

DÉLIBÉRATION N°2026-33

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 4 février 2026 portant modification des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution et transport d'électricité (TURPE 7 HTA-BT et TURPE 7 HTB)

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

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthode d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE). La CRE procède aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs, de l'évolution prévisible de leurs charges de fonctionnement et d'investissements ou encore de l'évolution des usages des réseaux.

Les tarifs d'utilisations des réseaux de transport et de distribution d'électricité dits, respectivement, « TURPE 7 HTB »¹ et « TURPE 7 HTA-BT »² sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2025 pour une durée d'environ 4 ans. La CRE a mené une consultation publique³ du 10 octobre 2025 au 23 novembre 2025 dans laquelle elle envisageait de modifier les TURPE 7 HTB et TURPE 7 HTA-BT sur les points à caractère technique suivants :

- introduction d'indicateurs de qualité de service incités pour les entreprises locales de distribution (ELD) au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) forfaitaire ayant plus de 100 000 points de livraison (PDL) ;
- définition des zones éligibles au tarif injection/soutirage pour préciser les critères d'éligibilité des poches HTA et le traitement des postes sources nouvellement créés ;
- levée du gel de l'attribution d'heures creuses méridiennes (11h – 14h) aux nouveaux clients.

9 acteurs ont répondu à cette consultation, dont 2 gestionnaires de réseau, 3 syndicats professionnels de l'électricité, 2 fournisseurs d'énergie et 2 AODE ou fédération d'AODE. Les réponses à la consultation sont publiées, dans leur version non confidentielle le cas échéant, en même temps que la présente délibération. La présente délibération prend en compte les réponses à cette consultation publique.

¹ [Délibération n°2025-77 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 7 HTB\)](#)

² [Délibération n°2025-78 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 7 HTA-BT\)](#)

³ [Consultation publique n°2025-11 de la CRE du 10 octobre 2025 relative aux niveaux de dotation d'EDF SEI, Gérédis et EEWf au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2026 à 2029, au niveau de dotation d'EDM pour 2026, au cadre de régulation associé et à la modification du TURPE 7](#)

La présente délibération modifie les TURPE 7 HTB et TURPE 7 HTA-BT comme suit :

- s'agissant du TURPE 7 HTA-BT :
 - elle introduit des indicateurs incités de qualité de service pour les ELD de plus de 100 000 clients au FPE forfaitaire, concernant la qualité d'alimentation (critères B et M) et le délai de raccordement au réseau des utilisateurs ;
 - elle modifie les règles de placement des heures creuses pour permettre l'attribution d'heures creuses méridiennes (11h-14h) aux nouveaux clients, afin de faciliter le lissage des consommations sur les heures solaires ;
 - elle modifie l'annexe confidentielle sur la stratégie d'achat des pertes ;
- s'agissant des TURPE 7 HTB et HTA-BT :
 - elle étend la définition des zones d'injection en HTA aux poches situées en aval des zones d'injection définies par RTE. Par ailleurs, les postes HTA, HTB 2 et HTB 1 créés au cours de la période TURPE 7 sont intégrés dans les listes des zones d'injection et de soutirage.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 27 janvier 2026.

Sommaire

1. Cadre juridique	4
2. Qualité de service et d'alimentation des ELD de +100 000 clients ayant choisi le régime du FPE forfaitaire	4
2.1. Rappel des indicateurs en vigueur.....	4
2.2. Evolutions du dispositif pour la période 2026-2029.....	5
2.2.1. Modification du TURPE 7 HTA-BT.....	7
3. Tarification injection-soutirage.....	8
3.1. Contexte.....	8
3.2. Nombre de zones en injection et cohérence géographique entre niveaux de tension	9
3.2.1. Modification du TURPE 7 HTA-BT.....	11
3.3. Précision sur les modalités d'application de la composante tarifaire à l'ensemble des réseaux de distribution.....	11
3.4. Traitement des postes créés sur le reste de la période TURPE 7.....	12
3.4.1. Modification du TURPE 7 HTA-BT et TURPE 7 HTB.....	12
4. Placement des heures creuses méridiennes.....	13
4.1. Modification du TURPE 7 HTA-BT.....	13
5. Modification de la stratégie d'achat des pertes électriques du TURPE 7 HTA-BT.....	13
5.1. Rappel du dispositif en vigueur.....	13
5.2. Modification de la stratégie d'achat des pertes.....	14
Décision de la CRE	15
Annexe 1 : Régulation incitative de la qualité de service et d'alimentation des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leurs comptes par la CRE.....	18
Annexe 2 : Régulation incitative des pertes (annexe confidentielle).....	21

1. Cadre juridique

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

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

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

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

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

2. Qualité de service et d'alimentation des ELD de +100 000 clients ayant choisi le régime du FPE forfaitaire

2.1. Rappel des indicateurs en vigueur

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que la CRE « peut prévoir [...] des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité, l'efficacité énergétique des réseaux et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

La délibération portant décision sur le TURPE 7 HTA-BT a défini la liste suivante des indicateurs de qualité de service et d'alimentation des ELD desservant plus de 100 000 clients (à l'exception de celles ayant opté pour l'analyse de leurs comptes par la CRE comme prévu par les dispositions du 4^e alinéa de l'article L. 121-29 du code de l'énergie) :

- 2 indicateurs incités financièrement (via un versement direct au client) :
 - Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD
 - Mécanisme de pénalités pour les coupures longues

- 12 indicateurs suivis :
 - Nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs
 - Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires
 - Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT \leq 36 kVA
 - Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs
 - Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs
 - Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs
 - Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs
 - Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie de raccordement
 - Durée moyenne de coupure en BT (critère B)
 - Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)
 - Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)
 - Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA).

2.2. Evolutions du dispositif pour la période 2026-2029

La CRE a proposé dans sa consultation publique du 10 octobre 2025 d'introduire des incitations financières pour les ELD de plus de 100 000 clients sur les indicateurs suivants :

- Durée moyenne de coupure en BT et HT (critère B et critère M) ;
- Délai moyen de raccordement pour les consommateurs BT \leq 36 kVA.

Tenant compte du fait que ces ELD ne possèdent pas de mécanisme de CRCP, la CRE a proposé un solde des bonus (respectivement malus) *via* un versement de (respectivement vers) Enedis. Ce poste de reversement des incitations aux ELD serait couvert à 100 % au CRCP pour Enedis. Ainsi, ces incitations seraient reversées (respectivement financées) à (respectivement par) l'ensemble des utilisateurs du territoire français en cas de malus (respectivement bonus).

Afin de limiter le risque financier pour les opérateurs, la CRE a proposé de fixer un plafond/plancher, proportionné à la taille de ces ELD, pour chaque indicateur (bonus/malus).

Au stade de la consultation publique, les niveaux et les plafonds d'incitation envisagés étaient identiques à ceux de Gérédis. Les plafonds ainsi envisagés étaient de 360 k€/an pour les deux indicateurs de qualité d'alimentation et 75,2 k€/an pour le délai moyen de raccordement. Les objectifs envisagés tenaient compte de la performance réalisée par les ELD sur la base de la moyenne des résultats de chaque opérateur de la période passée. En outre, une hausse des performances reflétant l'amélioration demandée à Enedis dans le cadre du TURPE 7 est prise en compte.

La majorité des répondants à la consultation publique sont favorables au principe d'une régulation incitative mais soulignent le nécessaire équilibre entre des objectifs ambitieux et les dépenses sous-jacentes pour les atteindre, étant donné les performances déjà constatées pour ces ELD s'agissant de la durée moyenne de coupure.

Certains répondants indiquent que les charges liées à cette mission de reversement n'étaient pas prévues lors de l'établissement du TURPE 7 HTA-BT et les incitations devraient être exclues du plafond du coefficient k d'apurement du CRCP d'Enedis (+/-3 % pour le TURPE 7).

Sur la méthodologie des incitations, les syndicats professionnels des GRD-ELD préconisent plusieurs ajustements :

- afin de lisser la variabilité de ces indicateurs calculés sur de petites zones géographiques, ils proposent que la valeur annuelle associée à chaque critère soit calculée comme la moyenne sur quatre ans glissants ;
- ils proposent de fixer le plafond des incitations sur les montants validés par la CRE lors de la première mise en œuvre des incitations financières sur les critères B et M pour Gérédis. Il est ainsi demandé d'abaisser le plafond de +/-360 k€ à +/-120 k€ pour la qualité d'alimentation qui pourrait augmenter par la suite ;
- s'agissant de la durée moyenne de coupure :
 - ils considèrent que GreenAlp, réséda, SRD et SER disposent d'un niveau de qualité très supérieur aux standards nationaux grâce aux investissements réalisés depuis plusieurs années, et jugent qu'une régulation incitative, dans l'intérêt de l'utilisateur final, consisterait à maintenir globalement le haut niveau de qualité atteint afin d'éviter des surinvestissements inopportuns pour des gains négligeables en durée de coupure ;
 - alternativement, ils proposent une méthodologie différente consistant à s'appuyer sur la valeur moyenne de la période TURPE 6 et fixer une zone de neutralité de +/-30 % propre à chaque ELD au sein de laquelle l'ELD ne serait soumis à aucun bonus ni malus ;
- s'agissant des délais moyens de raccordement, les syndicats professionnels des GRD-ELD sont d'accord avec les propositions formulées par la CRE.

Analyse de la CRE

La CRE considère important d'aligner l'intérêt des opérateurs sur ceux des utilisateurs des réseaux et pour cela d'inciter les opérateurs à la performance. La majorité des répondants partagent ce point de vue et sont favorables aux indicateurs supplémentaires proposés par la CRE dans la consultation publique.

La CRE décide de mettre en œuvre les indicateurs envisagés (« Durée moyenne de coupure en BT et HT » (critère B et critère M) et « Délai moyen de raccordement pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA »), selon les modalités suivantes :

- Niveau des objectifs :
 - Pour les délais de raccordement, la CRE maintient les objectifs envisagés en consultation publique basés sur l'historique réalisé de chacune des ELD associé à une amélioration progressive équivalente à celle demandée à Enedis dans le cadre du TURPE 7 HTA-BT ;
 - Pour la qualité d'alimentation, les performances actuelles des ELD concernées étant considérées à ce stade de l'analyse à un niveau satisfaisant, la CRE décide de fixer un objectif stable égal à la moyenne des années passées pour les années 2026 et 2027 ;
 - En sus, afin de s'assurer d'une méthodologie commune de mesure de ces indicateurs et du juste niveau de performance attendue pour chacune des ELD, la CRE envisage de recourir à une analyse de ces indicateurs pour chacune des ELD avant la mi-période. Les résultats de cette analyse permettront notamment de fixer des objectifs de qualité d'alimentation pour 2028 et 2029.
- Périodicité de l'incitation : les résultats des incitations seront calculés tous les deux ans afin, d'une part, de maintenir une simplicité du mécanisme et, d'autre part, de lisser les résultats des ELD tout en conservant une répercussion de l'incitation proche de la période de réalisation. Les données seront remontées à la CRE chaque année par les opérateurs.

- Plafonds des incitations : la qualité de service concernant les délais de raccordement et la qualité d'alimentation sont au cœur de l'activité des opérateurs et doivent être incitées à un niveau suffisant, cohérent avec celui de Gérédis. La CRE fait évoluer son orientation afin d'aligner l'exposition financière des différents opérateurs en fonction de leur revenu tarifaire. Les plafonds d'incitation sont différenciés entre les opérateurs et listés en annexe 1.

La continuité et l'homogénéité des indicateurs entre les opérateurs sont nécessaires pour, d'une part, assurer une équité et, d'autre part, établir une base comparative des performances.

En ce qui concerne les impacts pour Enedis, la CRE rappelle que les montants des incitations seront couverts à 100 % au CRCP d'Enedis et, qu'en espérance, les bonus/malus de ces incitations devraient être nuls.

La présente délibération introduit dans la liste des postes couverts en totalité au CRCP d'Enedis les charges relatives aux incitations des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leurs comptes par la CRE.

Les niveaux des objectifs et des incitations sont définis à l'annexe 1 de la présente délibération.

2.2.1. Modification du TURPE 7 HTA-BT

La présente délibération modifie ainsi l'annexe 6 de la délibération « TURPE HTA-BT » de la façon suivante :

- est introduite une partie 12, correspondante à l'annexe 1 de la présente délibération ;
- dans la partie 10.5 « Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation des ELD desservant plus de 100 000 clients » sont supprimées les lignes :
 - La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.
 - La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.

La présente délibération modifie ainsi l'annexe 2 (« Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité à compter du 1^{er} août 2025 ») de la façon suivante :

- dans la Partie 2, dans la liste « à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants », est ajouté le point :
 - « les charges relatives aux incitations des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leurs comptes par la CRE dans les postes couverts en totalité au CRCP d'Enedis avec une trajectoire nulle par défaut ».
- dans la Partie 2, dans la liste « de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants », est ajouté le point :
 - « les produits relatifs aux incitations des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leurs comptes par la CRE dans les postes couverts en totalité au CRCP d'Enedis avec une trajectoire nulle par défaut ».

Les montants de bonus ou de malus seront calculés lors de la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité et les modalités de versement entre les opérateurs et Enedis devront respecter les modalités définies par l'article R. 121-49 du code de l'énergie.

3. Tarification injection-soutirage

3.1. Contexte

Les délibérations TURPE 7 HTB et TURPE 7 HTA-BT ont introduit une composante annuelle d'injection-soutirage optionnelle pour les capacités de stockage raccordées aux niveaux de tension HTA, HTB 1 et HTB 2. Les délibérations susmentionnées prévoient que cette composante est applicable à partir du 1^{er} août 2026.

L'objectif de cette composante est d'inciter les installations de stockage à adopter un comportement permettant de réduire les pointes locales de réseau, qu'il s'agisse de pointes locales d'injection ou de soutirage. Cette composante tarifaire distingue donc deux types de poches de réseau en fonction de leur dimensionnement :

- dans les poches dimensionnées en soutirage (ci-après « zones de soutirage »), le signal tarifaire retenu incite à réduire la pointe de soutirage, c'est-à-dire à injecter pendant les périodes où les pointes de soutirage sont dimensionnantes. Pour cela, la composante tarifaire retenue présente un coefficient tarifaire positif (c'est-à-dire un coût supplémentaire) si l'utilisateur soutire pendant une pointe locale de soutirage et un coefficient tarifaire négatif (c'est-à-dire une réduction de coût) si l'utilisateur injecte pendant une pointe locale de soutirage ;
- dans les poches dimensionnées en injection (ci-après « zones d'injection »), le signal tarifaire retenu incite les stockages à réduire la pointe d'injection, c'est-à-dire à soutirer lors des pointes d'injection. Pour cela, la composante tarifaire retenue présente un coefficient tarifaire positif (c'est-à-dire un coût supplémentaire) si l'utilisateur injecte pendant une pointe locale d'injection et un coefficient tarifaire négatif (c'est-à-dire une réduction de coût) si l'utilisateur soutire pendant une pointe locale d'injection.

Les délibérations TURPE 7 HTB et TURPE 7 HTA-BT prévoient que RTE et Enedis transmettent chacun à la CRE un projet de liste de zones, puis que la CRE fixe la liste des zones de réseau éligibles à la composante annuelle d'injection-soutirage sur la base des critères définis dans ces délibérations et rappelés dans le tableau ci-après :

Tableau 1 : Critères de choix des zones de réseau éligibles à la composante annuelle d'injection-soutirage

Niveau de tension	Type de zone	Définition
HTB	injection	Poches de réseau vérifiant les deux critères suivants : • au moins 50 % des pointes dimensionnantes ⁴ correspondent à des pointes d'injection ; • plus de 80 % de ces pointes d'injection sont situées entre 11h et 18h.
	soutirage	Poches de réseau vérifiant les deux critères suivants : • plus de 80 % des pointes dimensionnantes de la poche correspondent à des pointes de soutirage ; • plus de 80 % des heures de pointe du TURPE sont des pointes dimensionnantes de la poche.
HTA	injection	Poches saturées en injection dans le cadre d'un S3REnR ⁵ et dont la majorité de la puissance installée ou en file d'attente, en injection, correspond à de la production photovoltaïque.
	soutirage	Poches situées en aval des zones de soutirage définies par le gestionnaire du réseau de transport, à l'exception des poches saturées en injection dans le cadre d'un S3REnR.

⁴ Heures pendant lesquelles la puissance transitant est supérieure à la puissance dimensionnante de la poche de réseau (définie dans la partie 4.3.4.2 du TURPE 7 HTB).

⁵ Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

3.2. Nombre de zones en injection et cohérence géographique entre niveaux de tension

Dans sa délibération n°2025-227 du 1^{er} octobre 2025⁶, la CRE a présenté les zones transmises par RTE et Enedis correspondant aux critères définis par les délibérations TURPE 7 HTB et TURPE 7 HTA-BT. Les zones se répartissent sur le territoire métropolitain continental comme représenté dans les cartes ci-dessous.

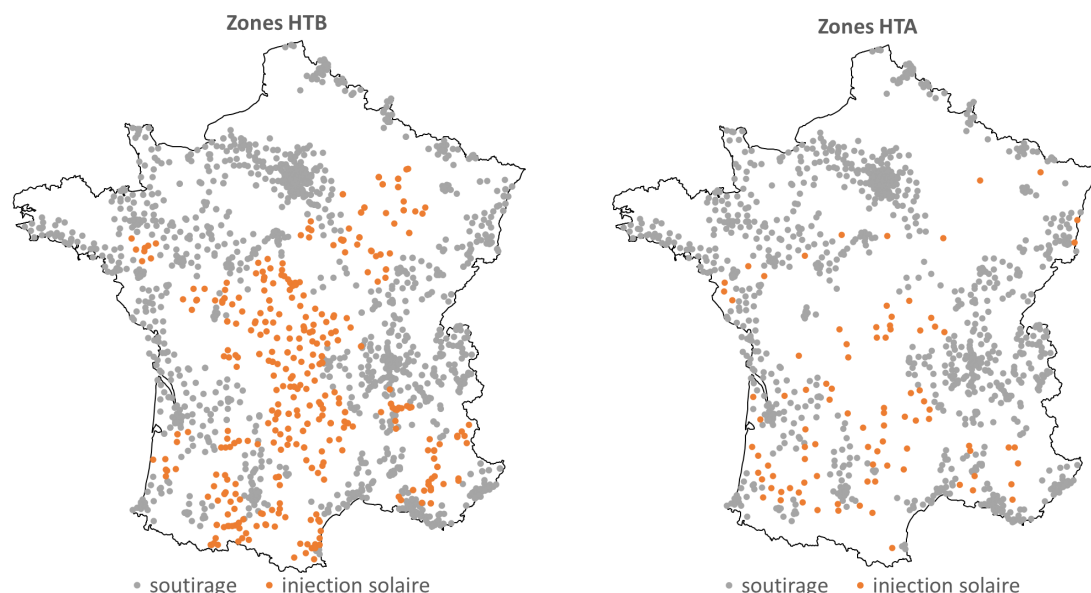


Figure 1. Zones d'injection et de soutirage transmises par RTE et Enedis

Dans cette même délibération, la CRE a considéré, s'agissant des zones d'injection, que les définitions retenues dans les TURPE 7 HTA-BT et HTB, interprétées à la lettre, conduiraient à retenir un faible nombre de zones d'injection en HTA.

En outre, il existe une incohérence entre les zones d'injection déterminées selon les critères de définition en HTB et les zones d'injection déterminées selon les critères de définition en HTA : une majorité des postes sources classés en zone d'injection en HTB ne seraient pas classés en zones d'injection en HTA, alors même que la production solaire se développe majoritairement sur le réseau de distribution.

Réciproquement, la majorité des postes sources classés en zone d'injection en HTA ne seraient pas classés en zone d'injection en HTB dès lors que le réseau de distribution peut être dimensionné localement en injection par de la production solaire alors que le réseau de transport, qui agrège les flux à une maille plus importante, peut être dimensionné en soutirage.

Consultation publique

Afin de rendre cohérentes les listes des zones en HTA et HTB et de les mettre en adéquation avec les contraintes globales pour le réseau, la CRE a proposé d'étendre la définition des zones d'injection en HTA aux poches situées en aval des zones d'injection définies par RTE (en complément des 92 zones vérifiant le critère défini dans le TURPE 7 HTA-BT) comme indiqué ci-dessous.

⁶ [Délibération n°2025-227 de la CRE du 1er octobre 2025 portant communication sur les zones éligibles à la composante annuelle d'injection-soutirage introduite dans le TURPE 7 HTB et dans le TURPE 7 HTA-BT](#)

Tableau 2 : Extension des critères de choix des zones de réseau éligibles à la composante annuelle d'injection-soutirage

Niveau de tension	Type de zone	Définition
HTA	injection	Poches saturées en injection dans le cadre d'un S3REnR ⁷ et dont la majorité de la puissance installée ou en file d'attente, en injection, correspond à de la production photovoltaïque <u>et</u> les poches situées en aval des zones d'injection définies par le gestionnaire du réseau de transport

Cette extension de la définition des zones conduit à retenir 320 zones d'injection HTA, contre 92 dans le projet d'Enedis. En outre, cette nouvelle définition est pertinente du point de vue du dimensionnement du réseau.

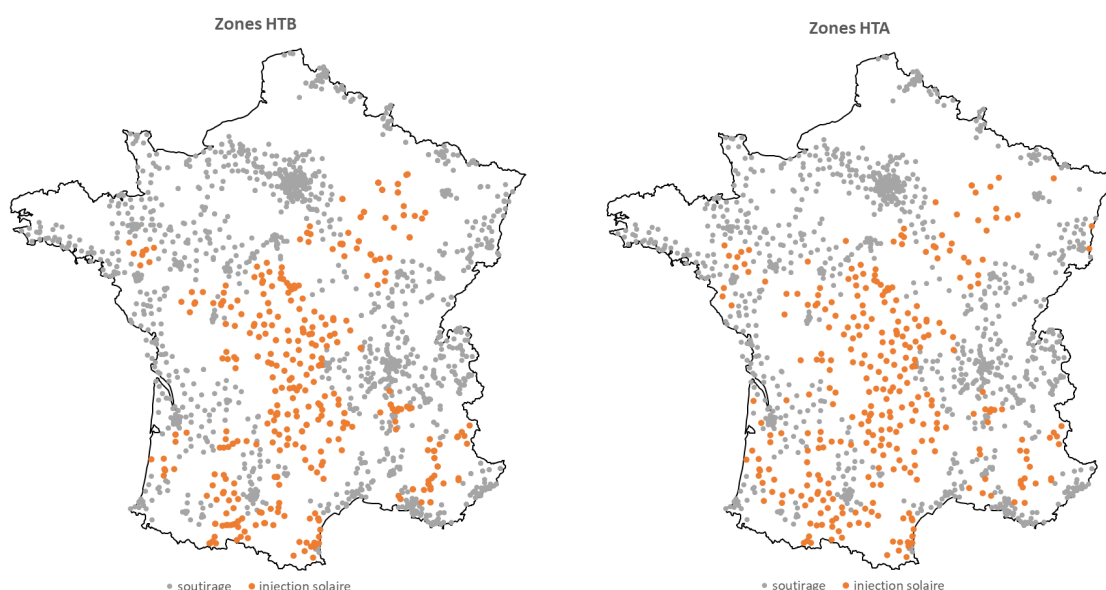


Figure 2. Zones d'injection et de soutirage telles que publiées en annexe de la délibération de la CRE du 1^{er} octobre 2025

La CRE n'a pas proposé de modifier les critères de définition des zones d'injection en HTB ou des zones de soutirage en HTA et HTB.

Les réponses à la consultation publique font apparaître des positions positives concernant les questions posées. En effet, certains acteurs, parmi lesquels Enedis, soulignent que l'évolution des définitions des zones éligibles permet une meilleure cohérence tarifaire entre les réseaux HTA et HTB. Enedis indique qu'il serait opportun de supprimer le critère initial de saturation propre à la HTA afin de ne retenir que le critère appliqué sur le réseau HTB. Enfin, certains acteurs ont rappelé ne pas être favorables à la composante injection-soutirage telle qu'exprimée en consultation publique TURPE 7 sans se positionner sur les questions posées relatives à la modification des critères d'éligibilité.

Analyse de la CRE

La CRE considère que, lorsqu'une zone est caractérisée par une saturation liée à la production photovoltaïque, il est pertinent d'envoyer un signal tarifaire incitant les stockeurs ayant souscrit la composante injection-soutirage à soutirer lors des périodes de pointe d'injection.

⁷ Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

En particulier, la production photovoltaïque se développant majoritairement sur les réseaux de distribution, il est adéquat de mettre en cohérence les zones d'injection HTA avec les zones d'injection HTB. En revanche, la CRE estime qu'il n'est pas pertinent de supprimer le critère spécifique aux zones HTA, car une zone peut être dimensionnée localement en injection en HTA, sans que les niveaux de tension HTB le soient forcément.

Par ailleurs, même si ces situations apparaissent rares, la CRE estime que les éventuelles poches HTA situées en aval de poches HTB dimensionnées en injection mais présentant une saturation en soutirage sur le réseau HTA ne doivent pas être définies comme des zones dimensionnées en injection sur la HTA. Dans le cas contraire, cela conduirait à envoyer un signal tarifaire inadapté pour le réseau de distribution et potentiellement contre-productif.

En conséquence, et afin de tenir compte des configurations où les caractéristiques de dimensionnement diffèrent entre les niveaux HTA et HTB, la CRE retient la définition des zones d'injection sur le réseau HTA telle que présentée en consultation publique. Les zones situées en aval des zones d'injection définies par RTE mais saturées en soutirage sur la HTA ne sont pas incluses dans le périmètre des zones d'injection HTA.

3.2.1. Modification du TURPE 7 HTA-BT

La présente délibération supprime la définition des poches d'injection présentée en section 4.4.1.2.3 de la délibération TURPE 7 HTA-BT et la remplace par la définition suivante :

Tableau 3 : Tableau 49bis : Définition des zones d'injection éligibles à la composante annuelle d'injection-soutirage en HTA

Niveau de tension	Type de zone	Définition
HTA	injection	<p>Les poches correspondant à au moins un des critères suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • poches saturées en injection dans le cadre d'un S3REnR⁸ et dont la majorité de la puissance installée ou en file d'attente, en injection, correspond à de la production photovoltaïque ; • poches situées en aval des zones d'injection définies par le gestionnaire du réseau de transport hormis les poches saturées en soutirage en HTA.

3.3. Précision sur les modalités d'application de la composante tarifaire à l'ensemble des réseaux de distribution

Par ailleurs, plusieurs répondants à la consultation publique ont indiqué que certains postes désignés dans la délibération n°2025-227 du 1^{er} octobre 2025 pour lesquels la composante injection-soutirage pour les stockages peut s'appliquer correspondent à des zones de desserte des ELD. Certaines ELD concernées sont défavorables à l'application de cette composante en zone ELD, considérant que les GRD n'ont pas participé à l'identification des poches de réseaux contraintes en injection et en soutirage, et que les GRD ne seront pas en mesure de proposer la composante injection-soutirage aux installations de stockage au 1^{er} août 2026.

⁸ Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

Si la délibération TURPE 7 HTA-BT ne mentionne pas explicitement les ELD dans les « modalités de mise en œuvre » de l'introduction de la composante injection-soutirage, la CRE considère que les stockeurs éligibles doivent pouvoir souscrire le tarif injection-soutirage, y compris sur le territoire des ELD. Ainsi, la définition des zones éligibles est établie à l'échelle de la France continentale et les territoires des ELD sont bien concernés par le déploiement de ce tarif optionnel. A ce titre, les ELD doivent mettre en œuvre les actions nécessaires à l'application du tarif injection-soutirage pour le 1^{er} août 2026.

3.4. Traitement des postes créés sur le reste de la période TURPE 7

Les délibérations TURPE 7 HTB et HTA-BT prévoient que la liste de zones n'évoluera pas au cours de la période TURPE 7.

En effet, dans un objectif de prévisibilité du tarif, les utilisateurs de réseau éligibles raccordés dans une zone incluse dans la liste au 1^{er} août 2026 doivent pouvoir souscrire la composante injection-soutirage sur toute la période TURPE 7.

Toutefois, les postes électriques créés pendant la période tarifaire TURPE 7 doivent pouvoir intégrer la liste des zones éligibles à la composante injection-soutirage si ces futurs postes sont effectivement situés dans des zones présentant des contraintes locales d'injection photovoltaïque ou de soutirage.

La CRE a ainsi proposé que les postes HTA, HTB 1 et HTB 2 créés au cours de la période TURPE 7 intègrent la liste des zones éligibles dès leur mise en service si le poste existant de même niveau de tension orthodromiquement⁹ le plus proche est présent dans la liste des zones éligibles. Le poste créé héritera ainsi de la même catégorisation « injection » ou « soutirage » que son voisin le plus proche.

Les répondants à la consultation publique s'étant prononcés sur ce point sont favorables à l'inclusion des postes nouvellement créés à la liste des postes sources éligibles à la tarification optionnelle sous réserve que le poste orthodromiquement le plus proche et sur le même niveau de tension soit éligible.

La CRE maintient son orientation de consultation publique pour les postes nouvellement créés en HTB. Concernant le niveau de tension HTA, les nouveaux critères d'éligibilité seront appliqués pour les postes sources nouvellement créés.

3.4.1. Modification du TURPE 7 HTA-BT et TURPE 7 HTB

Dans la délibération TURPE 7 HTB, aux parties 4.4.2.7 et 5.2.1.5, les mots « *Une fois fixée, cette liste n'évoluera pas au cours de la période TURPE 7* » sont complétés par : « *, sauf dans le cas suivant : en cas de création d'un nouveau poste après la publication de la liste, si le poste orthodromiquement le plus proche sur le même niveau de tension est présent dans la liste des postes éligibles au tarif optionnel injection-soutirage, alors le poste nouvellement créé est également éligible à ce tarif optionnel et entre dans la liste. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau met à jour la liste sur son site internet.* ».

Dans la délibération TURPE 7 HTA-BT, à la partie 4.4.1.2.7, les mots « *Une fois fixée, cette liste n'évoluera pas au cours de la période TURPE 7* » sont complétés par : « *, sauf dans le cas suivant : en cas de création d'un nouveau poste source après la publication de la liste, si le poste répond à un des critères d'éligibilité définis dans le tableau 49bis, le poste nouvellement créé est également éligible à ce tarif optionnel et entre dans la liste. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau met à jour la liste sur son site internet.* ».

⁹ La distance orthodromique, ou distance du grand cercle, est la plus courte distance entre deux points sur une sphère. Dans le langage courant, cette plus courte distance entre deux points sur Terre est désignée sous le nom de « distance à vol d'oiseau » entre ces deux points.

4. Placement des heures creuses méridiennes

La délibération fixe les règles d'attribution des heures creuses, avec des heures à favoriser et d'autres à déplacer. Le cas des heures méridiennes (11h-14h) était spécifique, dans la mesure où elles pouvaient coïncider avec des pics de consommation à des périodes critiques pour le système et rester contraignantes. A ce titre, la délibération TURPE 7 HTA-BT prévoit qu'il n'est pas possible d'attribuer des heures creuses sur cette plage pour les nouveaux clients durant la saison haute.

Enedis, après avoir simulé avec RTE l'effet des nouveaux régimes d'heures creuses sur le système électrique, a proposé la levée de la limitation au placement des heures creuses méridiennes en saison haute. En effet, l'approvisionnement en électricité sur le dernier hiver et l'essor à venir des énergies renouvelables, notamment photovoltaïques, permettent d'accueillir cette consommation supplémentaire dans les heures creuses méridiennes en saison haute. Le placement d'heures creuses méridiennes contribuerait ainsi à un lissage de la demande, dans l'intérêt du système électrique.

La CRE, tenant compte des analyses convergentes d'Enedis et de RTE, a proposé en consultation publique de rendre à nouveau possible l'attribution aux nouveaux clients des heures creuses méridiennes entre 11h et 14h.

La totalité des répondants à la consultation publique est favorable à cette proposition, mettant en avant l'alignement rendu possible entre les consommations sur ces heures et le haut de la cloche solaire.

En conséquence, la CRE supprime le gel des heures creuses introduit en TURPE 7 sur la place horaire 11h-14h et définit de nouvelles règles de placement des heures creuses.

4.1. Modification du TURPE 7 HTA-BT

Le tableau 47 de la partie 4.3.1.3 de la délibération TURPE 7 HTA-BT définissant les règles de placement des heures creuses est remplacé par le tableau suivant :

Tableau 4 : Règles de placement des heures creuses définies par la CRE

Saison	Heures creuses existantes à déplacer ¹⁰	Heures creuses à favoriser
Saison haute	De 7h à 11h et de 17h à 21h	Libre
Saison basse	De 7h à 10h et de 18h à 23h	De 2h à 6h et de 11h à 17h

5. Modification de la stratégie d'achat des pertes électriques du TURPE 7 HTA-BT

5.1. Rappel du dispositif en vigueur

Le coût d'achat des pertes électriques est couvert au réel dans les TURPE HTB et HTA-BT via une prise en compte par le CRCP, les gestionnaires de réseau étant incités financièrement à l'efficacité dans la gestion de ce poste de charge.

Le TURPE 7 HTA-BT incite Enedis à maîtriser le coût d'achat de ses pertes au travers d'une incitation portant, d'une part, sur les volumes de pertes et, d'autre part, sur le prix moyen d'achat des pertes.

¹⁰ Hors samedi et dimanche et jours fériés pour la HTB et hors dimanche pour la HTA.

Concernant l'incitation sur les prix, la délibération TURE 7 HTA-BT définit un prix de référence des pertes, déterminé à partir du prix de marché constaté pour un panier de produits à terme issu d'une stratégie d'achat de référence fondée sur une couverture progressive du risque prix. Ce panier comporte majoritairement des produits à terme de type « base » et « pointe » dont l'achat peut être étalé sur plusieurs années. Les produits spot sont minoritaires et ont vocation à équilibrer de faibles écarts résiduels. Les modalités de calcul du prix de référence figurent dans une annexe confidentielle de la délibération tarifaire afin de ne pas orienter le comportement des différents acteurs susceptibles de répondre aux appels de marché de RTE et d'Enedis. Cette approche a pour objectif de couvrir l'opérateur contre le risque d'évolution des prix de gros et de ne l'inciter que sur la performance de sa stratégie d'achat.

5.2. Modification de la stratégie d'achat des pertes

La présente délibération modifie l'annexe confidentielle de la délibération TURE 7 HTA-BT relative à la stratégie d'achat des pertes d'Enedis telle que présentée en annexe pour répondre aux évolutions des contextes réglementaires et économiques. La nouvelle stratégie d'achat est présentée dans l'annexe confidentielle à la présente délibération.

Décision de la CRE

Les articles L. 134-1, L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthode d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE).

Par la présente délibération, la CRE modifie la délibération n° 2025-77 du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB) et la délibération n° 2025-78 du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT) en ce qui concerne les points listés ci-dessous.

Tarification injection-soutirage

Afin de rendre cohérentes les listes des zones éligibles au tarif soutirage-injection en HTA et en HTB et de les mettre en adéquation avec les contraintes globales pour le réseau, la présente délibération remplace la définition des poches d'injection présentée en section 4.4.1.2.3 de la délibération TURPE 7 HTA-BT par la définition présentée par le tableau ci-dessous :

Tableau 49bis : Définition des zones d'injection éligibles à la composante annuelle d'injection-soutirage en HTA

Niveau de tension	Type de zone	Définition
HTA	injection	<p>Les poches correspondant à au moins un des critères suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • poches saturées en injection dans le cadre d'un S3REnR¹¹ et dont la majorité de la puissance installée ou en file d'attente, en injection, correspond à de la production photovoltaïque ; • poches situées en aval des zones d'injection définies par le gestionnaire du réseau de transport hormis les poches saturées en soutirage en HTA.

Par ailleurs, le cadre applicable aux postes nouvellement créés est modifié de la façon suivante :

- Dans la délibération TURPE 7 HTB, aux parties 4.4.2.7 et 5.2.1.5, les mots « *Une fois fixée, cette liste n'évoluera pas au cours de la période TURPE 7* » sont complétés par : « *, sauf dans le cas suivant : en cas de création d'un nouveau poste après la publication de la liste, si le poste orthodromiquement le plus proche sur le même niveau de tension est présent dans la liste des postes éligibles au tarif optionnel injection-soutirage, alors le poste nouvellement créé est également éligible à ce tarif optionnel et entre dans la liste. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau met à jour la liste sur son site internet.* ».
- Dans la délibération TURPE 7 HTA-BT, à la partie 4.4.1.2.7, les mots « *Une fois fixée, cette liste n'évoluera pas au cours de la période TURPE 7* » sont complétés par : « *, sauf dans le cas suivant : en cas de création d'un nouveau poste source après la publication de la liste, si le poste répond à un des critères d'éligibilité définis dans le tableau 49bis, le poste nouvellement créé est également éligible à ce tarif optionnel et entre dans la liste. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau met à jour la liste sur son site internet.* ».

¹¹ Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

Indicateurs de qualité de service pour les ELD de +100 000 clients ayant choisi le régime du FPE forfaitaire

La délibération TURPE 7 HTA-BT a défini des indicateurs de qualité de service et d'alimentation des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leur compte par la CRE : 2 indicateurs font l'objet d'incitations financières versées directement aux clients (rendez-vous non respectés et indemnités pour coupures longues), et 12 sont suivis.

La présente délibération révisé la régulation incitative du TURPE 7 HTA-BT pour introduire de nouvelles incitations pour ces opérateurs :

- Durée moyenne de coupure en BT et HT (critère B et critère M) ;
- Délai moyen de raccordement pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA.

L'annexe 6 de la délibération TURPE 7 HTA-BT est modifiée de la façon suivante :

- Est introduite une partie 12, correspondant à l'annexe 1 de la présente délibération pour introduire les 2 indicateurs ci-dessus ;
- Dans la partie 10.5 « Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation des ELD desservant plus de 100 000 clients » sont supprimées les lignes :
 - La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.
 - La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.

Le solde des bonus (respectivement malus) s'effectuera via un versement de (respectivement vers) Enedis dont les modalités sont définies par l'article R. 121-49 du code de l'énergie.

L'annexe 2 de la délibération TURPE 7 HTA-BT « Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité à compter du 1^{er} août 2025 » est modifiée de la façon suivante :

- Dans la Partie 2, dans la liste « à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants », est ajouté le point :
 - les charges relatives aux incitations des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leurs comptes par la CRE dans les postes couverts en totalité au CRCP d'Enedis avec une trajectoire nulle par défaut ;
- dans la Partie 2, dans la liste « de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants », est ajouté le point :
 - Les produits relatifs aux incitations des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leurs comptes par la CRE dans les postes couverts en totalité au CRCP d'Enedis avec une trajectoire nulle par défaut.

Modification des nouvelles règles d'attribution des heures creuses

Le TURPE 7 HTA-BT a gelé l'attribution aux nouveaux clients d'Enedis d'heures creuses méridiennes, qui ont par le passé pu être contraignantes pour le système électrique.

Compte tenu de la progression de la production photovoltaïque et pour permettre le lissage des consommations sur les heures solaires, la CRE décide de supprimer le gel concernant l'attribution d'heures creuses méridiennes entre 11h et 14h. Le tableau 47 de la délibération « TURPE 7 HTA-BT » est supprimé et remplacé par le tableau 4 de la présente délibération.

Enfin, la présente délibération modifie l'annexe confidentielle de la délibération TURPE 7 HTA-BT relative à la stratégie d'achat des pertes d'Enedis.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 27 janvier 2026.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera transmise au ministre chargé de l'énergie et de l'économie.

Délibéré à Paris, le 4 février 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : Régulation incitative de la qualité de service et d'alimentation des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leurs comptes par la CRE

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> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{12} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	
Périmètre	<p>- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).</p>	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle 	
Objectif	<u>SER</u>	○ du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 7,18 min
	<u>réséda</u>	○ du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 12,83 min
	<u>SRD</u>	○ du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 44,78 min
	<u>GreenAlp</u>	○ du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 20,87 min
Incitations	<u>SER</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 72 k€/minute × ($DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA}$) - Valeur plancher des incitations (commune et unique aux indicateurs du critère B et du critère M) : ± 950 k€
	<u>réséda</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 19 k€/minute × ($DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA}$) - Valeur plancher des incitations (commune et unique aux indicateurs du critère B et du critère M) : ± 250 k€
	<u>SRD</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 21 k€/minute × ($DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA}$) - Valeur plancher des incitations (commune et unique aux indicateurs du critère B et du critère M) : ± 275 k€
	<u>GreenAlp</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 12 k€/minute × ($DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA}$) - Valeur plancher des incitations (commune et unique aux indicateurs du critère B et du critère M) : ± 175 k€

¹² Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)

Calcul	<p>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.</p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{13} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	
Périmètre	<p>- DMC_N^{HTA} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).</p>	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle 	
Objectif	<u>SER</u>	○ du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 5,73 min
	<u>réséda</u>	○ du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 8,59 min
	<u>SRD</u>	○ du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 28,73 min
	<u>GreenAlp</u>	○ du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 4,37 min
Incitations	<u>SER</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 67 k€/minute × ($DMC_N^{HTA} - DMC_{Nref}^{HTA}$) - Valeur plancher des incitations (commune et unique aux indicateurs du critère B et du critère M) : ± 950 k€
	<u>réséda</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 17 k€/minute × ($DMC_N^{HTA} - DMC_{Nref}^{HTA}$) - Valeur plancher des incitations (commune et unique aux indicateurs du critère B et du critère M) : ± 250 k€
	<u>SRD</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 20 k€/minute × ($DMC_N^{HTA} - DMC_{Nref}^{HTA}$) - Valeur plancher des incitations (commune et unique aux indicateurs du critère B et du critère M) : ± 275 k€
	<u>GreenAlp</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 11 k€/minute × ($DMC_N^{HTA} - DMC_{Nref}^{HTA}$) - Valeur plancher des incitations (commune et unique aux indicateurs du critère B et du critère M) : ± 175 k€

Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement

Calcul	Nombre moyen de jours calendaires entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement et la date d'envoi de la facture par l'opérateur suite à la réalisation du raccordement.
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage, pour lesquels la date d'envoi de la facture est comprise dans le mois de calcul, des catégories suivantes : les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau (dont dérivation individuelle) ;
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle

¹³ Ibid.

	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle 	
Objectif	<u>SER</u>	<ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 104 jours o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99 jours o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 94 jours o du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 89 jours
	<u>réséda</u>	<ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 149 jours o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 141 jours o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 133 jours o du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 125 jours
	<u>SRD</u>	<ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 78 jours o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 74 jours o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 70 jours o du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 66 jours
	<u>GreenAlp</u>	<ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 144 jours o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 137 jours o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 130 jours o du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 123 jours
Incitations	<u>SER</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (6 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (6 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 193 k€
	<u>réséda</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (6 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (6 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 50 k€
	<u>SRD</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (6 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (6 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 58 k€
	<u>GreenAlp</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (6 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (6 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 33 k€

Annexe 2 : Régulation incitative des pertes (annexe confidentielle)