

CONSULTATION PUBLIQUE N°2024-16 - ANNEXES

1. Annexe 1 : Bilan du cadre de régulation	3
1.1. Eléments financiers	3
1.2. Eléments non financiers.....	9
2. Annexe 2 : Postes de charges et de produits couverts au CRCP et taux de couverture envisagés à ce stade	12
2.1. Cadre en vigueur.....	12
2.2. Evolutions envisagées par la CRE pour la période TURPE 7.....	13
3. Annexe 3 : Régulation incitative de la qualité de service et de la qualité d'alimentation.....	15
3.1. Indicateurs de suivi de la qualité de service d'Enedis donnant lieu à incitation financière.....	15
3.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service	20
3.3. Régulation incitative de la performance du système de comptage.....	23
3.4. Régulation incitative de la qualité de la transmission des données	28
3.5. Régulation incitative de la qualité d'alimentation	34
4. Annexe 4 : Régulation incitative de la flexibilité	41
4.1. Nombre d'études HTA réalisées en N et en N-1.....	41
4.2. Nombre d'applications du calcul CritFlex.....	41
4.3. Nombre de CritFlex positifs	42
4.4. Nombre de CritFlex négatifs	42
4.5. Somme des CritFlex positifs	42
4.6. Somme de CritFlex négatifs	43
4.7. Volume d'énergie limitée dans le cadre des offres de raccordement flexibles	43
4.8. Volume d'énergie écrêtée ou activée à la baisse dans le cadre de REFLEX	44
4.9. Volume d'énergie activée à la hausse sur les mécanismes de flexibilité	44
4.10. Volume d'énergie activée à la baisse sur les mécanismes de flexibilité (hors cadre Reflex).....	45
5. Annexe 5 : Régulation incitative relative aux raccordements	46
5.1. Bilan TURPE 6 et objectifs envisagés TURPE 7 des délais moyens de raccordement par catégorie	46

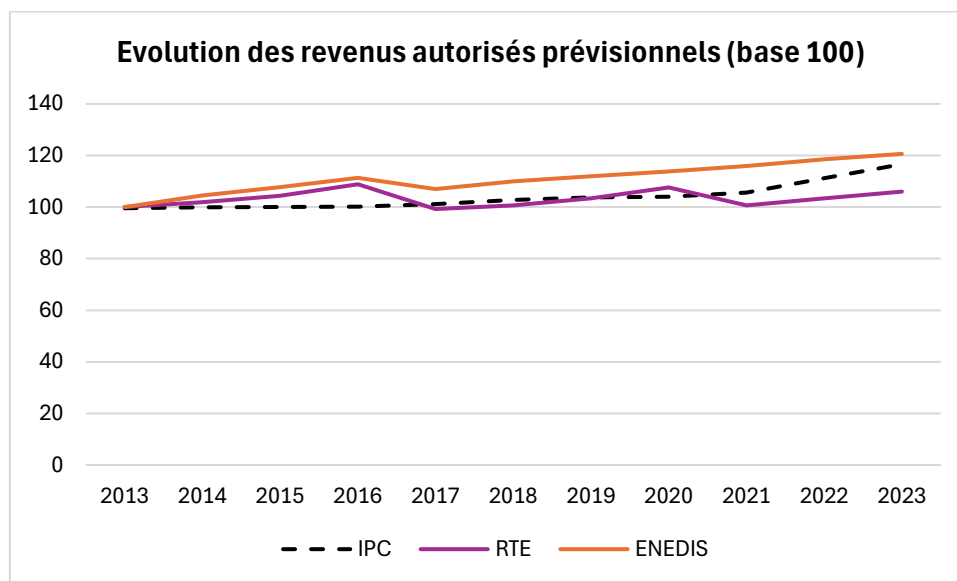
5.2. Indicateurs de qualité de service incités financièrement relatifs aux raccordements	47
5.3. Indicateurs de qualité de service suivis relatifs aux raccordements	52
6. Annexe 6 : Méthode utilisée pour calculer la composante de soutirage	54
6.1. Rappel de la méthode TURPE 6	54
6.2. Détails des adaptations à la méthodologie tarifaire pour intégrer les pointes d'injection.....	57
7. Annexe 7 : Composantes tarifaires envisagées	61
7.1. Coefficients tarifaires au 1 ^{er} août 2025.....	61

1. Annexe 1 : Bilan du cadre de régulation

1.1. Eléments financiers

1.1.1. Revenu autorisé prévisionnel

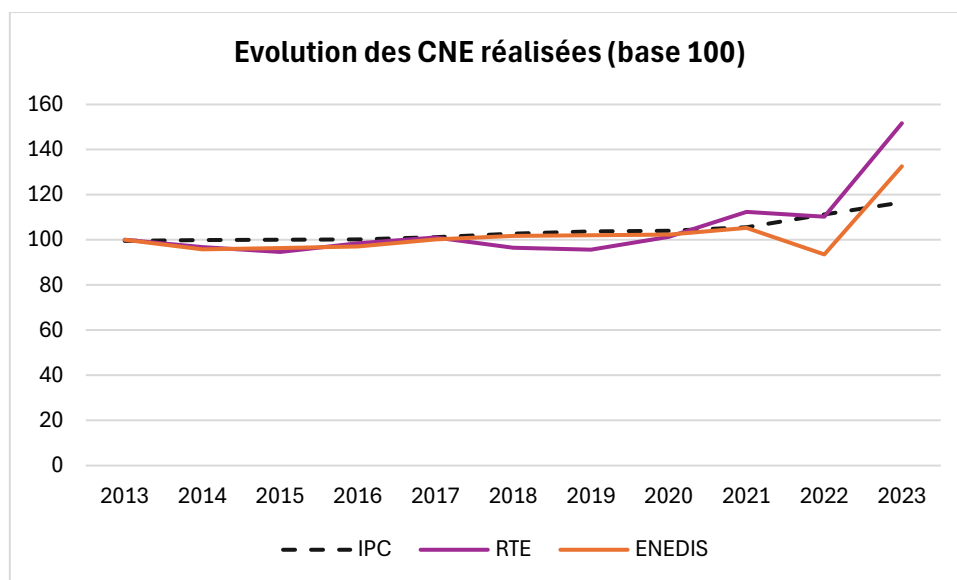
Le revenu autorisé des gestionnaires de réseaux est fixé par la CRE, il doit permettre de couvrir les coûts supportés par ces gestionnaires dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire d'infrastructure efficace. Les recettes générées par le paiement des termes ou composantes tarifaires viennent couvrir ce revenu autorisé.



En M€ courants	RTE	ENEDIS
2013	4 185	12 164
2014	4 266	12 715
2015	4 369	13 105
2016	4 555	13 542
2017	4 153	13 018
2018	4 211	13 382
2019	4 327	13 617
2020	4 505	13 840
2021	4 212	14 099
2022	4 326	14 423
2023	4 435	14 673

1.1.2. Charges nettes d'exploitation

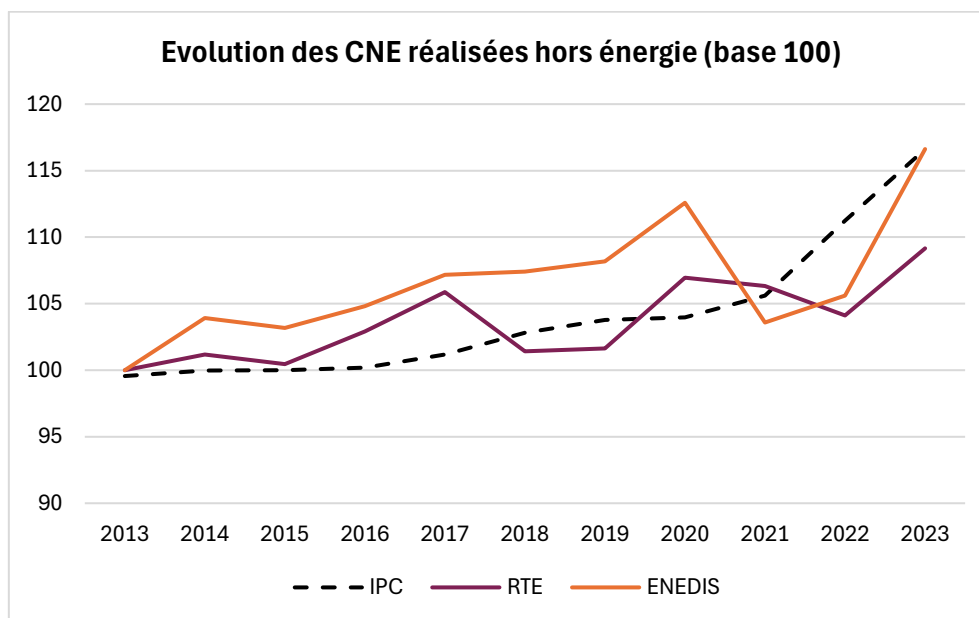
Le graphique ci-dessous présente l'évolution des charges nettes d'exploitation de RTE et d'Enedis (charges brutes d'exploitation dont sont déduits les produits d'exploitation comme la production immobilisée, les produits extratarifaires, etc.). L'évolution des charges nettes d'exploitation des gestionnaires de réseaux d'électricité a été proche de celle de l'inflation, sauf pour l'année 2023, en raison notamment de la crise des prix de l'énergie qui a très fortement pesé sur les achats des gestionnaires de réseaux pour la couverture de leurs pertes.



En M€ courants	RTE	ENEDIS
2013	2 827	9 237
2014	2 737	8 848
2015	2 676	8 907
2016	2 783	8 971
2017	2 859	9 253
2018	2 727	9 407
2019	2 706	9 424
2020	2 865	9 456
2021	3 177	9 722
2022	3 116	8 642
2023	4 288	12 249

1.1.3. Charges nettes d'exploitation hors énergie

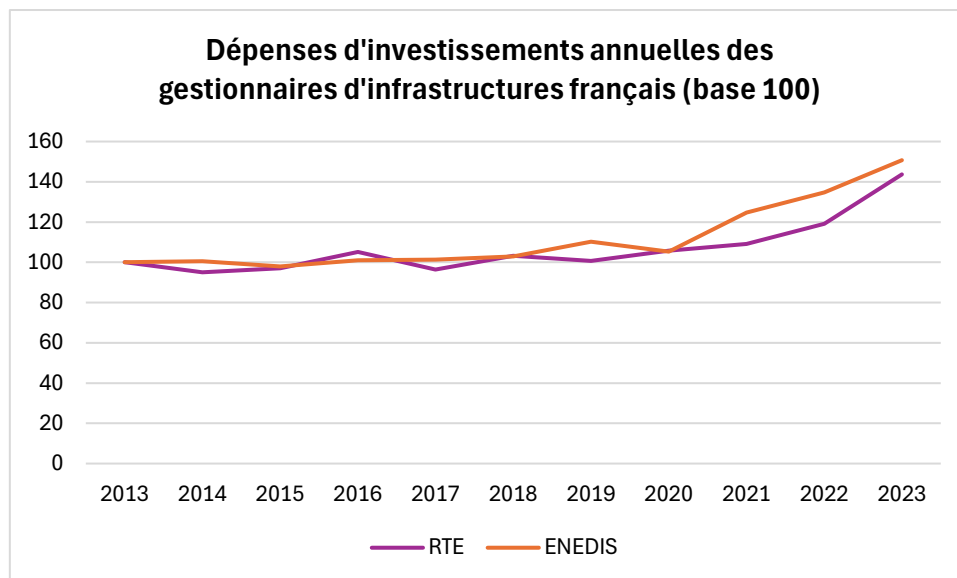
Le graphique ci-dessous présente l'évolution des charges nettes d'exploitation de RTE et d'Enedis (charges brutes d'exploitation dont sont déduits les produits d'exploitation comme la production immobilisée, les produits extratarifaires, etc.) en excluant les charges d'énergie, les pertes, les charges liées à l'exploitation du système électrique.



En M€ courants	RTE	ENEDIS
2013	1 848	4 319
2014	1 869	4 488
2015	1 856	4 456
2016	1 901	4 527
2017	1 956	4 629
2018	1 874	4 639
2019	1 878	4 673
2020	1 976	4 863
2021	1 964	4 474
2022	1 924	4 561
2023	2 017	5 037

1.1.4. Investissements

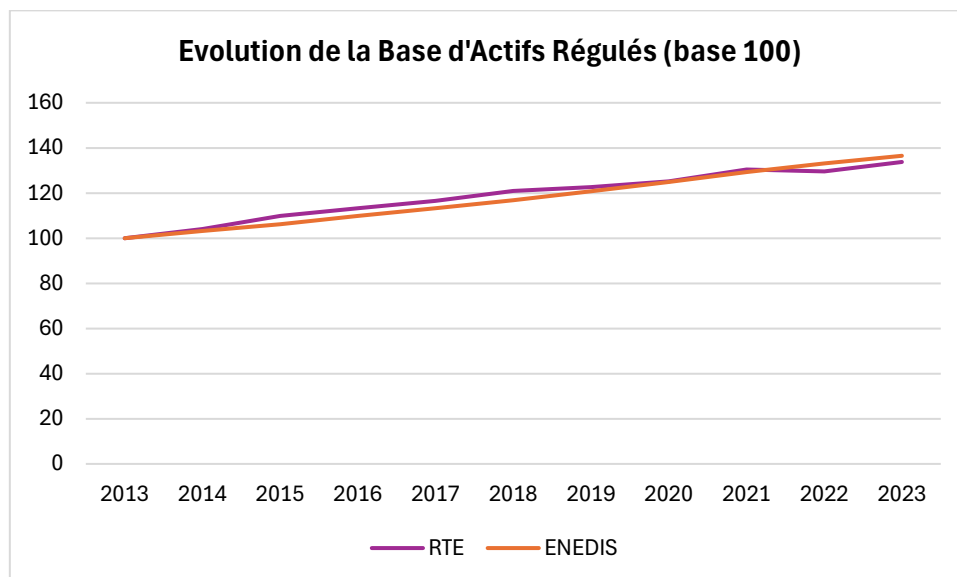
Le graphique ci-dessous présente l'évolution des investissements réalisés par RTE et Enedis dans les infrastructures hors projets de compteurs évolués Linky. Les dépenses d'investissements des réseaux électriques sont croissantes en lien avec le développement des EnR et l'électrification des usages.



En M€ courants	RTE	ENEDIS (hors Linky)
2013	1 446	3 115
2014	1 374	3 132
2015	1 402	3 051
2016	1 519	3 144
2017	1 393	3 155
2018	1 492	3 206
2019	1 456	3 432
2020	1 529	3 280
2021	1 578	3 887
2022	1 722	4 199
2023	2 077	4 695

1.1.5. Base d'actifs régulés

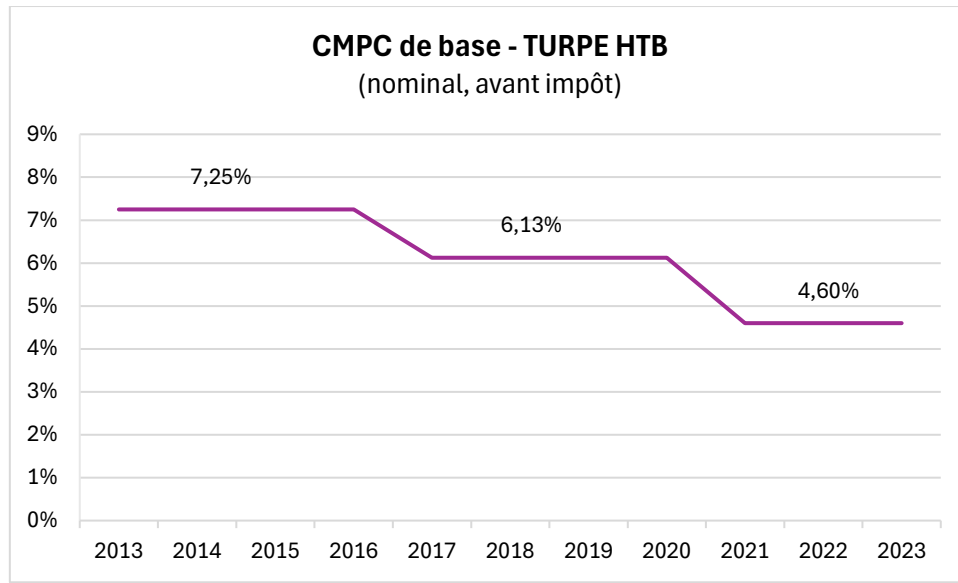
Les investissements réalisés par les opérateurs sont intégrés à la base d'actifs régulés (BAR) à la suite de leur mise en service. La BAR diminue au rythme de l'amortissement des installations. La BAR des opérateurs de réseaux électriques est réévaluée chaque année de l'inflation. La BAR augmente, en euros constants, lorsque les nouveaux investissements sont supérieurs aux amortissements des actifs existants, et réciproquement.



En M€ courants	RTE	ENEDIS
2013	11 669	43 625
2014	12 141	45 055
2015	12 826	46 299
2016	13 220	47 948
2017	13 598	49 396
2018	14 119	50 971
2019	14 313	52 695
2020	14 610	54 500
2021	15 219	56 410
2022	15 128	58 110
2023	15 612	59 557

1.1.6. Taux de rémunération

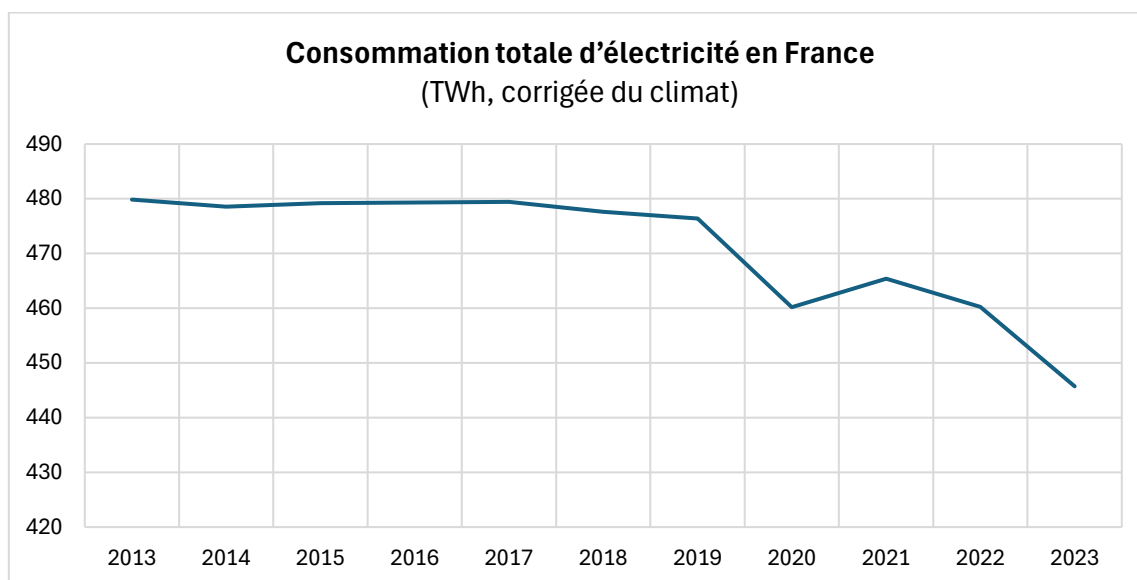
Durant les périodes tarifaires précédentes, le taux de rémunération, ou coût moyen pondéré du capital (CMPC), s'appliquait à la BAR agrégeant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur. Il a été fixé pour toute la durée de la période tarifaire et calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme. En particulier, le taux sans risque a été calculé sur la base de moyennes de long terme des taux de maturités longues, en cohérence avec les actifs à durée de vie longue qui composent la BAR.



1.2. Éléments non financiers

1.2.1. Consommation française

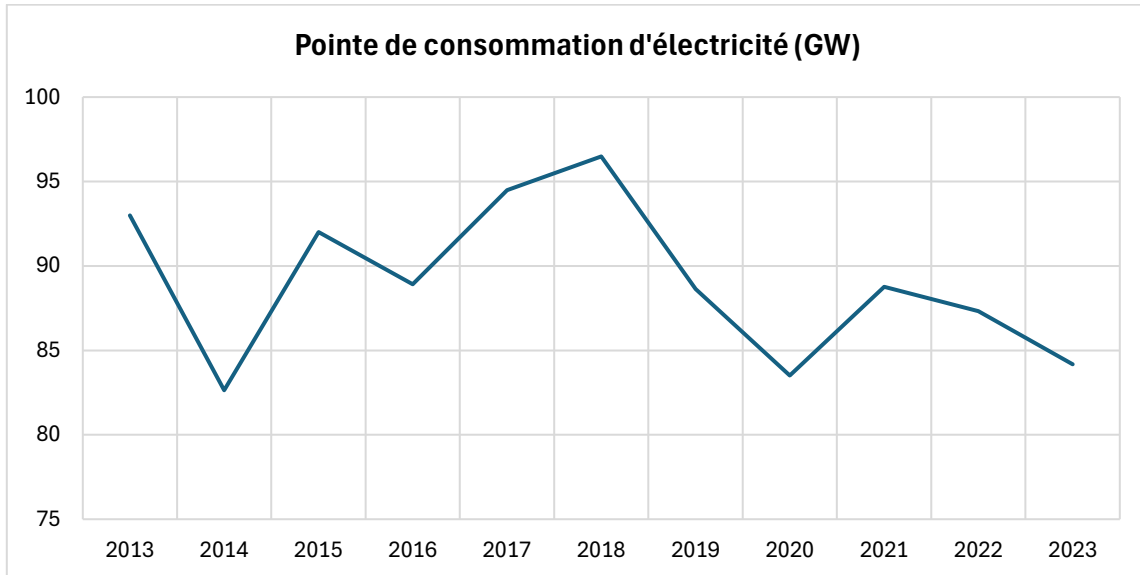
La consommation totale d'électricité en France en TWh (corrigée du climat) est en constante diminution depuis la période d'avant crise sanitaire. Celle-ci s'élevait à 445,7 TWh en 2023, soit un niveau inférieur de 30,7 TWh (-6,4 %) par rapport à l'année 2019. Au-delà des effets long terme provoqués par la pandémie de Covid-19, la décroissance de la consommation depuis 2022 peut être attribuée à divers facteurs, parmi lesquels des incitations à la sobriété énergétique et aux économies d'énergie, des prix de l'énergie élevés et une inflation forte, affectant non seulement l'approvisionnement et la production des industriels mais également la consommation des ménages.



Année	Consommation corrigée du climat (TWh)
2013	479,9
2014	478,6
2015	479,2
2016	479,3
2017	479,4
2018	477,6
2019	476,4
2020	460,2
2021	465,4
2022	460,2
2023	445,7

1.2.2. Pointe électrique France

Pointe de consommation électrique constatée (en GW) :



Année	Pointe de consommation d'électricité (GW)
2013	93,0
2014	82,6
2015	92,0
2016	88,9
2017	94,5
2018	96,5
2019	88,6
2020	83,5
2021	88,8
2022	87,3
2023	84,2

1.2.3. Nombre de clients (soutirage)

Nombre de clients	RTE	ENEDIS (millions)
2018	901	36,6
2019	920	37
2020	983	37,2
2021	1065	37,7
2022	1161	38,2
2023	1225	38,5

1.2.4. Nombre de km de réseaux

Nombre de km de réseau	RTE	ENEDIS
2013	104 983	1 324 045
2014	105 331	1 332 941
2015	105 448	1 340 896
2016	105 660	1 348 876
2017	106 144	1 357 779
2018	106 040	1 365 902
2019	106 125	1 375 148
2020	106 230	1 381 781
2021	106 382	1 391 718
2022	106 391	1 401 424
2023	106 602	1 409 061

2. Annexe 2 : Postes de charges et de produits couverts au CRCP et taux de couverture envisagés à ce stade

2.1. Cadre en vigueur

Clé de lecture : un taux de 100 % correspond à une couverture au réel des charges ou produits via une compensation au CRCP. Un taux à 80 % laisse donc 20 % des écarts constatés avec les prévisions de charges ou produits à la charge ou au crédit des gestionnaires de réseaux selon les cas.

		Taux de couverture au CRCP
Charges de capital normatives « réseaux »		100%
Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes sources d'Enedis		100%
Charges relatives au raccordement des postes sources au RPT		100%
Charges relatives à la compensation des pertes (hors régulation incitative)		100%
Part réseau des impayés clients auprès des fournisseurs		100%
Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique		100%
Redevances de concession	Ecart entre la trajectoire réalisée et de référence sur la base du nombre de contrats effectivement renouvelés	Examen au cas par cas
Charges associées à la mise en œuvre des flexibilités		100%
Guichet <i>smart grids</i>		100%
Charges au titre du FPE (Fonds de péréquation de l'électricité, analyse des comptes) pour les ELD		100%
Remise en état du réseau post-aléas climatiques	Ecart entre la trajectoire réalisée et de référence (40M€) de plus de 20 M€	100%
Coûts échoués (VNC des immobilisations détruites)	Ecart entre la trajectoire réalisée et de référence	Examen au cas par cas
Eventuelles pénalités générées par la RI « innovation à l'externe »		100%
Moins-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains		Examen au cas par cas
Indemnités pour coupures longues versées aux clients	Charges au-delà d'un plafond de 117 M€	100%
Recettes tarifaires		100%
Contributions de raccordement		100%
Écarts liés aux évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes		100%
Recettes issues de contrats EDF-tiers relatifs au comptage évolué		100%
Plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains		80%
Charges de R&D	Charges non utilisées en fin de période	100%

2.2. Evolutions envisagées par la CRE pour la période TURPE 7

		Taux de couverture au CRCP
Postes dont la couverture au CRCP est envisagée inchangée		
Charges de capital normatives « réseaux »		100%
Charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes sources d'Enedis		100%
Charges relatives au raccordement des postes sources au RPT		100%
Charges relatives à la compensation des pertes (hors régulation incitative)		100%
Part réseau des impayés clients auprès des fournisseurs		100%
Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique		100%
Guichet <i>smart grids</i>		100%
Charges au titre du FPE (Fonds de péréquation de l'électricité, analyse des comptes) pour les ELD		100%
Coûts échoués (VNC des immobilisations détruites)	Ecart entre la trajectoire réalisée et de référence	Examen au cas par cas
Eventuelles pénalités générées par la RI « innovation à l'externe »		100%
Moins-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains		Examen au cas par cas
Recettes tarifaires		100%
Contributions de raccordement		100%
Écarts liés aux évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes		100%
Recettes issues de contrats EDF-tiers relatifs au comptage évolué		100%
Plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains		80%
Charges de R&D	Charges non utilisées en fin de période	100%
Evolutions du taux de couverture envisagées		
Redevances de concession		0%
Charges associées à la mise en œuvre des flexibilités		Charges et recettes associées à la contractualisation et à l'activation des flexibilités
Remise en état du réseau post-aléas climatiques	Ecart entre la trajectoire réalisée et de référence (50M€) de plus de 20 M€	100%
Indemnités pour coupures longues versées aux clients	Charges au-delà d'un plafond de 102 M€	100%
Nouveaux postes dont la couverture au CRCP est envisagée		
Recettes issues de contrats EDF-tiers relatifs au comptage évolué	Elargi aux recettes issues de projets concurrentiels financés par le TURPE	100%

Consultation publique N°2024-16 - Annexes

11 octobre 2024

Tarif agent	Couverture de l'effet prix et des taxes	Défini dans l'annexe confidentielle
Charges d'exploitation relatives aux études et travaux annexes des raccordements des IRVE en résidentiel collectif		100%
Coûts de transfert des actifs HTA1 de RTE vers les GRD (compensation des montants via le CRCP de RTE)		100%
Ecart sur les recettes facturées à EDF SEI au titre des prestations d'assistance et des adossements		100%

3. Annexe 3 : Régulation incitative de la qualité de service et de la qualité d'alimentation

3.1. Indicateurs de suivi de la qualité de service d'Enedis donnant lieu à incitation financière

3.1.1. Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis

Calcul	<u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Tous les rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD programmés donc validés par le GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Montant de pénalités identique à celui facturé par Enedis en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait de l'utilisateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.) - Versement au bénéfice de l'utilisateur final <i>via</i> le fournisseur pour les utilisateurs en contrat unique ou directement à l'utilisateur dans les cas des utilisateurs ayant conclu un contrat d'accès directement avec le GRD
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - Automatisation mise en œuvre depuis le 1er janvier 2015

3.1.2. Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Calcul	<u>Nombre de réclamations clôturées dans le mois M dont le délai de réponse (date de clôture sous SGE) est inférieur ou égal à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans SGE durant le mois M</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes les réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou via les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par le GRD
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence :

	<ul style="list-style-type: none"> ○ du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97,0 % ○ du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 97,15 % ○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 97,30 % ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 97,50 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 80 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Bonus : 80 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : ±10 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2014

3.1.3. Taux de réclamations multiples filtré

Calcul	<u>Nombre de réclamations multiples pour un même point de connexion et un même type de réclamation/nombre total de réclamations</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou via les fournisseurs dont la réponse doit être faite par le GRD, clôturées dans SGE - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral, saisie dans SGE - Toutes catégories d'utilisateurs
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA : <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 9,0 % ○ du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 9,0 % ○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 9,0 % ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 9,0 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 50 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Bonus : 50 000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : ±10 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

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

Calcul	<u>Nombre d'heures de disponibilité durant la semaine pendant la période de garantie de service / Nombre total d'heures de garantie de service du portail SGE durant la semaine</u> Les heures de garantie de service du portail SGE prises en compte sont les suivantes : 7h à 21h du lundi au samedi sauf jours fériés
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation » du portail SGE utilisée pour caractériser la disponibilité du portail SGE - Causes d'indisponibilités : tout fait, non programmé ou programmé moins de 48 heures à l'avance, empêchant, gênant ou ralentissant, notamment en raison d'instabilité, de façon importante l'utilisation par les fournisseurs de cette fonction du portail
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : hebdomadaire - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul de l'incitation : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - L'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - Objectif de référence : 99 % par année calendaire
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -1,75 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2009

3.1.5. Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs

Calcul	<u>Nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le mois sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Tous les appels passés sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97,0 % o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 97,0 % o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 97,0 % o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 97,0 %

Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 30 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : -1 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

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

Calcul	<u>Nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller) avec un temps d'attente inférieur à 90 secondes sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre / Nombre d'appels à traiter durant le trimestre sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement durant le trimestre</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Tous les appels passés sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 82,5 % o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 82,5 % o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 82,5 % o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 82,5 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 60 000 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de base - Valeur plancher des incitations : -3 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

3.1.7. Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre

Calcul	<u>Taux de respect du délai d'envoi à RTE des Bilans Globaux de Consommation des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'Enedis en S+1 pour la semaine S</u>
Périmètre	<p>Courbes de mesure (CdM) suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> - CdM agrégée des consommations de sites à courbe de mesure télé-relevée - CdM agrégée des consommations des sites à index (profilée) - CdM agrégée des productions des sites à courbes de mesure télé-relevée - CdM agrégée des productions de sites à index (profilée)
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle à compter de l'entrée en vigueur des tarifs
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence : 98 % par année calendaire
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 2 500 € par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -150 k€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

3.1.8. Énergie calée et normalisée en Recotemp

Calcul	<u>Somme mensuelle pour chaque RE et chaque pas quart-heure de la valeur absolue de la différence entre l'énergie allouée en M+12 avant calage et normalisation (journalière) et l'énergie allouée après calage et normalisation (journalière), en pourcentage de la somme des consommations et productions profilées.</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Consommation profilée de tous les responsables d'équilibre
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence : 1,2%
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 250 000 € par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -2,5 M€ - Versement au travers du CRCP

Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025
------------------------------	------------------------------

3.1.9. Écarts au périmètre d'équilibre d'Enedis

Calcul	<u>Somme de la valeur absolue par pas temps des écarts imputables au périmètre d'équilibre d'Enedis</u>
Périmètre	- Périmètre d'équilibre d'Enedis
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o 2025 : 5,6 % du volume des pertes constatées o 2026 : 5,5 % du volume des pertes constatées o 2027 : 5,4 % du volume des pertes constatées o 2028 : 5,4 % du volume des pertes constatées
Incitations	- Pénalités : 100 000 € par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Bonus : 100 000 € par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ±2,5 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

3.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service

3.2.1. Indicateurs relatifs aux interventions

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service clôturées et réalisées dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	Mensuelle

Taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de changements de fournisseurs clôturés et réalisés dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre de changements de fournisseur clôturés et réalisés dans le mois	Mensuelle
Taux de mises en service (MES) avec déplacement à la date demandée par le client	Nombre de MES sur installation existante avec déplacement clôturées durant le mois M et réalisées à date demandée par le client (si le délai demandé est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou réalisées dans un délai inférieur ou égal au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de MES clôturées dans SGE durant le mois M	Mensuelle
Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'Enedis	Nombre de rendez-vous replanifiés par le GRD (hors replanifications dans le délai catalogue) par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle

3.2.2. Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Nombre de réclamations reçues par le GRD par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations d'utilisateurs reçues par le GRD durant le trimestre pour chacune des natures suivantes : <ul style="list-style-type: none"> - Accueil - Qualité du traitement de la prestation demandée - Qualité et continuité de fourniture - Travaux et raccordements - Relève et facturation de l'acheminement 	Trimestrielle
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est inférieure ou égale à 5 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle
Taux de réponse aux réclamations dans un délai supérieur à 30 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations clôturées dans le mois dont la date de réponse (date de clôture dans SGE) est supérieure à 60 jours calendaires après la date de dépôt dans SGE / Nombre de réclamations clôturées dans le mois	Mensuelle
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils client et dépannage	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle
Nombre de saisines recevables reçues par le MNE concernant Enedis	Nombre de saisines recevables reçues par le MNE concernant Enedis	Trimestrielle

Qualité perçue des prestations de raccordement	Taux de clients « pas du tout satisfait » suite à la réalisation d'une prestation de raccordement par Enedis, par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle
Qualité perçue des prestations (hors raccordement)	Taux de clients « pas du tout satisfait » suite à la réalisation d'une prestation hors raccordement par Enedis, par catégorie d'utilisateurs	Mensuelle

3.2.3. Indicateurs relatifs à la relève et à la facturation

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA en contrat unique	Nombre de compteurs en soutirage BT > 36 kVA et HTA relevés publiés sur index réel durant le mois / Nombre de compteurs en soutirage BT > 36 kVA et HTA à relever durant le mois	Mensuelle

3.2.4. Indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Qualité de la prévision des pertes au pas ½ horaire	Somme des valeurs absolues de la différence au pas demi-horaire, entre les pertes réalisées et les pertes achetées par Enedis, divisée par le volume de pertes réalisées	Annuelle
Taux de transmission à RTE des courbes de charge pour les sites participants au mécanisme d'ajustement	Taux de respect du délai de transmission des courbes de charge en S+1, reçues par RTE de la part d'Enedis, des sites raccordés au RPD et participants au MA, en injection et soutirage	Mensuelle

3.3. Régulation incitative de la performance du système de comptage

3.3.1. Indicateurs incités financièrement

3.3.1.1. Taux de télé-relevés journaliers réussis

Calcul	Numérateur : nombre de télé-relevés journaliers réussis le jour J Dénominateur : nombre de compteurs <i>Linky</i> déclarés communicants dans <i>Ginko</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko - Hors jours de montée de version SI
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 98 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 98,5 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - L'incitation est uniquement sous la forme de pénalité - Pénalités : -6 000 k€ par point si le taux annuel est en dessous de l'objectif de référence - Pour le calcul des incitations, les taux sont arrondis au dixième de point le plus proche - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2016

3.3.1.2. Taux de publication par Ginko des index réels mensuels

Calcul	Numérateur : nombre de séries d'index réels ¹ publiées mensuellement par <i>Ginko</i> Dénominateur : nombre de séries d'index réels à publier mensuellement par <i>Ginko</i>
Périmètre	- Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Objectif	- Pour les années 2025 à 2028 : 99,5 % par an
Incitations	- Pour le calcul des incitations, les taux sont arrondis au dixième de point le plus proche - Pour les années 2025 à 2028 : -500 k€ par mois et par point en dessous de l'objectif - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2016

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

Calcul	Numérateur : nombre de compteurs <i>Linky</i> communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois ² Dénominateur : nombre de compteurs <i>Linky</i> déclarés communicants dans <i>Ginko</i>
Périmètre	- Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko exclusion faite des compteurs inactifs et mis en sécurité
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : mensuelle ³
Objectif	- Pour les années 2022 à 2024 : 0,4 % par mois
Incitations	- Pour le calcul des incitations, les taux sont arrondis au dixième de point le plus proche - Pour les années 2025 à 2028 : -1 000 k€ par mois et par point au-dessus de l'objectif - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2020

¹ Les règles de marché en vigueur prévoient qu'un index est qualifié de réel s'il est télé-relevé jusqu'à J-5.

² Délai prévu par les règles de marché en vigueur au moment du calcul de l'indicateur.

³ Moyenne mensuelle des taux journaliers.

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

Calcul	Numérateur : nombre de prestations télé-opérables réalisées le jour <i>J</i> demandé par les fournisseurs Dénominateur : nombre de prestations télé-opérables demandées par les fournisseurs
Périmètre	- Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 98 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 98,4 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 98,9 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99,3 %
Pénalités	- Pour le calcul des incitations, les taux sont arrondis au dixième de point le plus proche - Pour les années 2025 - 2028 : -6 000 k€ par an et par point en dessous de l'objectif - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2016

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

Calcul	Numérateur : nombre de compteurs <i>Linky</i> activés dans les délais ⁴ à la suite d'un ordre de pointe mobile Dénominateur : nombre de compteurs <i>Linky</i> à activer à la suite d'un ordre de pointe mobile
Périmètre	- Compteurs Linky déclarés communicants dans Ginko
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 98 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 98,5 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99,5 %
Pénalités	- Pour le calcul des incitations, les taux sont arrondis au dixième de point le plus proche

⁴ Le délai prévu par les règles de marché en vigueur est de 8 heures.

	<ul style="list-style-type: none"> - Pour les années 2025 à 2028 : -4 € par compteur non activé à la suite d'un ordre de pointe mobile et en dessous de l'objectif de référence - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2016

3.3.1.6. Nombre de calendriers spécifiques fournisseurs mis en place dans les délais impartis

Calcul	<p>Nombre de calendriers tarifaires fournisseurs créés par recopie mis en place dans un délai supérieur à un mois. Pour les calendriers personnalisés (i.e. créés avec une structure décrite en totalité ou partiellement par le fournisseur), un délai d'un mois est ajouté pour prendre en compte la durée de réalisation de la pré-étude de faisabilité, soit un délai total de 2 mois. Enedis dispose de 5 jours ouvrés pour notifier aux fournisseurs que la demande est complète. Le délai de la mise en place des calendriers fournisseurs court à compter de la notification d'Enedis aux fournisseurs. A défaut de notification d'Enedis dans le délai imparti, la demande sera considérée comme complète et le délai de la mise en place des calendriers fournisseurs débutera à compter du jour de réception de la demande.</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Ensemble des demandes de calendriers spécifiques par les fournisseurs
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectifs	<ul style="list-style-type: none"> - Pour les années 2022 à 2024 : 0 calendrier mis en place dans un délai supérieur à 1 mois - Pour les années 2022 à 2024 : 0 calendrier personnalisé recevable mis en place dans un délai supérieur à 2 mois
Pénalités	<ul style="list-style-type: none"> - Pour les années 2022 à 2024 : 10 000 € par jour de retard et par calendrier - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2022

3.3.2. Indicateurs donnant lieu au versement d'une indemnité

3.3.2.1. Compteurs Linky non communicants de manière prolongée

Condition de versement	Le versement de l'indemnité s'effectue automatiquement à la suite de la détection d'une non-communication d'un compteur Linky par Enedis avec une indisponibilité supérieure à 6 mois.
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Tout compteur Linky non-communicant pour une durée supérieure à 6 mois. - Un même client n'est éligible qu'une fois par an, à partir de la date d'éligibilité de l'indemnisation, au versement de l'indemnité pour un compteur donné. - Le versement de l'indemnité n'est pas dû au client si celui-ci n'a pas accepté un rendez-vous proposé par Enedis ou n'a pas honoré un rendez-vous planifié avec Enedis pour résoudre le problème de communication du compteur. Dans ce cas, le délai de 6 mois est reconduit. <p><i>NB : Enedis devra motiver l'inéligibilité du consommateur au versement de l'indemnité.</i></p>
Modalité de versement	Enedis verse au bénéfice du consommateur, le cas échéant via son fournisseur, une indemnité en cas d'absence de communication du compteur Linky dans un délai supérieur à 6 mois. Le montant de l'indemnité est de 20 € HT.
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2023

3.3.2.2. Indemnités pour Télé-opérations réalisées à une date ultérieure à la date souhaitée par le client

Condition de versement	Le versement de l'indemnité s'effectue automatiquement dès qu'une prestation n'est pas réalisée à la date souhaitée par le client.
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Les clients sont éligibles au versement de l'indemnité si une prestation télé opérable n'est pas réalisée dans le délai standard de réalisation ou à la date de réalisation demandée par le client dans le cas où celle-ci est supérieure au délai standard de réalisation. - Un même client n'est éligible qu'une fois par an, à partir de la date d'éligibilité de l'indemnisation, et par prestation, au versement de l'indemnité pour un compteur donné. - Le versement de l'indemnité n'est pas dû au client si celui-ci n'a pas accepté un rendez-vous proposé par Enedis ou n'a pas honoré un rendez-vous planifié avec Enedis pour résoudre le problème de communication du compteur. <p><i>NB : Enedis devra motiver l'inéligibilité du consommateur au versement de l'indemnité.</i></p>
Modalité de versement	Enedis verse au bénéfice du consommateur, le cas échéant <i>via</i> son fournisseur, une indemnité pour non-réalisation d'une prestation télé opérable dans le délai standard de réalisation ou dans un délai supérieur à la date souhaitée par l'utilisateur. Le montant de l'indemnité est de : <ul style="list-style-type: none"> - 30 € HT pour la prestation de mise en service sur raccordement existant (F120) ; - 20 € HT pour les autres prestations.
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2023

3.4. Régulation incitative de la qualité de la transmission des données

La présente annexe décrit les propositions de la CRE en matière de régulation incitative de la qualité de la transmission des données.

3.4.1. Indicateurs incités financièrement de la qualité de la transmission des données

3.4.1.1. Taux de disponibilité en J+1 des Courbes de Charge Linky

Calcul	<u>Nombre de Courbes de Charge transmises en J+1 pour des points équipés de compteurs Linky communicants et abonnés à la transmission quotidienne de la courbe de charge (F300C) / Nombre de points équipés de compteurs Linky communicants et abonnés à la transmission quotidienne de la courbe de charge (F300C)</u>
Périmètre	- Tous les compteurs Linky communicants
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97,5 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 98 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 98,5 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : -0,05 € par courbe de charge journalière en défaut en dessous de l'objectif de référence - Bonus : +0,05 € par courbe de charge journalière disponible au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -0,0015 € * Nombre de courbes de charge journalières - Valeur plafond des incitations : +0,0005 € * Nombre de courbes de charge journalières - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

3.4.1.2. Taux de télé-relevés pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA (et HTA)

Calcul	Nombre d'index réels ⁵ utilisés pour la facturation / nombre de compteurs à facturer pendant le mois
Périmètre	- Tous les point BT > 36 kVA et HTA équipés de boitiers IP
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 99,2 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 99,2 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99,2 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99,2 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - L'incitation est uniquement sous la forme de pénalité - 100 k€ de pénalité par dixième de point en dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -2 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2021

⁵ Les règles de marché en vigueur prévoient qu'un index est qualifié de réel s'il est télé-relevé jusqu'à J-5.

3.4.2. Taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires

Calcul	<u>Nombre de Courbes de Charge, associées à un PRM avec abonnement (F300b-P300B) actif contenant au moins une donnée, envoyées depuis l'interface d'échange avant 9h / Nombre d'abonnements actifs sur les PRM.</u>
Périmètre	- Tous les point avec un abonnement F300b-P300b
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97,5 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 98 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 98,5 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : -150 k€ par dixième de point si le taux annuel est en dessous de l'objectif de référence - Bonus : +150 k€ par dixième de point si le taux annuel est au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 3 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2021

3.4.2.1. Complétude des courbes de charge pour le marché d'affaires

Calcul	<u>Nombre de courbes de charge journalières complètes à J+3 / Nombre de courbes de charge journalières attendues</u>
Périmètre	- Tous les compteurs communicants pour le marché d'affaires
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 99,8 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 99,8 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99,8 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99,8 %
Incitations	- Pénalités : -0,50 € par courbe de charge journalière incomplète en dessous de l'objectif de référence

	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus : +0,50 € par courbe de charge journalière complète au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -0,015 € * Nombre de courbes de charge journalières - Valeur plafond des incitations : +0,005 € * Nombre de courbes de charge journalières - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2025

3.4.2.2. Complétude des courbes de charge pour le marché de masse

Calcul	<u>Nombre de courbes de charge journalières complètes à J+3 / Nombre de courbes de charge journalières attendues pour les points de livraison abonnés à la courbe de charge</u>
Périmètre	Tous les compteurs Linky communicants abonnés à la collecte de la courbe de charge Toutes les courbes de charge, y compris celles faisant l'objet de collectes ultérieures à leur enregistrement local.
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 99 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 99 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : -0,05 € par courbe de charge journalière incomplète en dessous de l'objectif de référence - Bonus : +0,05 € par courbe de charge journalière complète au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -0,0015 € * Nombre de courbes de charge journalières - Valeur plafond des incitations : +0,0005 € * Nombre de courbes de charge journalières - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2025

3.4.2.3. Qualité des courbes de charge

Calcul	<u>Somme de la valeur absolue des écarts journaliers entre les index et la somme de la courbe de charge, après correction en J+7, rapportée à la somme de l'énergie transitée affectée aux compteurs abonnés à la courbe de charge</u>
Périmètre	- Tous les compteurs Linky communicants
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 0,3 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 0,3 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 0,3 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 0,3 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalité : -2 €/MWh d'écart au-delà de l'objectif de référence. - Valeur plafond des incitations : -5 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2025

3.4.2.4. Publication des courbes de charge de postes sources en open data

Calcul	<u>Nombre de courbes de charge de postes sources publiées en Open Data dans les 3 mois / Nombre de courbes de charge de postes de sources</u>
Périmètre	- Tous les points de comptage des postes sources
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 99 % o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 99 % o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99 % o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 99 %
Incitations	- Pénalité : -500 k€ par point en dessous de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : -2 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2025

3.4.3. Indicateurs suivis sans incitation de la qualité de la transmission des données

3.4.3.1. Taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h)

Calcul	<u>Nombre de fichiers de données de comptage, associés à un PRM avec abonnement (F305A-P305A) actif contenant au moins une donnée, envoyés depuis l'interface d'échange avant 9h, divisé par le nombre d'abonnements actifs au jour de la publication sur les PRM.</u>
Périmètre	- Tous les points avec un abonnement F305A-P305A
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2021

3.4.3.2. Traitement des tickets sur les données (SGE)

Calculs	Pour les anomalies d'une part, et les demandes d'autre part : <ul style="list-style-type: none"> - Nombre de tickets reçus - Durée moyenne de traitement des tickets - Nombre de tickets non traités au bout de 30 jours
Périmètre	Tickets émis concernant les données SGE

Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2025

3.4.3.3. Traitement des tickets sur les Open Data

Calcul	Pour les anomalies d'une part, et les demandes d'autre part : <ul style="list-style-type: none"> - Nombre de tickets reçus - Durée moyenne de traitement des tickets - Nombre de tickets non traités au bout de 30 jours
Périmètre	Tickets émis sur l'Open Data
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2025

3.5. Régulation incitative de la qualité d'alimentation

La présente annexe décrit les propositions de la CRE en matière de régulation incitative de la qualité d'alimentation. Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par Enedis, les ELD ou EDF SEI d'autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission aux acteurs concernés et en particulier aux utilisateurs et aux autorités concédantes d'indicateurs relatifs à la qualité des réseaux publics de distribution d'électricité.

3.5.1. Evénements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au

moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

Cette définition ne s'applique pas à EDF SEI, conformément à la délibération de la CRE du 19 décembre 2019⁶.

3.5.2. Mécanisme de pénalités pour les coupures longues

Le mécanisme décrit ci-après est applicable à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution, y compris les ELD desservant moins de 100 000 clients. Le versement de cette pénalité ou de cet abattement ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité du GRD selon les voies de droit commun.

Calcul	<i>Pénalité forfaitaire déclinée par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par le GRD, y compris lors d'événements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures - En cas de coupure de plus de 20 % de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité ne sera pas versée aux consommateurs coupés sur le territoire métropolitain continental - En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public situé en amont de ceux gérés par le GRD, le montant des pénalités que ce dernier est amené à verser aux consommateurs concernés lui est remboursé par le gestionnaire de réseau amont - Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, la pénalité est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure - Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, la pénalité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure - Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure <p><i>Les ELD et EDF SEI gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, de réduire les montants des pénalités applicables, par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations devront être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne pourront être inférieurs à 10 % de ces montants. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel. Chaque GRD devra, le cas échéant, rendre public et transmettre à la CRE le facteur proportionnel de réduction qu'il met en œuvre.</i></p>

⁶ [Délibération n° 2019-301 de la CRE du 19 décembre 2019 portant décision de modification de la délibération du 22 mars 2018 sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé](#)

Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2017
------------------------------	---------------------------

3.5.3. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis donnant lieu à incitation financière

3.5.3.1. Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^7 \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence (DMC_{Nref}^{BT}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 61,31 minutes o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 60,92 minutes o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 60,54 minutes o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 60,16 minutes
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $6,4 \text{ M€}/\text{minute} \times (DMC_{Nref}^{BT} - DMC_N^{BT})$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2009

⁷ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

3.5.3.2. Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)

Calcul	<p><i>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.</i></p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^8 \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - DMC_N^{HTA} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence (DMC_{Nref}^{HTA}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 40,9 minutes o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 40,6 minutes o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 40,30 minutes o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 40,0 minutes
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $5,9 \text{ M€/minute} \times (DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA})$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	<p>1^{er} janvier 2017</p>

⁸ Ibid.

3.5.3.3. Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)

Calcul	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC_N^{BT}), également appelée critère F-BT, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^9 \text{ et brèves}^{10} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - FMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence (FMC_{Nref}^{BT}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 1,87 coupure par an. <p>En raison du potentiel impact de l'intégration des données Linky sur cet indicateur, seul l'objectif de référence de l'année 2025 est fixé (hors intégration des données Linky). La CRE déterminera les objectifs pour les années 2026, 2027 et 2028 sur la base de données complémentaires, d'ici l'évolution annuelle du TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2025.</p>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $4,0 \text{ M€}/\text{coupure annuelle} \times (FMC_{Nref}^{BT} - FMC_N^{BT})$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	<p>1^{er} janvier 2017</p>

⁹ Ibid.

¹⁰ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

3.5.3.4. Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)

Calcul	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (FMC_N^{HTA}), également appelée critère F-HTA, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{11} \text{ et brèves}^{12} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - FMC_N^{HTA} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence (FMC_{Nref}^{HTA}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 2,0 coupures par an <p>En raison du potentiel impact de l'intégration des données Linky sur cet indicateur, seul l'objectif de référence de l'année 2025 est fixé (hors intégration des données Linky). La CRE déterminera les objectifs pour les années 2026, 2027 et 2028 sur la base de données complémentaires, d'ici l'évolution annuelle du TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2025.</p>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $20,0 \text{ M€}/\text{coupure annuelle} \times (FMC_{Nref}^{HTA} - FMC_N^{HTA})$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2017

¹¹ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

¹² Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

3.5.4. Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, Enedis transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent.

Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
<p>La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT suivant la cause de la coupure :</p> <ul style="list-style-type: none"> • causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ; • travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par Enedis ; • évènements exceptionnels. 	Trimestrielle
<p>Pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le classement en événement exceptionnel, la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en BT dues à l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par Enedis pour rétablir les conditions normales d'exploitation</p>	Trimestrielle
<p>La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA suivant la cause de la coupure :</p> <ul style="list-style-type: none"> • causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ; • travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par Enedis ; • évènements exceptionnels. 	Trimestrielle
<p>Pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le classement en événement exceptionnel, la somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de consommation raccordées en HTA dues à l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par Enedis pour rétablir les conditions normales d'exploitation</p>	Trimestrielle
<p>Le nombre moyen par client d'excursions de tension¹³ pour les clients disposant d'un compteur évolué, par domaine de tension (BT et HTA)</p>	Trimestrielle
<p>Le taux moyen de coupures très brèves, inférieures à 1 seconde (également appelées microcoupures), des installations de consommation, toutes causes confondues, par domaine de tension (BT et HTA)</p>	Trimestrielle
<p>La somme des durées de coupure et le nombre de coupures des installations de production, toutes causes confondues, par domaine de tension (BT et HTA)</p>	Trimestrielle

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, Enedis transmet en complément à la CRE les valeurs annuelles des indicateurs susmentionnés ainsi que le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT, d'une part, et en HTA, d'autre part, au 31 décembre de l'année précédente.

¹³ Une excursion de tension correspond à une valeur efficace de la tension BT ou HTA, moyennée sur 10 minutes, inférieure à 90 % de la valeur de la tension nominale correspondante ou supérieure à 110 % de cette tension nominale.

4. Annexe 4 : Régulation incitative de la flexibilité

La présente annexe décrit les indicateurs envisagés par la CRE en matière de régulation incitative de la flexibilité.

Indicateurs suivis sans incitation relatifs à la flexibilité

4.1. Nombre d'études HTA réalisées en N et en N-1

Calcul	Nombre total d'études HTA en N et N-1
Périmètre	Distinction des études réalisées selon deux modes d'exploitation : - en régime normal, dit « N », lorsque tous les éléments d'un réseau local sont fonctionnels ; - en régime de secours, dit « N-1 », lorsqu'au moins un élément du réseau est défaillant.
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2025

4.2. Nombre d'applications du calcul CritFlex

Calcul	Nombre d'études HTA en N et N-1 ayant fait l'objet d'un calcul <i>CritFlex</i>
Périmètre	Distinction des études réalisées selon deux modes d'exploitation : - en régime normal, dit « N » ; - en régime de secours, dit « N-1 ».
Suivi	- Fréquence de calcul : annuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2025

4.3. Nombre de CritFlex positifs

Calcul	Nombre d'études HTA en N et N-1 ayant fait l'objet d'un calcul du <i>CritFlex</i> et dont le résultat était positif
Périmètre	Distinction des études réalisées selon deux modes d'exploitation : - en régime normal, dit « N » ; - en régime de secours, dit « N-1 ».
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2025

4.4. Nombre de CritFlex négatifs

Calcul	Nombre d'études HTA en N et N-1 ayant fait l'objet d'un calcul du <i>CritFlex</i> et dont le résultat était négatif
Périmètre	Distinction des études réalisées selon deux modes d'exploitation : - en régime normal, dit « N » ; - en régime de secours, dit « N-1 ».
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2025

4.5. Somme des CritFlex positifs

Calcul	Somme des résultats des études ayant fait l'objet HTA en N et N-1 ayant fait l'objet d'un calcul du <i>CritFlex</i> et dont le résultat était positif
Périmètre	Distinction des études réalisées selon deux modes d'exploitation : - en régime normal, dit « N » ; - en régime de secours, dit « N-1 ».
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2025

4.6. Somme de CritFlex négatifs

Calcul	Somme des résultats des études ayant fait l'objet HTA en N et N-1 ayant fait l'objet d'un calcul du <i>CritFlex</i> et dont le résultat était positif
Périmètre	Distinction des études réalisées selon deux modes d'exploitation : <ul style="list-style-type: none"> - en régime normal, dit « N » ; - en régime de secours, dit « N-1 ».
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

4.7. Volume d'énergie limitée dans le cadre des offres de raccordement flexibles

Calcul	Somme de l'énergie écrêtée dans le cadre d'offres de raccordement flexibles (en kWh), par niveau de tension et type d'actif
Périmètre	Distinction entre les niveaux de tension de raccordement : <ul style="list-style-type: none"> - BT ≤ 36 kVA - BT > 36 kVA - HTA Distinction entre les types d'actifs écrêtés : <ul style="list-style-type: none"> - producteur photovoltaïque - producteur éolien - stockage - autre actif
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

4.8. Volume d'énergie écrêtée ou activée à la baisse dans le cadre de REFLEX

Calcul	Somme de l'énergie écrêtée dans le cadre de <i>REFLEX</i> (en kWh)
Périmètre	Distinction entre les niveaux de tension de raccordement : - BT ≤ 36 kVA - BT > 36 kVA - HTA Distinction entre les types d'actifs écrêtés ou activés : - producteur photovoltaïque - producteur éolien - stockage - autre actif
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

4.9. Volume d'énergie activée à la hausse sur les mécanismes de flexibilité

Calcul	Somme de l'énergie activée à la hausse, correspondant à une baisse du niveau de soutirage ou une augmentation du niveau d'injection d'électricité, sur les mécanismes de flexibilité (en kWh)
Périmètre	- AO flexibilités locales - Marché continu
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

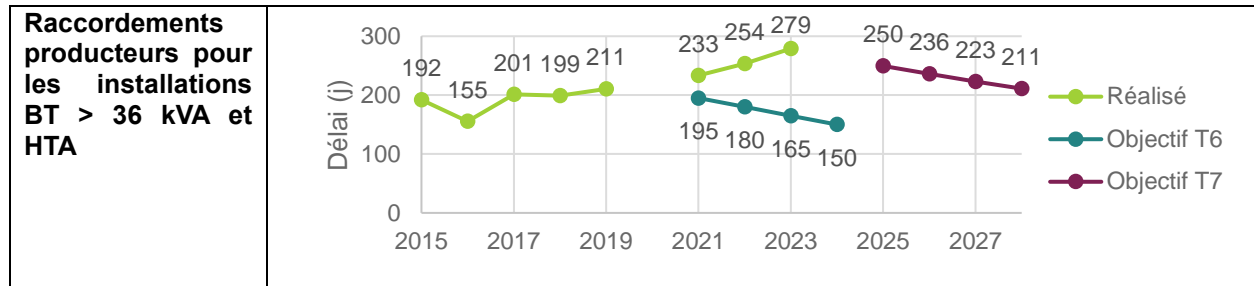
4.10. Volume d'énergie activée à la baisse sur les mécanismes de flexibilité (hors cadre Reflex)

Calcul	Somme de l'énergie activée à la baisse, correspondant à une augmentation du niveau de soutirage ou une baisse du niveau d'injection d'électricité, sur les mécanismes de flexibilité (en kWh)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none">- AO flexibilités locales- Marché continu
Suivi	<ul style="list-style-type: none">- Fréquence de calcul : mensuelle- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle- Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1er août 2025

5. Annexe 5 : Régulation incitative relative aux raccordements

5.1. Bilan TURPE 6 et objectifs envisagés TURPE 7 des délais moyens de raccordement par catégorie

Catégorie	Bilan TURPE 6 et objectifs envisagés TURPE 7
Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau	
Ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA	<p>Dans le cadre de l'évolution mécanique du TURPE 6 au 1^{er} août 2022, la CRE a décidé d'annuler le calcul de l'incitation pour cette catégorie du fait du recours aux télé-opérations (qui ne constituent pas de travaux de raccordement), qui devenait incohérent avec le cadre tel que fixé pour TURPE 6.</p>
Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau	
Raccordements BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau	
Raccordements Collectifs	
Raccordements en soutirage sur le réseau HTA	



5.2. Indicateurs de qualité de service incités financièrement relatifs aux raccordements

5.2.1. Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur

Calcul	<i>Nombre de pénalités pour raccordement non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur donnant lieu au versement d'une pénalité durant le trimestre</i>
Périmètre	- 100% des raccordements non mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur - Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Incitations	- Pénalités : <ul style="list-style-type: none"> o 50 € pour les raccordements BT ≤ 36 kVA o 150 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs en BT o 1 500 € pour les raccordements en HTA - Les montants et modalités de versement des pénalités devront apparaître de manière visible et détaillée dans les procédures de raccordements ainsi que dans les documents contractuels - Versement automatique, au demandeur de raccordement, ou au mandataire dans le cadre d'un mandat spécial de représentation
Date de mise en œuvre	- 1 ^{er} janvier 2014

5.2.2. Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client

Calcul	<i>Nombre de propositions de raccordements envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande ou dans le délai demandé par le client durant le mois M / Nombre total de propositions de raccordement envoyées durant le mois M</i>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle

<p>Objectifs</p>	<p><u>Objectif de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 95 % ○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 96 % ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 97 % ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 98 % <p><u>Objectif de référence pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 91 % ○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 92 % ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 93 % ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 94 %
<p>Incitations</p>	<p><u>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (248 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordement envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (248 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année <p><u>Utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (1 118 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Bonus : (1 118 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année <ul style="list-style-type: none"> - Valeur plancher des incitations : ±10,5 M€ - Versement au travers du CRCP
<p>Date de mise en œuvre</p>	<p>1^{er} janvier 2017</p>

5.2.3. Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement par catégorie de raccordement

<p>Calcul</p>	<p><i>Nombre moyen de jours calendaires entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement (date la plus récente de signature de la convention de raccordement pour la catégorie « Producteurs BT > 36 kVA et HTA) et la date d'envoi de la facture par Enedis suite à la réalisation du raccordement (date de mise en exploitation de l'installation pour la catégorie « Producteurs BT > 36 kVA et HTA).¹⁴</i></p>
<p>Périmètre</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Tous les raccordements en soutirage et en injection, pour lesquels la date d'envoi de la facture est comprise dans le mois de calcul, des catégories suivantes : <ul style="list-style-type: none"> ○ les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau ; ○ les raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau ; ○ les raccordements collectifs ; ○ les raccordements en soutirage sur le réseau HTA ; ○ les raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA.

¹⁴ La CRE demande par ailleurs à Enedis de calculer et de transmettre, pour l'ensemble des catégories, le délai entre la date d'accord sur la PTF et la date de fin des travaux.

<p>Suivi</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
<p>Objectifs</p>	<p><u>Objectif de référence pour les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 59 jours o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 56 jours o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 53 jours o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 50 jours <p><u>Objectif de référence pour les raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et les raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 142 jours o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 139 jours o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 135 jours o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 132 jours <p><u>Objectif de référence pour les raccordements collectifs en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 185 jours o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 178 jours o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 170 jours o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 163 jours <p><u>Objectif de référence pour les raccordements en soutirage sur le réseau HTA en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 240 jours o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 225 jours o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 210 jours o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 195 jours <p><u>Objectif de référence pour les raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 250 jours o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 236 jours o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 223 jours o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 211 jours
<p>Incitations</p>	<p><u>Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (6,9 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau au cours de l'année - Bonus : (4,8 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : -7,5 M€ pour les malus / +5,5 M€ pour les bonus <p><u>Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau & Raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (25,4 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau & en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau au cours de l'année

	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus : (15,8 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau & en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : -6 M€ pour les malus / +4 M€ pour les bonus <p><u>Raccordements collectifs :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (9,3 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements collectifs au cours de l'année - Bonus : (6,6 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements collectifs au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : -4 M€ pour les malus / +2,5 M€ pour les bonus <p><u>Raccordements en soutirage sur le réseau HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (303,2 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année - Bonus : (212,3 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : -7,5 M€ pour les malus / +5,5 M€ pour les bonus <p><u>Raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (60,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année - Bonus : (42,3 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements sur le réseau HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : -7 M€ pour les malus / +4,5 M€ pour les bonus <ul style="list-style-type: none"> - Versement au travers du CRCP
<p>Date de mise en œuvre</p>	<p>1^{er} janvier 2021</p>

5.2.4. Capacité créée dans le cadre des S3REnR

Calcul	<i>Différence entre la capacité de postes sources créée dans le cadre des S3REnR et la trajectoire du « Portefeuille S3REnR ajusté », en MW.</i>
Périmètre	Capacité créée pour le raccordement aux réseaux de transport et distribution de nouveaux producteurs EnR dans le cadre des S3REnR.
Objectifs	<p>Portefeuille S3REnR considéré comme prioritaire (en MW de capacité créée), capacité brute créée sur les réseaux de transport et distribution entre le 1^{er} janvier 2025 et :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ et le 31 décembre 2025 : 1 008 ○ et le 31 décembre 2026 : 2 260 ○ et le 31 décembre 2027 : 3 938 ○ et le 31 décembre 2028 : 7 162 <p>Portefeuille S3REnR ajusté (en MW de capacité créée), capacité brute créée sur les réseaux de transport et distribution entre le 1^{er} janvier 2025 et :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ et le 31 décembre 2025 : 857 ○ et le 31 décembre 2026 : 1 884 ○ et le 31 décembre 2027 : 3 209 ○ et le 31 décembre 2028 : 5 659
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 10 000 € par MW créé en dessous du portefeuille S3REnR ajusté - Bonus : 10 000 € par MW créé au-dessus du portefeuille S3REnR ajusté, mais en dessous du portefeuille considéré comme prioritaire - Aucun bonus si la capacité créée est supérieure au portefeuille S3REnR considéré comme prioritaire - Valeur plafond/plancher des incitations : ±10 M€ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

5.3. Indicateurs de qualité de service suivis relatifs aux raccordements

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul
Taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle
Délai moyen d'envoi de la proposition de raccordement par catégorie d'utilisateurs	Somme des délais d'envoi des propositions de raccordement à partir de la qualification de la demande / Nombre de propositions de raccordements émises durant le trimestre	Trimestrielle
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délai par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle
Nombre d'indemnités versées au titre du décret n° 2012-38 du 10 janvier 2012 pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance ≤ 3 kVA pour la partie délai d'envoi de la convention de raccordement	Nombre de réclamations pour dépassement du délai d'envoi de la convention de raccordement fixé par le décret ayant donné lieu au versement de l'indemnité durant le trimestre	Trimestrielle
Nombre d'indemnités versées au titre du décret n° 2012-38 du 10 janvier 2012 pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance ≤ 3 kVA pour la partie délai de réalisation des travaux de raccordement	Nombre de réclamations pour dépassement du délai de réalisation du raccordement fixé par le décret ayant donné lieu au versement de l'indemnité durant le trimestre	Trimestrielle
Délai de réalisation des raccordements provisoires	Délai moyen de réalisation d'un raccordement provisoire calculé entre la date de réception de la demande et la date de réalisation du raccordement	Trimestrielle
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé par le client pour les producteurs BT ≤ 36 kVA avec travaux	Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande ou dans le délai demandé par le client durant le mois M / Nombre total de propositions de raccordement envoyées durant le mois M	Trimestrielle
Délai moyen (en jours) de remise des 5 % des PTF les plus longues	Somme des délais des 5 % des envois les plus tardifs des propositions de raccordement à partir de la	Trimestrielle

Consultation publique N°2024-16 - Annexes

11 octobre 2024

	qualification de la demande / (Nombre de propositions de raccordements émises durant le trimestre x 5 %)	
Délai de réalisation des raccordements ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA avec travaux	Délai moyen de réalisation d'un raccordement ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA avec travaux calculé entre la date de réception de la demande et la date de réalisation du raccordement	Trimestrielle
Délai de réalisation des raccordements collectifs horizontaux liés aux IRVE	Délai moyen de réalisation d'un raccordement collectif horizontal liés aux IRVE calculé entre la date de réception de la demande et la date de réalisation du raccordement	Trimestrielle

6. Annexe 6 : Méthode utilisée pour calculer la composante de soutirage

6.1. Rappel de la méthode TURPE 6

Les grilles tarifaires sont définies sur la base d'une allocation des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux aux différents utilisateurs, afin que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux le coût de réseau qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de lisibilité et de progressivité de l'évolution des tarifs. Ce principe permet de transmettre aux utilisateurs un signal tarifaire pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux, au bénéfice des consommateurs.

Cette allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension situés en amont (cascade des coûts). Cette allocation est réalisée à partir d'un « découpage » du réseau par poche. Une poche de réseau regroupe l'ensemble des ouvrages de réseau d'un domaine de tension connectés en aval d'un poste de transformation. En cas de connexion à plusieurs postes amont, l'ouvrage est associé au poste le plus proche selon la distance électrique¹⁵. Chaque poche représente ainsi un ensemble d'ouvrages de réseau cohérent localement. Le nombre de poches au sein de chaque niveau de tension dépend directement du nombre de postes de transformation entre différents niveaux de tension. Schématiquement, on peut représenter le réseau de la manière suivante :

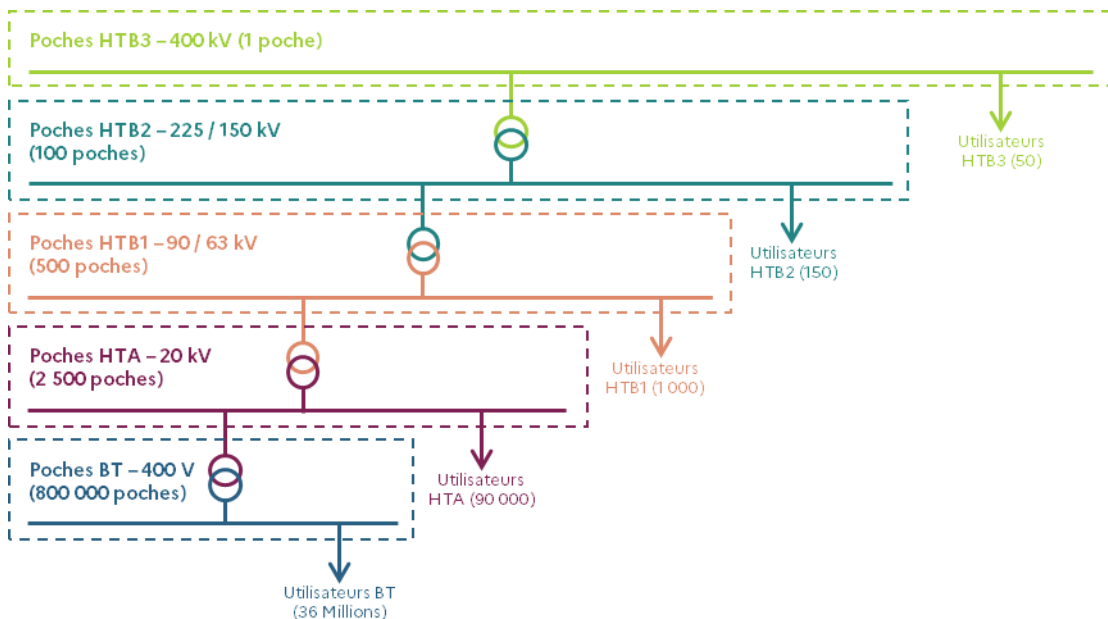


Figure 1 : Découpage du réseau en poches (ordres de grandeur, périmètre RTE et Enedis)

Pour rappel, la méthode appliquée dans le TURPE 6 est fondée, pour les niveaux de tension HTB 1 et 2, HTA et BT, sur les grandes étapes suivantes :

- Etape 1 : étude économétrique des coûts d'infrastructure. Cette première étape consiste, à partir de l'analyse des données (flux réalisés passés et infrastructures de réseau existantes) de chaque poche de réseau, à :
 - reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
 - déterminer les variables étant les plus à même d'expliquer ces coûts ;
 - en déduire une fonction de coût, permettant d'obtenir des coûts marginaux dépendant des différents inducteurs de coûts.

¹⁵ Les poches regroupent les ouvrages de réseau par leur proximité en termes d'impédance.

- Etapes 2 et 2 bis : pour les deux principaux inducteurs de coûts retenus par la CRE (nombre d'utilisateurs et puissance dimensionnante¹⁶ transitant dans chaque poche), l'étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux (i.e. le coût d'un consommateur supplémentaire à puissance dimensionnante constante, et le coût d'un kW de puissance dimensionnante supplémentaire à nombre de consommateurs constant) en coefficients tarifaires, en considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue. Les différentes options tarifaires sont construites sur un principe de versionnage par durée d'utilisation (courte, moyenne et longue utilisation). Le coût marginal d'un nouveau client vient alimenter la part puissance (exprimée en €/kW), tandis que le coût marginal de la puissance foisonnée est réparti entre la part puissance et la part énergie (en €/kWh).
- Etape 3 – répercussion des coûts annexes : cette étape consiste à prendre en compte les coûts annexes (pertes, réserves, ...) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

La méthodologie TURPE 6 est présentée de manière détaillée en annexe 11 dans la délibération TURPE 6 HTA-BT. Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

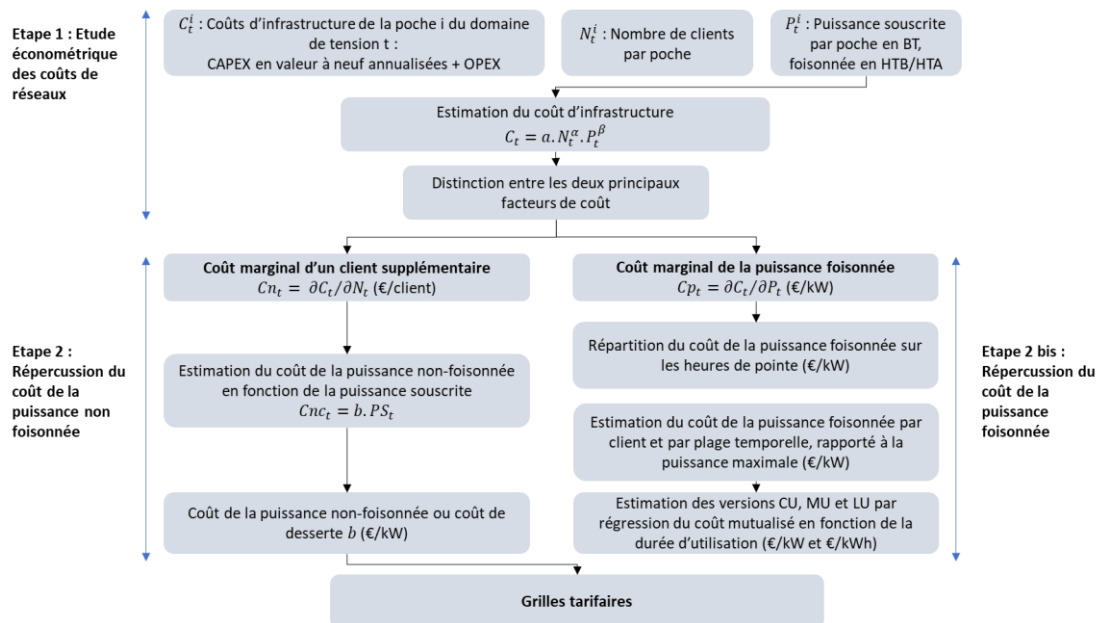


Figure 2 : Etapes de la méthode TURPE 6

¹⁶ Dans le TURPE 6, la puissance dimensionnante correspond à la puissance « foisonnée ». Il s'agit de la puissance souscrite en BT et de la puissance foisonnée en HTA et HTB.

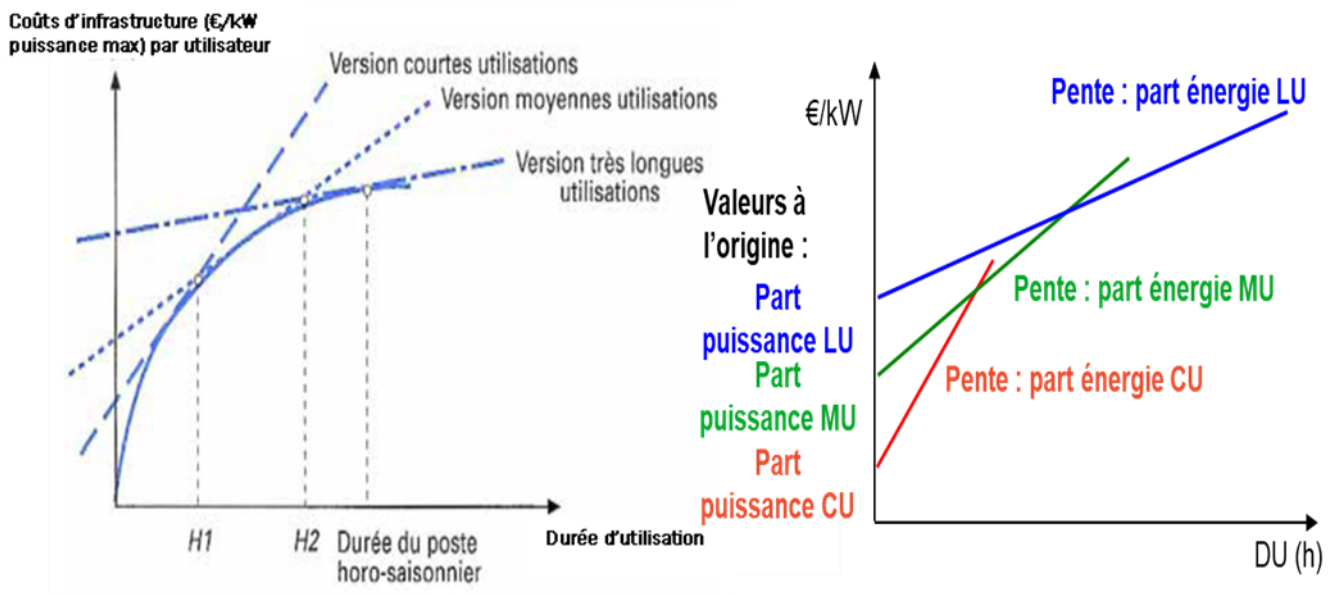


Figure 3 : Principe de versionnage basé sur les coûts à la puissance dimensionnante : approximation des tangentes pour estimer les coefficients tarifaires (source : Principes de tarification de l'électricité en France par Frédérique Decré et Hervé Chefdeville)

Principe de la cascade des coûts

L'application de ce principe permet de prendre en compte le fait que soutirer de l'énergie sur les niveaux de tension avals induit des flux et donc des coûts sur les niveaux de tension amonts. Le schéma suivant permet d'illustrer la cascade des flux telle qu'elle est appliquée dans le TURPE 6 afin de cascader les coûts :

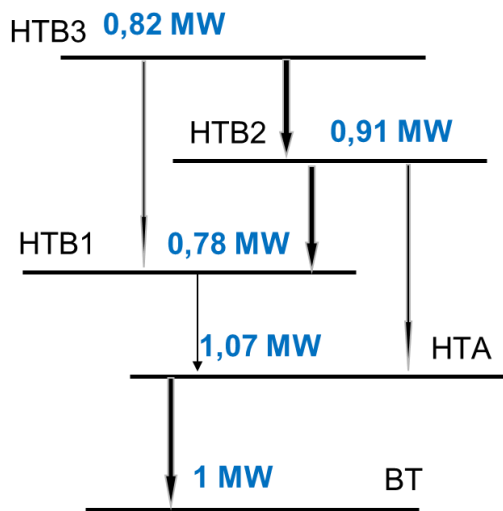


Figure 4 : Illustration de la cascade des flux

Par exemple, un soutirage de 1MW d'un consommateur BT engendrera en moyenne un transit de 0,82 MW en HTB3, 0,91 MW en HTB2, 0,78 MW en HTB1 et 1,07MW en HTA.

6.2. Détails des adaptations à la méthodologie tarifaire pour intégrer les pointes d'injection

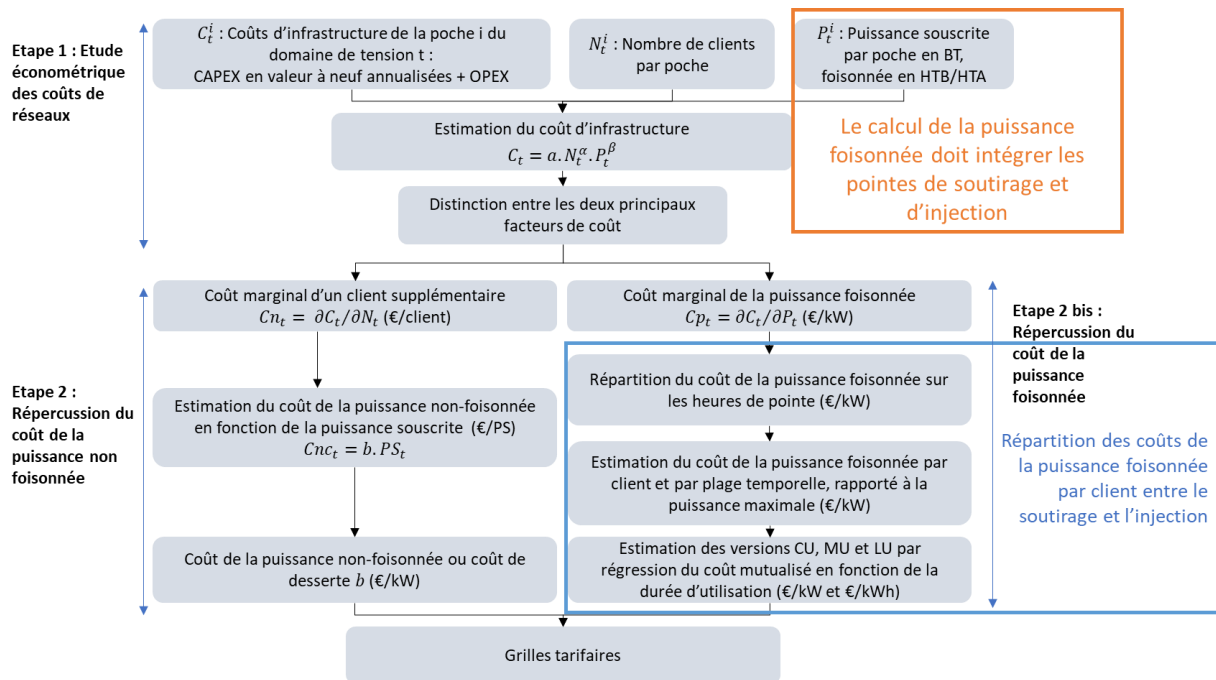


Figure 5 : Propositions de modification de la méthodologie TURPE 6 pour intégrer les pointes d'injection

L'étape 1 vise à paramétrer pour chaque niveau de tension (HTB, HTA et BT), grâce à une étude économétrique des coûts d'infrastructure, une fonction estimant le coût des différentes poches de réseau. Les changements proposés sur cette étape pour TURPE 7 concernent l'une des variables explicatives de la fonction de coût en HTB et en HTA : le calcul de la puissance dimensionnante.

Dans le TURPE 6, la puissance « foisonnée »¹⁷ d'une poche utilisée correspondait en HTA et HTB à la puissance soutirée (nette des injections) du poste de transformation en amont de la poche pendant la 2 500^{ème} heure de l'année la plus chargée **en soutirage, sans prendre en compte les heures où la puissance injectée était importante** (les heures d'injection étaient mises à zéro). Cela revient à considérer que le réseau est dimensionné uniquement par les pointes de consommation.

La CRE propose donc, pour le TURPE 7, d'adapter le calcul de la puissance dimensionnante pour prendre également en compte les pointes d'injection dans ce calcul. Les différences de doctrine de dimensionnement du réseau entre le soutirage et l'injection nécessite de recalculer en niveau et en durée des pointes d'injection :

- **recalage en niveau : à puissance égale, les pointes de soutirage sont plus dimensionnantes pour le réseau que les pointes d'injection.**

Les échanges avec RTE révèlent que le dimensionnement du réseau en injection se fait en considérant des flux correspondant à 125 % de l'Intensité Transitoire 5 minutes (IT5)¹⁸, alors que le dimensionnement du réseau en soutirage se fait en considérant des flux correspondant à l'Intensité de secours temporaire (IST)¹⁹. Les deux pointes n'ont donc pas la même conséquence sur le dimensionnement du réseau de transport, et un recalage du niveau des pointes d'injection est donc nécessaire afin de les rendre comparables avec les pointes de soutirage. L'analyse des données d'IT5 et d'IST du réseau de transport montre que le rapport entre 125 % de l'IT5 et l'IST est de 1,7. Ce coefficient est donc utilisé comme dénominateur pour le recalage en niveau des pointes d'injection.

¹⁷ La puissance « foisonnée » en TURPE 6 correspond à la puissance dimensionnante.

¹⁸ Intensité Transitoire 5 minutes, seuil d'intensité admissible au plus 5 minutes.

¹⁹ Intensité de Secours Temporaire, intensité maximale admissible sans limite de temps.

Concernant le réseau de distribution, un recalage similaire est également nécessaire car le réseau est dimensionné suivant un principe « N-1 » (réseau avec une perte d'ouvrage) en soutirage et en N (réseau complet) pour l'injection. A ce stade, la CRE ne dispose pas des données permettant de préciser un coefficient spécifique au niveau HTA, la CRE envisage d'utiliser le même coefficient en HTA qu'en HTB ;

- **recalage en durée** : la différence entre le coût de l'énergie non distribuée (END), correspondant à une défaillance en soutirage, et les coûts de l'énergie non évacuée ou non injectée (ENE/ENI), correspondant à une défaillance en injection, fait que le nombre d'heures dimensionnantes considéré en soutirage et en injection n'est pas le même. La CRE envisage de déterminer le nombre d'heures dimensionnantes en injection à considérer sur la base d'une égalisation des coûts de renforcement d'infrastructure permettant de résoudre une situation de défaillance en injection et en soutirage. **L'analyse de la CRE mène à $N_{h \text{ injection}} \approx 80 \text{ heures}$.**

On peut en effet écrire :

$$\text{Coût de l'END} \cdot P_{N-1} \cdot N_{h \text{ soutirage}} = \text{Coût de l'ENE} \cdot N_{h \text{ injection}} = \text{coût déclenchement de l'investissement},$$

Avec :

- $\text{Coût de l'END} = 28\,000 \text{ €/MWh}$,
- $P_{N-1} = \frac{1}{10\,000}$ (probabilité d'occurrence d'une situation de N – 1 réseau²⁰),
- $N_{h \text{ soutirage}} = 2\,500 \text{ heures}$,
- $\text{Coût de l'ENE} = 100 \text{ €/MWh}$

Ainsi, chaque heure de pointe d'injection compterait pour 2 500 / 80 heures, tandis que chaque heure de pointe de soutirage compterait effectivement pour une heure. La puissance dimensionnante retenue n'est alors plus la puissance du poste de transformation en amont de la poche pendant la 2 500^{ème} heure la plus chargée en soutirage, mais la puissance de l'heure pour laquelle la somme des poids des heures classées par puissance décroissante (en incluant les pointes d'injection recalées en niveau) atteint 2 500. Ainsi, si toutes les heures dimensionnantes d'une poche sont des heures d'injection, la puissance dimensionnante de la poche sera la puissance, recalée en niveau, de la 80^{ème} heure la plus chargée de l'année.

6.2.1. Adaptation de l'étape 2 bis : répercussion des coûts à chaque utilisateur

L'étape 2 bis, qui permet la répercussion du coût de la puissance dimensionnante à chaque utilisateur, se voit proposer des modifications de méthode par rapport à la méthode utilisée dans le TURPE 6. L'objectif est de répercuter uniquement la part du coût de la puissance dimensionnante liée au soutirage dans la composante de soutirage, et donc d'exclure la part du coût de la puissance dimensionnante liée à l'injection.

Pour cela, la CRE propose :

- pour chaque poche de réseau, de calculer le coût marginal à la puissance dimensionnante lié uniquement au soutirage, en multipliant le coût marginal à la puissance dimensionnante de la poche par le taux d'heures dimensionnantes de la poche qui sont des heures de soutirage ;
- d'attribuer ce coût marginal lié au soutirage à chaque utilisateur de la poche de réseau en considérant sa participation à la pointe de soutirage, et non plus sa participation globale à la pointe. Ainsi, un utilisateur injectant pendant l'ensemble des heures de pointe de soutirage de la poche se verrait attribuer un coût marginal à la puissance dimensionnante nul avant le versionnage.

²⁰ Probabilité calculée à partir du critère M (la durée moyenne de coupure en HTA) utilisé dans le cadre de la régulation incitative de la qualité d'alimentation.

Réciproquement, pour définir une composante d'injection, ou prendre en compte l'injection dans certaines options tarifaires, les mêmes étapes seraient appliquées mais en considérant l'injection :

- pour chaque poche de réseau, calculer le coût marginal à la puissance dimensionnante lié uniquement à l'injection, en multipliant le coût marginal à la puissance dimensionnante de la poche par le taux d'heures dimensionnantes de la poche qui sont des heures d'injection ;
- attribuer ce coût marginal lié à l'injection à chaque utilisateur de la poche de réseau en considérant sa participation à la pointe d'injection.

La méthode utilisée pour la suite du versionnage reste la même que celle utilisée dans le TURPE 6, soit la méthode des tangentes appliquée à la distribution des coûts affectés à chaque utilisateur en fonction de sa durée d'utilisation. La grille de soutirage est obtenue en ne considérant que le coût marginal à la puissance dimensionnante lié au soutirage

6.2.2. Etape 3 : prise en compte des coûts annexes

La troisième étape de calcul de la composante de soutirage consiste à ajouter aux coûts d'infrastructure les coûts annexes liés aux pertes électriques, aux réserves et au réseau HTB3, la CRE propose de maintenir la prise en compte des coûts annexes de la méthode TURPE 6 :

Calcul du coût des pertes :

Le coût des pertes sur le réseau dépendant directement de l'énergie soutirée, une répercussion de ce coût dans la part énergie de la composante de soutirage (en € par MWh donc) semble être la solution naturelle. La répercussion du coût des pertes par niveau de tension et par plage temporelle se fait en multipliant le prix des pertes par un taux de pertes, tenant compte des flux sur les réseaux amonts, sur la base d'une matrice des flux calculée par les gestionnaires de réseaux et qu'il restera à mettre à jour pour TURPE 7.

Le prix des pertes est quant à lui calculé, par plage temporelle, comme la moyenne des prix spot pondérée par le volume des pertes, recalé pour correspondre au coût réel des pertes constaté pour la période, en distinguant transport et distribution.

Les prix ainsi calculés pour la période 2019-2021 (la CRE propose d'exclure l'année 2022 du fait de son caractère exceptionnel) sont :

€/MWh	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE	Annuel
Prix HTB	63,3	56,3	41,1	43,4	31,6	44,3
Prix HTA-BT	74,6	66,9	48,7	48,3	35,4	51,2

Calcul du coût des réserves :

Les réserves d'exploitation sont constituées afin que les ressources mobilisables du système électrique soient capables de compenser, en continu, la différence entre la production et la consommation d'électricité (réglage de la fréquence, mécanisme de réserve) et de maintenir la tension dans sa plage de fonctionnement normal (réglage de la tension).

En raison du caractère nécessairement aléatoire de leurs appels de puissance, tous les utilisateurs du réseau contribuent au dimensionnement des réserves :

- les utilisateurs de forte puissance : même si leur utilisation du réseau est généralement prévisible, leurs indisponibilités fortuites individuelles sont susceptibles de causer un déséquilibre significatif à l'échelle du système ;
- les utilisateurs de faible puissance : leur utilisation du réseau est plus volatile. Même atténué par le foisonnement, l'aléa induit par ces utilisateurs occasionne en permanence des écarts entre la production et la consommation.

Ainsi, considérant la difficulté d'identifier des inducteurs de coût de constitution des réserves, la CRE propose de maintenir la règle définie pour TURPE 6 en attribuant les coûts des réserves à chaque

utilisateur en fonction de ses caractéristiques d'utilisation du réseau via une inclusion dans la part énergie de la composante de soutirage.

Calcul des coûts HTB3

L'analyse des données du niveau de tension HTB3 menées pour le TURPE 6 ne faisait pas ressortir de différence substantielle de coûts entre les différentes plages temporelles, du fait d'un très fort foisonnement des flux sur les axes du réseau de grand transport. Dans la méthodologie TURPE 6, la cascade des coûts du domaine HTB3 sur les domaines de tension avals se fait en attribuant les coûts d'infrastructure HTB3 (charges de capital et charges d'exploitation) aux niveaux de tension avals à travers une composante exprimée en € par MWh constante sur les différentes plages temporelles. Pour chaque niveau de tension aval, cette composante est calculée en faisant le ratio entre les coûts d'infrastructure HTB3 totaux et les flux HTB3 induits par les soutirages du niveau de tension aval considéré.

La CRE propose de maintenir la règle définie pour TURPE 6. La cascade des coûts HTB3 a été mise à jour avec les dernières estimations de coûts d'infrastructures transmises par RTE.

7. Annexe 7 : Composantes tarifaires envisagées

7.1. Coefficients tarifaires au 1^{er} août 2025

La CRE présente ci-dessous les grilles tarifaires résultant de l'évolution de structure envisagée et de la hausse tarifaire du scénario illustratif. Pour précision, contrairement au TURPE 6, ces grilles ne sont pas arrondies à un multiple de 0,12.

7.1.1. Composante de gestion

Domaine de tension	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur (dont C_{card}) (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur (dont R_f) (€/an)
HTA	508,68	444,48
BT > 36 kVA	254,28	222,24
BT ≤ 36 kVA	18,36	17,04

Tableau 1. Composante annuelle de gestion

Domaine de tension	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur (€/an)
HTA	726,12
BT > 36 kVA	363,12
BT ≤ 36 kVA	26,76

Tableau 2. Composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels avec injection

Domaine de tension	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur (dont C_{card}) (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur (dont R_f) (€/an)
HTA	508,68	444,48
BT > 36 kVA	254,28	222,24
BT ≤ 36 kVA	18,36	17,04

Tableau 3. Composante annuelle de gestion des autoproducteurs individuels sans injection

Domaine de tension	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur (dont C_{card}) (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur (dont R_f) (€/an)
HTA	641,52	577,32
BT > 36 kVA	320,76	288,72
BT ≤ 36 kVA	23,04	21,72

Tableau 4. Composante annuelle de gestion des autoproducteurs collectifs

7.1.2. Composante de comptage

Composante de comptage (€/an)
1,81

Tableau 5. Composante annuelle de comptage - Utilisateurs sans dispositif de comptage

Domaine de tension	Fréquence minimale de transmission	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTA	Mensuelle	388,89
BT > 36 kVA	Mensuelle	292,68
BT ≤ 36 kVA	Bimestrielle ou semestrielle ²¹	22,73

Tableau 6. Composante annuelle de comptage - Utilisateurs avec dispositif de comptage

²¹ 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.

7.1.3. Composante de soutirage

HTA

	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)	$b_1 = 13,16$	$b_2 = 13,16$	$b_3 = 13,16$	$b_4 = 12,22$	$b_5 = 11,38$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 5,99$	$c_2 = 4,41$	$c_3 = 2,28$	$c_4 = 1,10$	$c_5 = 0,74$

Tableau 7. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTA – Version 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)	$b_1 = 34,98$	$b_2 = 32,29$	$b_3 = 21,70$	$b_4 = 14,78$	$b_5 = 12,06$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,02$	$c_2 = 2,36$	$c_3 = 1,48$	$c_4 = 0,97$	$c_5 = 0,71$

Tableau 8. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTA – Version 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)	$b_1 = 13,16$	$b_2 = 13,16$	$b_3 = 13,16$	$b_4 = 12,22$	$b_5 = 11,38$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 7,30$	$c_2 = 4,23$	$c_3 = 2,28$	$c_4 = 1,10$	$c_5 = 0,74$

Tableau 9. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTA – Version à pointe mobile 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)	$b_1 = 38,03$	$b_2 = 34,36$	$b_3 = 21,7$	$b_4 = 14,78$	$b_5 = 12,06$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 3,53$	$c_2 = 2,13$	$c_3 = 1,48$	$c_4 = 0,97$	$c_5 = 0,71$

Tableau 10. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTA – Version à pointe mobile longue utilisation

BT > 36 kVA

	Heures pleines de saison haute (i = 1)	Heures creuses de saison haute (i = 2)	Heures pleines de saison basse (i = 3)	Heures creuses de saison basse (i = 4)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 17,93$	$b_2 = 14,86$	$b_3 = 13,92$	$b_4 = 12,32$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 6,9$	$c_2 = 4,59$	$c_3 = 2,33$	$c_4 = 1,61$

Tableau 11. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT > 36 kVA – Version 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)	$b_1 = 28,99$	$b_2 = 21,14$	$b_3 = 18,75$	$b_4 = 14,28$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 6,14$	$c_2 = 4,13$	$c_3 = 2,10$	$c_4 = 1,44$

Tableau 12. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT > 36 kVA – Version 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)	$b_1 = 17,93$	$b_2 = 14,86$	$b_3 = 13,92$	$b_4 = 12,32$
Coefficient pondérateur de l'énergie alloproduite (c€/kWh)	$c_1 = 6,95$	$c_2 = 4,62$	$c_3 = 2,42$	$c_4 = 1,61$
Coefficient pondérateur de l'énergie autoproduite (c€/kWh)	$c_5 = 2,67$	$c_6 = 1,47$	$c_7 = 1,18$	$c_8 = 0,75$

Tableau 13. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT > 36 kVA – Version courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute	Heures creuses de saison haute	Heures pleines de saison basse	Heures creuses de saison basse
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	$b_1 = 28,99$	$b_2 = 21,14$	$b_3 = 18,75$	$b_4 = 14,28$
Coefficient pondérateur de l'énergie alloproduite (c€/kWh)	$c_1 = 6,18$	$c_2 = 4,16$	$c_3 = 2,16$	$c_4 = 1,44$
Coefficient pondérateur de l'énergie autoproduite (c€/kWh)	$c_5 = 2,33$	$c_6 = 1,36$	$c_7 = 1,1$	$c_8 = 0,73$

Tableau 14. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT > 36 kVA – Version longue utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

BT ≤ 36 kVA

	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)	$b = 9,65$			
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 8,1$	$c_2 = 4,27$	$c_3 = 1,8$	$c_4 = 1,23$

Tableau 15. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version 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)	$b = 12,02$			
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 7,41$	$c_2 = 3,95$	$c_3 = 1,63$	$c_4 = 1,18$

Tableau 16. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version moyenne 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)	$b = 96,43$			
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,29$	$c_2 = 1,29$	$c_3 = 1,29$	$c_4 = 1,29$

Tableau 17. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version longue utilisation

	Heures pleines de saison haute	Heures creuses de saison haute	Heures pleines de saison basse	Heures creuses de saison basse
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b = 9,65			
Coefficient pondérateur de l'énergie alloproduite (c€/kWh)	c ₁ = 8,13	c ₂ = 4,17	c ₃ = 1,81	c ₄ = 1,26
Coefficient pondérateur de l'énergie autoproduite (c€/kWh)	c ₅ = 3,49	c ₆ = 1,34	c ₇ = 0,78	c ₈ = 0,51

Tableau 18. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version courte utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

	Heures pleines de saison haute	Heures creuses de saison haute	Heures pleines de saison basse	Heures creuses de saison basse
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b = 12,02			
Coefficient pondérateur de l'énergie alloproduite (c€/kWh)	c ₁ = 7,43	c ₂ = 3,86	c ₃ = 1,65	c ₄ = 1,18
Coefficient pondérateur de l'énergie autoproduite (c€/kWh)	c ₅ = 3,35	c ₆ = 1,27	c ₇ = 0,77	c ₈ = 0,50

Tableau 19. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version moyenne utilisation – autoproduction collective (en aval d'un même poste HTA/BT)

Composantes dérogatoires pour les clients sans compteur communicant

	Base
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b = 11,44
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 5,00

Tableau 20. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version sans différenciation temporelle courte utilisation

	Heures pleines (i = 1)	Heures creuses (i = 2)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kVA/an)	b = 13,94	
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 5,11	c ₂ = 3,61

Tableau 21. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension BT ≤ 36 kVA – Version à deux plages temporelles moyenne utilisation

7.1.4. Composante d'injection

Domaine de tension	Composante annuelle des injections (c€/MWh)
HTA	0
BT > 36 kVA	0

Tableau 22. Composante annuelle des injections

7.1.5. Composante d'injection-soutirage

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 13,19$	$b_2 = 13,19$	$b_3 = 13,19$	$b_4 = 13,04$	$b_5 = 12,11$
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	$c_1 = -7,17$	$c_2 = 2,67$	$c_3 = 1,85$	$c_4 = 0,93$	$c_5 = 0,75$
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	$d_1 = 7,91$	$d_2 = 0,48$	$d_3 = 0,48$	$d_4 = 0,48$	$d_5 = 0,48$

Tableau 23. Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTA – Version courte utilisation – zone injection

	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)	$b_1 = 13,16$	$b_2 = 13,16$	$b_3 = 13,16$	$b_4 = 12,22$	$b_5 = 11,38$
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	$c_1 = 5,99$	$c_2 = 4,41$	$c_3 = 2,28$	$c_4 = 1,1$	$c_5 = 0,74$
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	$d_1 = -4,95$	$d_2 = 0$	$d_3 = 0$	$d_4 = 0$	$d_5 = 0$

Tableau 24. Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTA – Version courte utilisation – zone de soutirage

7.1.6. Composante des dépassements de puissance souscrite

α (€ / h)
12,82

Tableau 25. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite BT > 36 kVA

7.1.7. Tarification de l'énergie réactive

Domaine de tension	Saison haute (c€/kvar.h)	Saison basse (c€/kvar.h)
HTA	2,52	2,39
BT > 36 kVA	2,63	-

Tableau 26. Composante annuelle de l'énergie réactive – flux de soutirage

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	3,89

Tableau 27. Composante annuelle de l'énergie réactive – flux d'injection (installation non régulée en tension)

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	3,89

Tableau 28. Composante annuelle de l'énergie réactive – flux d'injection (installation régulée en tension)