linky est la capacité à réaliser des télé-prestations à distance. Pour cela la CRE incite le « taux télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs ». Sur cet indicateur, Enedis se situe en 2022 à un très bon niveau de 99 % en moyenne sur l'année et est au-dessus de l'objectif fixé sur l'ensemble des mois de l'année

La délibération du 17 mars 2022 a introduit un nouvel indicateur mesurant le « nombre de calendriers spécifiques fournisseurs mis en place après les délais impartis », cet indicateur vise à s'assurer qu'Enedis permet aux fournisseurs d'utiliser les capacités du compteur Linky pour développer des calendriers innovants en s'appuyant sur les 10 index de mesure mis à disposition par Linky. Enedis doit mettre en place les calendriers requis par les fournisseurs dans un délais inférieurs à 1 mois pour les calendriers créés par recopie et inférieur à 2 mois pour les calendriers personnalisés. Pour cette première année de mise en place de l'indicateur Enedis a mis en place 4 calendriers créés par recopie et 4 calendriers personnalisés, l'ensemble de ces calendriers ont été mis en place dans les délais requis. La CRE félicite Enedis de sa performance sur cet indicateur et l'encourage à poursuivre ainsi.

ANNEXE 4 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION D'ENEDIS POUR L'ANNEE 2022

Tableaux récapitulatifs de la régulation incitative de la continuité d'alimentation d'Enedis

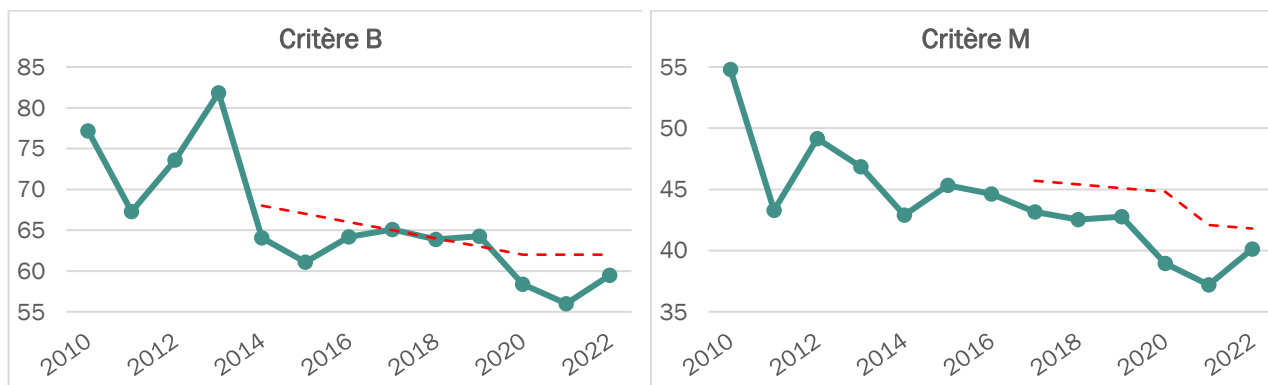
Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	59,5	62	16 076 438
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	40,1	41,8	9 893 977
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	1,91	1,6	- 1 249 893
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	2	1,73	- 6 389 534
Total des incitations financières			18 330 988

Analyse de la continuité d'alimentation d'Enedis

En 2022, Enedis a réalisé une très bonne performance sur 2 des 4 indicateurs incités de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

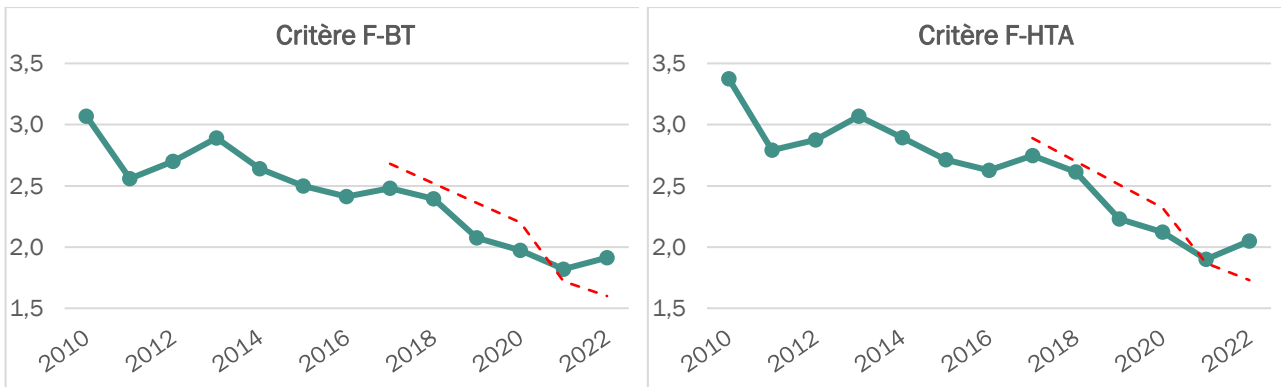
L'indicateur critère B, qui mesure la durée moyenne de coupure des clients BT, atteint le niveau de 59,5 min en 2022, pour un objectif fixé à 62 min. Ce niveau est au-dessus du niveau atteint en 2021 (56 min) mais reste en-dessous de l'objectif fixé. Cette augmentation par rapport à l'année 2021 s'explique en partie par des durées moyennes de coupure plus forte en juillet-août 2022 (11,5 min) qu'en juillet-août 2021 (9 min), cela est notamment aux fortes chaleurs de l'été 2022. L'indicateur critère M, qui mesure la durée moyenne de coupure pour les clients raccordés en HTA, atteint le niveau de 30,1 min en 2022, pour un objectif fixé de 41,8 min. De la même manière que pour le critère B, le critère M est supérieur en 2022 à son niveau de 2021 mais reste en dessous de l'objectif fixé, la durée de coupure en juillet-août 2022 (9,6 min) est supérieure la durée de coupure à la même période en 2021 (6,8 min) et explique une partie de cet écart.

La très bonne performance d'Enedis sur ces deux indicateurs lui permet de bénéficier de bonus importants, un bonus de 16 M€ pour le critère B et un bonus de 10 M€ pour le critère M.



Enedis est aussi incité sur deux indicateurs mesurant la fréquence de coupure, qui mesurent le nombre moyen de coupures que subissent les consommateurs, raccordés au réseau BT pour le critère F-BT, raccordés au réseau HTA pour le critère F-HTA. La délibération TURPE 6 a mis à jour les objectifs pour ces deux indicateurs et pour ainsi prendre en compte l'amélioration de la performance d'Enedis sur ces indicateurs. En 2022, les clients raccordés au réseau BT ont supporté en moyenne 1,91 coupures dans l'année et ceux raccordés au réseau HTA 2,05 coupures dans l'année, pour les deux indicateurs la performance d'Enedis s'est dégradée depuis l'année 2021 (les résultats étaient respectivement de 1,82 et 2,05 coupures).

Pour la deuxième année consécutive les résultats d'Enedis sont au-dessus des objectifs fixés. Ainsi Enedis doit supporter des pénalités pour ces deux indicateurs, un malus de 1,2 M€ pour le critère F-BT et un malus de 6,4 M€ pour le critère F-HTA.



Outre ces indicateurs incités financièrement, la délibération tarifaire TURPE 6 maintient le mécanisme d'indemnisation pour coupure longue des clients raccordés au réseau de distribution. Au titre de ce mécanisme Enedis doit verser automatiquement des indemnités aux clients coupés pour une durée supérieure à 5h. En 2022, Enedis a versé au total 53 M€ de compensation aux clients coupés. Le revenu autorisé d'Enedis prend en compte une trajectoire couverte par le tarif de 75 M€, ainsi 22 M€ sont conservés par Enedis. Ce niveau est supérieur au niveau de versement de 2021 (45 M€).

ANNEXE 5 : BILAN DE LA REGULATION INCITATIVE SUR LA MISE A DISPOSITION DES DONNEES POUR L'ANNEE 2022

Tableaux récapitulatifs de la régulation incitative sur la mise à disposition des données d'Enedis

Indicateurs	Résultats d'Enedis	Objectif de référence	Incitations financières (€)
Taux de disponibilité en J+1 des Courbes de Charge Linky	97,70 %	96 %	-
Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h)	93,52 %	92,0 %	-
Taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA	98,88 %	98,1 %	-
Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires	97,2 %	95,0 %	3 000 000
Total des incitations financières			3 000 000

La CRE considère que l'accès aux données est un sujet prioritaire, dans la mesure où ces données sont essentielles à l'amélioration des services rendus aux clients finals et à l'innovation. Ainsi, la délibération TURPE 6 a introduit un mécanisme de régulation incitative permettant d'inciter Enedis à respecter les délais de transmission et de la complétude des données publiées, s'agissant des données de consommation (index et courbes de charge), pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA comme pour les utilisateurs BT > 36 kVA et HTA. Ce mécanisme est constitué de 4 indicateurs incités et d'un indicateur suivi, 3 des 4 indicateurs incités ne peuvent donner lieu qu'à des malus.

Enedis bénéficie d'un bonus de 3 M€, Enedis est au-dessus des objectifs fixés pour l'ensemble des 4 indicateurs de ce cadre incitatif. Pour le « taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h) » la performance d'Enedis en 2022 de 93,5 % est en amélioration par rapport à 2021 (89,5 %) et lui permet de passer au-dessus de l'objectif fixé à 92 %. Cet indicateur continue de subir de forte variation au cours de l'année avec un taux de transmission de 83 % en février, minimum de l'année et un taux de transmission de 97,9 % en avril, maximum de l'année. De la même manière, le résultat de 97,2 % l'indicateur « taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires » est en forte amélioration par rapport à 2021 (92,4 %) et permet à Enedis d'être au-dessus de l'objectif fixé à 95% et d'ainsi bénéficier d'un bonus de 3 M€.

Sur les indicateurs « taux de disponibilité en J+1 des Courbes de Charge Linky » et « taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA » la performance d'Enedis reste stable par rapport à l'année 2021 et au-dessus des objectifs fixés.

