

DÉLIBÉRATION N°2026-19

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation d'EDM au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour l'année 2026

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

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 7 HTA-BT¹ est entré en vigueur le 1^{er} août 2025, de façon synchronisée avec le TURPE 7 HTB (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension), pour une durée d'environ 4 ans.

Le TURPE HTA-BT, qui s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

L'article L. 121-29 du code de l'énergie dispose ainsi qu'*« il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics mentionnée à l'article L. 121-4. »*

Ce même article dispose également que les GRD qui desservent plus de 100 000 clients et les GRD intervenant dans les zones non interconnectées peuvent *« opter pour une péréquation de leurs coûts d'exploitation, établie à partir de l'analyse de leurs comptes et qui tient compte des particularités physiques de leurs réseaux ainsi que de leurs performances d'exploitation. »* Dans ce cas, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) procède à l'analyse de leurs comptes et détermine les montants à percevoir.

Afin de permettre à EDM de faire face aux conséquences du cyclone Chido intervenu en décembre 2024, la CRE a proposé, dans sa consultation publique du 27 mars 2025², d'établir une trajectoire tarifaire pour l'année 2026 uniquement, sur la base des éléments à sa disposition, puis de reprendre le processus classique de mécanique tarifaire au cours de l'année 2026 pour fixer la trajectoire tarifaire des années 2027 à 2029.

Conformément à cette première orientation, la CRE a mené une consultation publique, en date du 10 octobre 2025³, portant notamment sur le niveau de dotation d'EDM pour l'année 2026. Deux acteurs se sont exprimés sur les orientations de la CRE concernant EDM. Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

¹ [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 \(TURPE 7 HTA-BT\)](#)

² [Consultation publique n°2025-03 de la CRE du 27 mars 2025 portant sur la modification du cadre de régulation du FPE d'Électricité de Mayotte à la suite du passage du cyclone Chido](#)

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 dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) est fixée de manière à couvrir les coûts d'EDM dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La présente délibération se fonde notamment sur les orientations proposées par la CRE dans ses consultations publiques du 27 mars 2025 et du 10 octobre 2025, sur les échanges avec EDM ainsi que sur les retours à ces consultations publiques.

La présente délibération fixe le niveau de dotation dont bénéficiera EDM au titre du FPE pour l'année 2026, et précise le cadre de régulation associé.

Sommaire

1. Compétences de la CRE.....	3
2. Cadre de régulation tarifaire	3
3. Niveau des charges à couvrir et niveaux de dotations au titre du FPE.....	4
3.1. Charges nettes d'exploitation	4
3.2. Paramètres de rémunération et trajectoire de charges de capital normatives	6
3.3. Niveau de dotation prévisionnel pour l'année 2026	7
Décision de la CRE	8
Annexe 1 – Régulation incitative de la qualité de service.....	9
Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité d'alimentation	16

1. Compétences de la CRE

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

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

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

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

Enfin, l'article L. 121-29 du code de l'énergie dispose qu'« *il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics mentionnée à l'article L. 121-4.* » et que les GRD d'électricité qui desservent plus de 100 000 clients et les GRD intervenant dans les zones non interconnectées peuvent « *opter pour une péréquation de leurs coûts d'exploitation, établie à partir de l'analyse de leurs comptes et qui tient compte des particularités physiques de leurs réseaux ainsi que de leurs performances d'exploitation.* » Dans ce cas, la CRE procède à l'analyse de leurs comptes et détermine les montants à percevoir.

2. Cadre de régulation tarifaire

Le cadre de régulation prévu par la délibération n°2022-75 du 10 mars 2022⁴ et applicable à EDM pour la période FPE 2021-2025 prévoit cinq régulations incitatives :

- une régulation incitative des charges d'exploitation ;
- une régulation incitative de la qualité de service ;
- une régulation incitative de la qualité d'alimentation ;
- une régulation incitative de la R&D et de l'innovation ;
- une régulation incitative associée au projet de comptage évolué d'EDM.

⁴ [Délibération n°2022-75 de la CRE du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation d'Electricité de Mayotte \(EDM\) au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé](#)

A la suite du cyclone Chido, et afin de ne pas pénaliser l'opérateur de façon induue, la CRE avait suspendu le 10 juin dernier⁵, pour l'exercice 2025, la régulation incitative relative aux pertes sur le réseau d'EDM ainsi que celle relative aux réclamations et au délai moyen de raccordement. Cette suspension avait pour objectif de permettre à EDM de prioriser ses efforts sur le rétablissement du système électrique.

En cohérence avec la demande d'EDM d'alléger l'exercice tarifaire afin de faire face aux conséquences du cyclone Chido, mais tenant compte d'un retour à une activité nominale en 2026, la CRE reconduit pour l'année 2026 le cadre de régulation tel qu'initialement applicable en 2025, notamment en ce qui concerne le niveau des objectifs et des incitations. L'ensemble des indicateurs prévus par le cadre de régulation applicable à EDM pour l'année 2026 est précisé en annexe.

3. Niveau des charges à couvrir et niveaux de dotations au titre du FPE

Le revenu autorisé d'EDM est la somme des éléments suivants, présentés dans chacune des sous-parties de la consultation publique relatives au niveau tarifaire :

- des charges d'exploitation nettes, qui comprennent les charges d'exploitation brutes (charges de personne, achats, etc.) minorées des recettes extratarifaires et de la production immobilisée et les charges liées au système électrique, qui recouvrent le coût d'achat des pertes ;
- les charges de capital normatives, résultant des paramètres de rémunération retenus (cf. partie 3.2) et de la trajectoire d'investissements d'EDM (cf. partie 3.3.1).

3.1. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation (CNE) recouvrent la somme :

- des charges brutes, qui comprennent notamment les charges de personnel, les charges générales, les impôts et taxes, les dépenses liées au recours à des prestataires externes, etc. ;
- des recettes extratarifaires, principalement composées des contributions de raccordement et des recettes de prestations annexes : ces recettes viennent donc baisser les charges d'EDM ;
- de la production immobilisée, c'est-à-dire l'immobilisation par l'opérateur de la main-d'œuvre allouée à la réalisation d'investissement ;
- des charges de système électrique (CSE) d'EDM liées à l'achat des pertes et à l'achat des services systèmes

Pour fixer le niveau de CNE d'EDM sur l'exercice 2026, la CRE a proposé dans sa consultation publique n°2025-11 du 10 octobre 2025 de se baser sur le niveau prévisionnel 2025 tel qu'établi dans sa délibération n°2022-75 du 10 mars 2022⁶, corrigé de l'inflation prévisionnelle 2026 (1,8 %).

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables à l'orientation de la CRE. Dans sa réponse, EDM sollicite la prise en compte de l'inflation réellement constatée sur la période tarifaire 2022-2025 pour fixer le niveau des charges nettes d'exploitation de l'exercice 2026, et de surcoûts liés associés au projet de mise en conformité des branchements et compteurs (MCBC).

⁵ [Délibération n°2025-136 de la CRE du 10 juin 2025 fixant la dotation définitive au titre du Fonds de Péréquation de l'Electricité \(FPE\) pour l'année 2025 pour Electricité de Mayotte](#)

⁶ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation d'Electricité de Mayotte \(EDM\) au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé](#)

Analyse de la CRE

Hypothèses d'inflation

Conformément aux orientations présentées dans sa consultation publique, la CRE ajuste les hypothèses d'inflation au moment de la décision tarifaire avec les dernières prévisions disponibles. Ainsi, la CRE retient les dernières prévisions d'inflations disponibles (projet de loi de finances 2026) présentées ci-dessous pour fixer la trajectoire de charges nettes d'exploitation d'EDM pour l'exercice 2026.

En outre, la CRE retient, comme demandé par EDM, une correction du cumul de l'écart d'inflation constatée entre les prévisions et le réalisé pour la période 2022-2025 (soit une inflation cumulée 1,1547 contre 1,0751). La prise en compte de ces nouvelles hypothèses d'inflation ainsi que de l'inflation réellement constatée au cours de la période 2022-2025 entraîne une augmentation de +1 469 k€ du niveau des charges nettes d'exploitation incitées pour l'exercice 2026 par rapport au niveau proposé en consultation publique, soit un niveau de CNE incitées de 22 843 k€ pour l'exercice 2026. Le niveau des charges du système électrique est quant à lui augmenté de 197 k€ du fait de cet ajustement, soit un niveau retenu par la CRE de 3 065 k€ pour l'exercice 2026.

	2022	2023	2024	2025	2026
Inflation initiale⁷	1,60 %	1,20 %	1,30 %	1,20 %	1,80 %
Inflation mise à jour	5,34 %	4,82 %	1,85 %	1,10 %	1,30 %

Projet MCBC

Les montants présentés dans la consultation publique correspondent à l'activité régulière d'EDM et n'intègrent pas les charges associées au projet de mise en conformité des branchements et compteurs ((MCBC) 2 672 k€/an en moyenne sur la période 2022-2025).

Dans sa réponse à la consultation publique, EDM a demandé que lui soit accordée une période supplémentaire d'un an en vue de procéder à la réaffectation des agents impliqués sur ce projet, soit une dotation additionnelle de 940 k€ correspondant à la masse salariale des agents concernés.

La CRE considère que la réaffectation des agents impliqués dans le projet MCBC aurait pu être davantage anticipée par EDM. A ce titre, la CRE décide de ne retenir que la moitié de la dotation additionnelle demandée par EDM, après correction de l'inflation, soit un montant de 485 k€ pour l'exercice 2026.

Dans le cadre des travaux tarifaires à venir, la CRE examinera les enjeux à venir pour la période 2027-2029 en termes de mise en conformité des branchements.

Contributions de raccordements

Dans sa consultation publique, le niveau des CNE proposé par la CRE pour l'exercice 2026 ne tenait pas compte des contributions de raccordement. Pour rappel, le cadre en vigueur prévoit que les contributions perçues par EDM au titre des contributions de raccordement soient déduites de son revenu autorisé définitif (voir annexe 1 de la délibération du 10 mars 2022). A ce titre, la CRE déduit un montant de 996 k€ du revenu autorisé définitif correspondant au niveau prévisionnel des contributions de raccordement pour l'exercice 2026. Ce montant a été calculé à partir du niveau réalisé en 2024 (973 k€) après application de l'inflation.

En synthèse, la CRE retient un niveau de charges nettes d'exploitation (hors CSE) de 22 332 k€ pour l'exercice 2026, dont 22 843 k€ de CNE incitées, 485 k€ de charges liées au projet MCBC et 996 k€ de contributions au titre du raccordement. Par ailleurs, la CRE retient un niveau de charges liées au système électrique de 3 065 k€ pour l'année 2026.

⁷ [Voir le site du FMI](#)

Tableau 1 Détail des charges nettes d'exploitation

M€ courants	2025 Délibéré	2026 Retenu par la CRE	Variation
(A) Charges nettes d'exploitation incitées	21,00	22,84	1,85
(B) Charges relatives aux impayés correspondants au paiement du TURPE	0,04	0	-0,04
(C) Charges relatives à la contrepartie versée pour la gestion des clients en contrat unique	0	0	-
(D) Charges liées au projet MCBC	2,79	0,49	-2,30
(E) Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	0,63	1,00	0,37
(F) Charges nettes d'exploitation (hors CSE) (F) = (A) + (B) + (C) + (D) - (E)	23,20	22,33	-0,87

3.2. Paramètres de rémunération et trajectoire de charges de capital normatives

Par cohérence avec le cadre de régulation retenu pour l'exercice 2026, la CRE reconduit le cadre de rémunération de l'exercice 2025 d'EDM pour l'exercice 2026, à l'exception du taux de rémunération des actifs de comptage pour lequel la CRE retient le niveau proposé dans sa consultation publique du 10 octobre 2025 :

- une marge sur actif de 2,5 % (nominal, avant impôts) ;
- un taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 2,3 % (nominal, avant impôts), portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 4,8 % ;
- un taux de rémunération additionnel des emprunts financiers de 1,7 % (nominal, avant impôts) portant ainsi la rémunération totale des emprunts financiers (taux emprunts financiers + marge sur actif) à 4,2 % ;
- un taux de rémunération total des actifs relatifs au déploiement des compteurs numériques de 7,1 %.

Néanmoins la CRE avait proposé dans sa consultation publique de simplifier l'établissement du niveau de CCN en se fondant sur le niveau prévisionnel 2025 indexé de l'inflation prévisionnelle 2026 (1,8 %) plutôt que sur les paramètres de rémunération. Ainsi, la CRE avait proposé un niveau de CCN de 23 781 k€ au titre de l'année 2026.

Les répondants à la consultation publique se sont exprimés favorablement à l'orientation de la CRE.

A l'instar de la méthode retenue pour les CNE, la prise en compte des nouvelles hypothèses d'inflation ainsi que de l'inflation réellement constatée au cours de la période 2022-2025 conduit la CRE à retenir un niveau de CCN de 25 416 k€ pour l'exercice 2026.

Pour rappel, le niveau des charges de capital normatives est pris au réel au CRCP et sera ajusté lors du calcul du CRCP au titre de l'année 2026 sur la base des derniers paramètres en vigueur.

3.3. Niveau de dotation prévisionnel pour l'année 2026

Le niveau de dotation d'EDM pour l'exercice 2026 est présenté dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2 : Niveau de dotation

M€ courants	2025 Délibéré	2026
(A) Chiffre d'affaires TURPE	19,67	25,13
(B) Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	23,20	22,33
(C) Charges du système électrique	2,82	3,07
(D) Charges de capital normatives	23,36	25,42
(E) Revenu autorisé		
(E) = (B) + (C) + (D)	49,37	50,81
(F) Niveau de dotation		
(F) = (B) + (C) + (D) - (A)	29,71	25,68

Ainsi, la CRE retient un niveau de dotation prévisionnelle pour EDM au titre de l'exercice 2026 de 25,681 M€.

Décision de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe le niveau de dotation d'Electricité de Mayotte (EDM) au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour l'année 2026, et le cadre de régulation associé, selon la méthode et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le cadre de régulation et les paramètres de la régulation incitative applicables à EDM pour l'année 2026 (partie 2) ;
- le niveau prévisionnel de charges d'exploitation, les paramètres de rémunération, le niveau prévisionnel de dotation au titre du FPE pour l'année 2026 (partie 3).

La dotation prévisionnelle retenue par la CRE pour l'année 2026 est de 25,681 M€.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera notifiée à Électricité de Mayotte et transmise aux ministres chargés de l'énergie, de l'économie et des outre-mer, au préfet et au Conseil Départemental de Mayotte, ainsi qu'à Enedis.

Délibéré à Paris, le 27 janvier 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe 1 – Régulation incitative de la qualité de service

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission par EDM à la CRE d'autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission aux acteurs du marché d'indicateurs relatifs à la qualité de service.

Pour les indicateurs correspondants à des taux, la CRE demande à EDM de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul.

1. Indicateurs donnant lieu à incitation financière

1.1. Indicateurs relatifs à la qualité de service

1.1.1. Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

Calcul	Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs
Périmètre	Tous 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 : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	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 l'opérateur 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

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

Calcul	Nombre de réclamations clôturées dans le trimestre et dont la date de réponse est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par l'opérateur / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par l'opérateur
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	- 94% du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026.
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : $(150 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des réclamations reçues au cours de l'année - Bonus : $(150 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des réclamations reçues au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : $\pm 45 \text{ k€}$

	- Versement au travers du CRCP
--	--------------------------------

1.1.3. Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires

Calcul	Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre et dont le délai de réponse est supérieur ou égal à 30 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le GRD
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - 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 : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours. - Valeur plancher des incitations : - 9,8 k€ - Versement au travers du CRCP

1.1.4. Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA

Calcul	(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs numériques relevés mensuellement
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	- 97 % du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (4,5 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond au nombre de compteurs à relever au cours de l'année - Bonus : (4,5 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond au nombre de compteurs à relever au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 10 k€ - Versement au travers du CRCP

1.2. Indicateurs relatifs aux raccordements

1.2.1. 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 de mise en exploitation de l'ouvrage.
Périmètre	Tous les raccordements en soutirage sur le segment BT ≤ 36 kVA, pour lesquels la date de mise en exploitation est comprise dans le mois de calcul.
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	Du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : <ul style="list-style-type: none"> ○ Objectif minimal : 60 jours ○ Objectif cible : 45 jours
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (3 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif minimal où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (1,5 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif cible où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : - 18 k€ pour les malus / + 9 k€ pour les bonus - Versement au travers du CRCP

1.3. Indicateurs relatifs au comptage évolué

1.3.1. Taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement

Calcul	Nombre de ré-interventions au cours de l'année / nombre de compteurs évolués posés au cours de l'année
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué a été effectuée
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 3,5%
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de (1,5 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année - Les bonus sont de (1,5 € x 1 % x V) par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année - Valeur plancher de l'incitation : $\pm 1,2$ k€ - Le versement se fait au travers du CRCP

1.3.2. Taux de télé-relevés journaliers réussis

Calcul	Nombre de télé-relevés des index réussis dans la journée le jour J / nombre de compteurs évolués déclarés communicants
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants Hors jours de montée de version SI
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 88,0%
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les bonus sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Valeur plancher de l'incitation : $\pm 3,3 \text{ k€}$

1.3.3. Taux de publication des index réels mensuels

Calcul	Nombre de séries d'index réels (i.e. télé-relevé jusqu'à J-5.) publiées mensuellement / nombre de séries d'index réels à publier mensuellement
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants Hors jours de montée de version SI
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 91,0%
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les bonus sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Valeur plancher de l'incitation : $\pm 3,3 \text{ k€}$

1.3.4. Taux de disponibilité du portail internet « clients »

Calcul	Nombre d'heures de disponibilité du portail internet « clients » durant la semaine S / nombre d'heures d'ouverture du portail internet « clients » durant la semaine S
Périmètre	Hors indisponibilités programmées et événement exceptionnels
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : hebdomadaire - fréquence de calcul des incitations : annuelle

Objectif	- du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 97,0%
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour le calcul des incitations, le taux moyen annuel est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de 13 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - Les bonus sont de 13 000 € par point au-dessus de l'objectif de - Valeur plancher de l'incitation : $\pm 25,3$ k€

1.3.5. Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois

Calcul	Nombre de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois / nombre de compteurs évolués déclarés communicants
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- du 1 ^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 1,5%
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les bonus sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Valeur plancher de l'incitation : $\pm 2,1$ k€

2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 5 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le GRD / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle	2019
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	2019
Délai de réalisation des raccordements producteurs par catégories d'utilisateurs	Délai moyen de réalisation d'un raccordement en soutirage ou injection entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement et la date de mise en exploitation de l'ouvrage.	Mensuelle	2022

(production et soutirage)			
Taux de réclamations liées au déploiement	<p>Numérateur : nombre de réclamations liées au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes depuis le début de l'année N</p> <p>Dénominateur : nombre de compteurs évolués posés depuis le début de l'année N</p>	Mensuelle	2026
Nombre de réclamations liées au déploiement	Nombre de réclamations liées au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes dans le mois M	Mensuelle	2026
Nombre de points de connexion BT ≤ 36 kVA équipés d'un compteur	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur (électromécanique, électronique classique ou évolué) actifs ou inactifs depuis moins de six mois	Mensuelle	2026
Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué	Mensuelle	2026
Nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI	Nombre de compteurs évolués communicants dans le SI	Mensuelle	2026
Délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans le SI	Somme des délais (en jours) entre la pose des compteurs évolués et leur déclaration dans le SI / nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI	Mensuelle	2026
Taux de compteurs sans index télé-relevés par plage de délais	Nombre de compteurs évolués sans index télé-relevé depuis un délai compris entre 1 et 2 mois / 2 et 3 mois / 3 et 4 mois / 4 et 5 mois / 5 et 6 mois / plus de 6 mois / nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI	Mensuelle	2026
Taux d'index estimés sur demandes de résiliation	Nombre d'index estimés sur demandes de résiliation / nombre de demandes de résiliation	Mensuelle	2026

Nombre de réclamations de clients finals liées aux données de consommation, par nature	Nombre de réclamations liées aux données de consommation émises par des clients finals ouvertes dans le mois M par nature (total, qualité des données affichées, accès au portail accès aux données, autres motifs)	Mensuelle	2026
Taux de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation	Nombre de réclamations liées aux données de consommation émises par des clients finals ouvertes dans le mois M par nature (total, qualité des données affichées, accès au portail accès aux données, autres motifs) / nombre de compteurs évolués posés depuis le début de l'année N	Mensuelle	2026

Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité d'alimentation

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par EDM 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.

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 événements climatiques de type cyclonique, tempête tropicale, aléa climatique, etc. pourront être classés en incidents exceptionnels si les deux critères suivants sont simultanément vérifiés : alerte météo formalisée par la Préfecture (mise en alerte orange ou rouge) et plus de 25 % du nombre total de clients du département impactés.

2. Continuité d'alimentation

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'EDM ainsi que les incitations financières correspondantes.

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	<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> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^8 \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Annuelle	2020

⁸ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

<p>Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)</p>	<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> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^9 \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	<p>Annuelle</p>	<p>2022</p>
<p>Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)</p>	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT ($FM C_N^{BT}$), également appelée critère F-BT, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $FM C_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{10} \text{ et brèves}^{11} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	<p>Annuelle</p>	<p>2022</p>
<p>Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)</p>	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA ($FM C_N^{HTA}$), également appelée critère F-HTA, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p> $FM C_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{12} \text{ et brèves}^{13} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	<p>Annuelle</p>	<p>2022</p>

⁹ Ibid.

¹⁰ Ibid.

¹¹ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

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

¹³ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.