

DÉLIBÉRATION N°2026-16

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2026 portant décision sur le niveau de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2026 à 2029

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 CRE procède à l'analyse de leurs comptes et détermine les montants à percevoir.

Les GRD intervenant en zones non interconnectées (ZNI), Electricité de France Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI), Eau Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) et Gérédis, qui intervient sur une partie du territoire des Deux-Sèvres, ont formalisé leur souhait d'opter pour une péréquation établie à partir de l'analyse de leurs comptes au titre de cette période. Ils ont transmis à la CRE au 2^e trimestre 2025 leur demande exposant leurs coûts prévisionnels pour la période 2026-2029 ainsi que leurs demandes relatives au cadre de régulation.

En ce qui concerne EDM, ELD ayant également opté pour une péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes au titre de 2022-2025, la CRE a décidé d'établir une trajectoire tarifaire pour l'année 2026 uniquement, pour tenir compte du contexte du cyclone Chido intervenu en décembre 2024. Le processus classique de mécanique tarifaire sera repris au cours de l'année 2026.

La présente délibération présente le cadre de régulation que la CRE retient pour EDF SEI sur la période 2026-2029, ainsi que les trajectoires retenues par la CRE concernant les niveaux de dotations dont bénéficiera EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) sur cette même période.

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 \(TURPE 7 HTA-BT\)](#)

La CRE adopte la présente délibération après consultation des acteurs. La CRE a organisé une consultation publique sur les niveaux de dotation au titre du FPE pour les années 2026 à 2029 du 10 octobre au 23 novembre 2025², à laquelle 13 acteurs de marché ont répondu et dont les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE. De plus, la CRE a auditionné EDF SEI à trois reprises.

Principaux enjeux de la dotation FPE 2026-2029

La décision de la CRE pour les dotations au titre du FPE vise à répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (2026-2029), mais aussi à préparer ces réseaux de distribution d'électricité aux défis de moyen et long terme du système électrique et de leur spécificité locale.

Les réseaux insulaires d'EDF SEI devront se développer au rythme de la progression de l'électrification et du développement des EnR, en portant une attention particulière au raccordement et à la stabilité du système. D'une part, EDF SEI prévoit une forte hausse de la consommation sur son territoire de dessert avec une augmentation moyenne de 2 %/an sur la période future. D'autre part, le raccordement des producteurs, notamment le solaire photovoltaïque, a connu une forte croissance, passant de 1 300 raccordements en 2022 à environ 4 600 en 2024, qui devrait s'accélérer jusqu'à atteindre environ 6 500 raccordements par an sur la période 2026-2029. La saturation progressive de nombreuses zones du réseau est de nature à retarder le raccordement de nouvelles installations de production ou de soutirage dans l'attente du renforcement des réseaux. Dans ce contexte, le recours aux flexibilités (stockage, modulation de la demande et de la production, etc.) est une solution à disposition des gestionnaires de réseaux pour réduire les délais d'accès au réseau électrique en limitant les besoins d'investissement. A ce titre, un des enjeux de la période FPE sera de renforcer les moyens et les incitations des gestionnaires de réseaux de distribution à mieux mobiliser les flexibilités physiques du système électrique, notamment en identifiant et en incitant des projets prioritaires dans le cadre de régulation.

La dotation au titre du FPE doit accompagner cette croissance de l'activité, tout en renforçant les incitations d'EDF SEI pour viser un haut degré d'efficacité et de qualité de service, au regard des moyens donnés. Les territoires d'EDF SEI présentent des particularités, telles qu'un éloignement géographique ou une occurrence élevée des aléas climatiques contraignant les missions de l'opérateur. Néanmoins, la période précédente a été marquée par une dégradation significative des indicateurs de la qualité d'alimentation (le critère B est passé d'en moyenne 234 min sur la période 2018-2021 à 252 min sur la période 2022-2024). Quant aux délais de raccordement, l'opérateur a significativement réduit ses délais qui restent toutefois au-dessus des objectifs fixés.

La période passée a été marquée par l'occurrence élevée d'événements climatiques d'ampleur (Batsirai, Emnati, Belal, Ciaran, Chido et Garance). La nécessité de renforcer les réseaux face aux aléas climatiques, dont la fréquence et l'importance augmentent, implique pour l'opérateur des dépenses prévisionnelles d'investissement pour le renforcement du réseau en hausse significative (de 103 M€ en 2024 à 170 M€ en 2029).

Malgré des actions engagées par EDF SEI et qui ont permis des améliorations, les délais de raccordement restent trop longs et les durées de coupure trop élevées. Les investissements entrepris et présentés par EDF SEI devraient permettre d'améliorer cette situation.

Le développement de la production photovoltaïque modifie la dynamique de la journée électrique et de l'électricité peu coûteuse est ainsi disponible en abondance l'après-midi. Le placement des plages d'heures pleines et d'heures creuses permettra de déplacer des consommations aux meilleurs moments de la journée pour le réseau.

Niveau des dotations annuelles

² [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](#)

Des hausses des charges à couvrir, mais compensées par la hausse du TURPE qui a eu lieu début 2025

EDF SEI a formulé une demande d'évolution du niveau de ses dotations annuelles, exposant ses prévisions de coûts pour la période 2026-2029, ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

	Réalisé	Demande initiale EDF SEI
En M€ courants	Moy 22-24	Moy 26-29
Chiffre d'affaires TURPE	461,8	612,2
Charges nettes d'exploitation	280,0	336,1 (+45,6)*
Charges du système électrique	131,0	101,5
Charges de capital normatives	275,5	369,9
Total charges	686,5	807,5 (+45,6)*
<i>Evolution par rapport au réalisé</i>		18 %

**Après la consultation publique, EDF SEI a revu à la hausse son chiffrage concernant les obligations légales de débroussaillage et d'autres postes pour une hausse totale de 45,6 M€/an en moyenne*

Une augmentation des besoins de charges nettes d'exploitation

EDF SEI prévoit une croissance de ses besoins de charges nettes d'exploitation en lien avec sa hausse d'activité. L'opérateur demande 336 M€/an soit une hausse de 20 % en moyenne sur la période, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2024, portée également par une hausse des besoins de maintenance supplémentaire HTB, d'exploitation du réseau et d'élagage. Cette hausse prévisionnelle comprend des charges significatives associées aux obligations légales de débroussaillage. Entre sa demande initiale et sa réponse à la consultation publique, EDF SEI a considérablement revu à la hausse ces charges.

La CRE a procédé à une analyse des demandes d'EDF SEI et s'est également appuyée sur un audit de la demande relative aux charges d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2026-2029.

Une hausse des charges de capital

EDF SEI prévoit une augmentation significative de ses investissements dans un contexte de transformation et modernisation de leur réseau. EDF SEI demande 370 M€/an soit une hausse de 34 % (94 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2024, portée, d'une part, par une croissance des investissements pour le réseau et les moyens d'exploitation et, d'autre part, par une demande de « prime » complémentaire sur la rémunération du capital relative au risque géographique spécifique des territoires.

Une baisse générale des charges de système électrique liée à la baisse du prix des pertes

Le coût d'achat des pertes est directement affecté par le prix de l'électricité qui, durant la période 2022-2025, a connu une forte hausse. Le retour progressif à un niveau d'avant crise assure une baisse prévisible du coût d'achat des pertes pour les opérateurs. En effet, EDF SEI demande 102 M€/an en moyenne sur la période future soit 22 % (-29 M€/an) de moins que la période 2022-2024.

La hausse des recettes tarifaires liées à l'application des évolutions du TURPE et à la croissance de consommation

L'évolution du niveau de dotation versée aux opérateurs et couverte par le TURPE dépend non seulement du niveau des charges à couvrir, mais également de l'évolution du niveau du TURPE national, des soutirages, du nombre de consommateurs et des puissances souscrites, sur la base desquels sont calculées les recettes tarifaires prévisionnelles.

Sur la période 2026-2029, EDF SEI prévoit des hausses des soutirages prévisionnels, du nombre de raccordements, et une hausse des recettes tarifaires tirée par la hausse du TURPE.

La hausse du TURPE 7 décidée en début d'année 2025, associée à la croissance de la consommation sur les territoires de desserte, a ainsi un fort impact sur les recettes tarifaires, qui augmentent d'environ 30 % et jouent ainsi à la baisse sur la dotation prévisionnelle.

La CRE ajuste la demande d'EDF SEI

La CRE décide d'une hausse des charges à couvrir moins forte que celle demandée par le gestionnaire de réseaux :

- pour les charges d'exploitation hors système électrique, la trajectoire est constituée de la prise en compte d'un certain nombre d'ajustements, sur la base du résultat d'un audit externe et des analyses et ajustements complémentaires de la CRE. La CRE ajuste notamment les charges associées au traitement des compteurs en déshérence ainsi que celles relatives aux obligations légales de débroussaillage et retient une trajectoire de ces charges liées aux obligations de débroussaillage tenant compte d'une montée en charge progressive ;
- pour les charges d'exploitation relatives au système électrique, la CRE retient une trajectoire ajustée par rapport à la demande d'EDF SEI, afin de tenir compte notamment des gains sur les pertes non techniques permises par le déploiement des compteurs évolués et par la lutte contre les fraudes et ne retenant pas certaines demandes concernant les effets du développement de la production ENR sur les pertes techniques, qui n'ont pu être corroborés par l'analyse des dernières années ;
- pour la rémunération du capital, la CRE décide deux évolutions, avec d'une part la séparation des actifs (hors compteurs évolués) entre une BAR³ HTA-BT et une BAR HTB, et, d'autre part, avec l'introduction de paramètres de court terme dans le calcul du taux sans risque comme pour le TURPE 7. La CRE décide de retenir les mêmes paramètres de rémunération que ceux fixés dans le TURPE 7 pour Enedis pour les actifs relevant de la BAR HTA-BT (marge sur actif de 2,5 %, rémunération des capitaux propres de 2,9 % et rémunération des emprunts à 2,1 %) et ceux fixés pour RTE pour les actifs HTB (un CMPC de 5,0 % et un coût de la dette de 2,9 %). Toutefois, EDF SEI ayant demandé l'actualisation des paramètres de rémunération à l'aune des évolutions advenues entre les délibérations TURPE 7 et les présents travaux, la cohérence globale et la question de cette actualisation pourra faire l'objet d'une analyse de la CRE pour la prochaine période tarifaire ;
- La CRE ne retient pas la prime de rémunération des actifs au titre du risque géographique spécifique aux enjeux des ZNI demandée par EDF SEI dans la mesure où le cadre tarifaire envisagé couvre largement, et dans des proportions similaires à la métropole continentale, les coûts et risques d'EDF SEI ;
- la CRE retient la trajectoire d'investissement proposée par l'opérateur ;
- enfin, la CRE retient les prévisions d'évolution du nombre de clients (+1,5 %/an) et de volumes acheminés (+1,9 %/an) proposées par EDF SEI.

³ Base d'Actifs Régulée

Dotations prévisionnelles et total des charges à couvrir

Les dotations annuelles d'EDF SEI au titre du FPE sont calculées en comparant, pour chaque année de la période 2026-2029, le niveau prévisionnel des recettes du TURPE 7 perçues par l'opérateur avec le niveau des charges de capital et d'exploitation prévisionnelles dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace. Les montants prévisionnels sont synthétisés dans le tableau suivant :

	Réalisé	Demande initiale EDF SEI	Trajectoire retenue par la CRE
En M€ courants	Moy 22-24	Moy 26-29	Moy 26-29
Chiffre d'affaires TURPE	461,8	612,2	612,2
Charges nettes d'exploitation	280,0	336,1 (+45,6) *	335,5
Charges du système électrique	131,0	101,5	96,7
Charges de capital normatives	275,5	369,9	335,5
Total charges	686,5	807,5 (+45,6) *	767,7
<i>Evolution par rapport au réalisé</i>		18 %	12 %
Niveau de dotation prévisionnelle	224,7	195,4 (+45,6) *	155,5
<i>Evolution par rapport au réalisé</i>		-13 %	-31 %

**Après la consultation publique, EDF SEI a revu à la hausse son chiffrage concernant les obligations légales de débroussaillage et d'autres postes pour une hausse totale de 45,6 M€/an en moyenne*

Cadre de régulation

La CRE retient un cadre de régulation proche de celui actuellement en vigueur pour Enedis.

En dehors des indicateurs relatifs aux délais de raccordement, EDF SEI a été globalement en ligne avec les objectifs fixés par la CRE sur la période 2022-2024. En particulier, les résultats sont satisfaisants sur la qualité de service des compteurs communicants évolués.

En ce qui concerne les délais de raccordement les performances de EDF SEI ont également été en-dessous des objectifs visés malgré une amélioration significative du délai moyen de raccordement pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA. Le raccordement au réseau électrique est une étape clé des projets d'installations de production et de consommation. Le raccordement rapide et à un coût maîtrisé au réseau est donc un enjeu majeur pour permettre l'électrification des usages et in fine l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. La CRE décide ainsi de renforcer le niveau et les plafonds des incitations sur les raccordements au réseau de distribution. Elle introduit également une incitation concernant les affaires présentant des délais particulièrement longs.

Pour la qualité d'alimentation, EDF SEI obtient des résultats contrastés avec l'atteinte des objectifs au global mais une année 2023 marquée par des résultats dégradés. La qualité d'alimentation est un des enjeux majeurs de la qualité de service, étant un facteur d'attractivité des territoires d'autant plus grand dans une période d'électrification des usages. Si le contexte climatique s'est dégradé sur la période 2022-2024, EDF SEI va engager des investissements significatifs dans son réseau pour les années 2026-2029, dès lors la définition d'objectifs ambitieux pour la période suivante est justifiée.

La CRE reconduit le cadre en vigueur relatif à la prise en compte des charges d'exploitation liées aux aléas climatiques assurant la couverture des besoins récurrents et exceptionnels, tout en incitant EDF SEI à la maîtrise de leur impact sur les réseaux. Les montants de la couverture forfaitaire et du plafond de prise en compte au CRCP sont actualisés afin de tenir compte de l'augmentation de l'occurrence des aléas climatiques ces dernières années.

La CRE introduit un cadre relatif à la prise en compte des nouvelles charges associées aux obligations légales de débroussaillage (OLD) parues pour la Corse. Ce mécanisme a pour objectif de permettre à l'opérateur de répondre à l'intégralité des exigences délibérées tout en l'incitant à en maîtriser leurs coûts.

En ce qui concerne la qualité de service et notamment celle associée au comptage évolué, EDF SEI a été en ligne avec les objectifs fixés. La CRE se réjouit de la gestion par l'opérateur de ce projet de comptage évolué qui a été réalisé avec un niveau de dépenses inférieur aux prévisions et dont les chaînes communicantes ont atteint un haut niveau de performance.

Compte tenu de la croissance des volumes d'investissements significative (passant de 254 M€ en 2024 à 350 M€ en 2029) pour EDF SEI, la CRE décide de renforcer les incitations à la maîtrise des coûts, avec l'introduction d'incitations sur des budgets cibles pour les projets HTB d'un montant supérieur à 20 M€. Enfin, la CRE introduit un partage des gains liés aux compensateurs synchrones afin d'inciter le déploiement de ces solutions assurant une baisse conséquente des charges de fonctionnement des systèmes électriques insulaires.

Enfin, la CRE prévoit qu'EDF SEI engage sur la période 2026-2029 une optimisation du placement des heures creuses dans les territoires pertinents. Compte tenu des enjeux forts pour le système, la CRE introduit une régulation incitative, afin d'inciter d'une part EDF SEI à mener à terme les analyses permettant de confirmer les trajectoires cibles pour les territoires autres que la Corse, et d'autre part à effectivement réaliser dans les meilleurs délais les optimisations, au bénéfice des utilisateurs du réseau.

En dehors de ces évolutions, la CRE décide un cadre de régulation tarifaire dans la continuité des tarifs précédents.

Sommaire

1. Compétences de la CRE et processus d'élaboration.....	9
1.1. Compétences de la CRE	9
1.2. Processus d'élaboration.....	10
2. Cadre de régulation tarifaire	10
2.1. Grands principes tarifaires.....	10
2.1.1. Durée de la période de dotation	10
2.1.2. Détermination du niveau de dotation prévisionnel	10
2.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts.....	16
2.2.1. Régulation incitative des charges d'exploitation.....	16
2.2.2. Régulation incitative des coûts d'investissements	24
2.3. Régulation incitative des raccordements au réseau.....	28
2.3.1. Rappel du dispositif de régulation incitative des raccordements de la période 2022-2025	28
2.3.2. Bilan du dispositif de régulation incitative sur la période 2022-2024	29
2.3.3. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2026 – 2029.....	29
2.4. Régulation incitative de la qualité de service	33
2.4.1. Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur	33
2.4.2. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2026-2029 présentées en consultation publique.....	34
2.5. Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué	35
2.5.1. Rappel du dispositif de régulation incitative du comptage évolué en vigueur.....	35
2.5.2. Bilan du dispositif de régulation incitative du comptage évolué sur la période 2022-2024	36
2.5.3. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2026-2029 présentées en consultation publique.....	36
2.5.4. Mise à jour de la régulation incitative sur les coûts des projets de comptage évolué d'EDF SEI	38
2.6. Régulation incitative de qualité d'alimentation	39
2.6.1. Durée et fréquence moyenne de coupure	39
2.6.2. Pénalité pour coupure longue.....	41
2.7. Régulation incitative de la R&D et de l'innovation.....	41
2.7.1. Régulation de la R&D	41
2.7.2. Projets de réseaux électriques intelligents	42
2.8. Régulation incitative des projets prioritaires	42
2.8.1. Rappel du dispositif de régulation incitative des projets prioritaires.....	42
2.8.2. Evolutions du dispositif pour la période 2026-2029.....	43
2.9. Régulation incitative liée aux obligations légales de débroussaillage.....	45
2.10. Régulation incitative du placement des plages temporelles.....	46

2.11. Evolution des niveaux de la régulation incitative	47
3. Niveau des charges à couvrir et niveaux de dotations au titre du FPE.....	48
3.1. Charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique).....	49
3.1.1. Demande de EDF SEI	49
3.1.2. Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue	50
3.1.3. Synthèse des résultats de l'audit et analyse de la CRE.....	50
3.2. Charges du système électrique	53
3.2.1. Demande de EDF SEI	54
3.2.2. Analyse de la CRE.....	54
3.3. Paramètres de rémunération.....	55
3.3.1. Demande d'EDF SEI	55
3.3.2. Analyse de la CRE.....	56
3.4. Investissements et charges de capital normatives	58
3.4.1. Trajectoire des dépenses d'investissements.....	58
3.4.2. Immobilisations en cours	59
3.4.3. Trajectoire des charges de capital.....	60
3.5. Trajectoire d'évolution du revenu autorisé de EDF SEI.....	61
3.5.1. Hypothèses d'évolution du nombre de clients et des volumes acheminés	61
3.6. Niveau de dotation prévisionnel pour la période FPE 2026-2029	62
4. Placement des heures creuses en ZNI.....	63
4.1. Rappel du cadre en vigueur et état des lieux	63
4.2. Evolution du placement des plages temporelles	64
4.3. Modalités de mise en œuvre	64
Décision de la CRE	66
Annexe 1 : Références pour le calcul du CRCP.....	67
Annexe 2 : Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau	76
Annexe 3 : Régulation incitative de la qualité de service.....	77
Annexe 4 : Régulation incitative de la qualité d'alimentation.....	85
Annexe 5 : Régulation incitative du placement des plages temporelles	89

1. Compétences de la CRE et processus d'élaboration

1.1. Compétences de la CRE

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

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

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

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 gestionnaires de réseaux publics de distribution (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.

EDF Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI) est la direction d'EDF SA qui, en tant qu'opérateur intégré, produit, transporte, distribue et commercialise l'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) – en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane, à la Réunion et à Saint-Pierre-et-Miquelon principalement.

EDF SEI est en situation de monopole sur ces territoires pour ce qui concerne la distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente. En revanche, l'activité de production est partagée entre (i) EDF SEI qui continue à exploiter le parc historique de production qui lui appartient (environ 26 % de l'énergie produite en 2024) et (ii) des producteurs tiers (comme EDF Production Electrique Insulaire – EDF PEI, filiale à 100 % d'EDF SA – et Albioma, Voltalia, Akuo, TotalEnergies, Corsica Sole, Contour Global...).

EDF SEI, qui gère 40 300 km de réseaux électriques, achemine de l'électricité auprès de 1,3 million de consommateurs. En 2024, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux d'EDF SEI s'élevait à 9,0 TWh.

1.2. Processus d'élaboration

La CRE a consulté les acteurs dans sa consultation publique qui s'est déroulée du 10 octobre 2025⁴ au 23 novembre 2025 et qui a recueilli 13 réponses. Les réponses à cette consultation sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

De plus, la CRE a auditionné EDF SEI à trois reprises.

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

Dans cette démarche, la CRE a publié sur son site internet le rapport d'audit de la demande de EDF SEI relative à ses charges d'exploitation pour la période 2026-2029, le cas échéant dans sa version non confidentielle.

2. Cadre de régulation tarifaire

2.1. Grands principes tarifaires

2.1.1. Durée de la période de dotation

L'article R. 121-60 du code de l'énergie prévoit que les GRD qui optent pour une péréquation à partir de l'analyse de leurs comptes présentent à la CRE une demande qui concerne « *la période allant jusqu'à la fin de l'application du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité en cours* ». Le TURPE 7 HTA-BT⁵ étant entré en vigueur le 1^{er} août 2025 pour une période d'environ 4 ans, la présente délibération concerne les niveaux de dotation au titre du FPE pour EDF SEI au titre des années 2026 à 2029.

Toutefois, dans la mesure où la CRE met en place un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), pour EDF SEI (cf. partie 2.1.2.4), la définition des montants définitifs de dotation au titre des années 2026, 2027, 2028 et 2029 nécessitera la prise en compte, en année N, du solde du CRCP de l'année N-1.

Par ailleurs, la présente délibération prévoit une clause de rendez-vous, activable par EDF SEI au bout de deux ans. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire de dotation pour les deux dernières années de la période de dotation (2028 et 2029) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration du niveau de dotation se trouve modifié d'au moins 1 %.

2.1.2. Détermination du niveau de dotation prévisionnel

La CRE conserve le mode de détermination actuellement en vigueur du niveau de dotation prévisionnel.

Ainsi, les niveaux de dotation sont déterminés par la CRE en comparant, pour chaque année de la période 2026-2029, le niveau prévisionnel des recettes du TURPE perçues par EDF SEI avec le niveau de charges de capital et d'exploitation prévisionnelles dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseaux efficace.

Cela se traduit par le calcul, pour chaque année N, de l'écart entre :

- d'une part, les recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N, diminuées du niveau des charges de capital prévisionnelles cette même année. Ce montant correspond au niveau prévisionnel de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes du TURPE ;

⁴ [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](#)

⁵ [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 \(TURPE 7 HTA-BT\)](#)

- d'autre part, le niveau prévisionnel des charges d'exploitation correspondant à un GRD efficace au titre de l'année N.

Cet écart est calculé selon la formule suivante :

$$Dotation\ ou\ contribution_N = Recettes\ acheminement\ prév._N - CCNprév._N - CNEprév._N$$

Avec (cf. détails aux parties 2.1.2.1 à 2.1.2.3) :

- *Recettes acheminement prév._N* : recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N ;
- *CCNprév._N* : charges de capital prévisionnelles en année N ;
- *CNEprév._N* : charges nettes d'exploitation prévisionnelles en année N.

Un écart négatif détermine le niveau de dotation qui est dû au GRD au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité. Au contraire, un écart positif fixe le montant de contribution dont le GRD est redevable au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité.

Ce calcul est effectué à partir des données communiquées par EDF SEI après prise en compte des ajustements identifiés par la CRE sur les trajectoires prévisionnelles de coûts.

2.1.2.1. Recettes d'acheminement

L'ensemble des consommateurs d'électricité du territoire français se voit appliquer les grilles tarifaires telles que fixées dans les TURPE HTA-BT et HTB qui sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2025.

Par conséquent, les recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE sur la période 2026-2029 sont calculées par EDF SEI à partir :

- de la grille tarifaire applicable au 1^{er} août 2025 et des prévisions d'évolution de cette grille sur la période 2026-2029 ;
- des hypothèses d'évolution du nombre de consommateurs raccordés, des puissances souscrites et des volumes d'énergie soutirée.

2.1.2.2. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation de EDF SEI sont constituées des charges liées au système électrique (CSE) et des charges nettes d'exploitation (CNE) hors système électrique.

Les charges liées au système électrique de EDF SEI se composent des charges liées à l'achat des pertes et des services systèmes.

Les CNE hors système électrique comprennent les charges brutes d'exploitation (principalement composées de dépenses de personnel, des achats externes, des impôts et taxes) déduction faite des recettes extratarifaires (principalement composées des contributions reçues au titre du raccordement et des recettes liées aux prestations annexes).

2.1.2.3. Charges de capital normatives

2.1.2.3.1. Principes généraux

Les charges de capital normatives (CCN) sont composées de quatre éléments :

- les CCN relatives au projet de compteurs évolués : elles comprennent la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés des compteurs évolués (ci-après « BAR Compteurs évolués ») ;
- les CCN hors projet de compteurs évolués dans le domaine de tension HTA-BT : la méthode utilisée pour définir ces charges de capital est décrite ci-après ;

- les CCN dans le domaine de tension HTB : la méthode utilisée pour définir ces charges de capital est décrite ci-après ;
- la rémunération des immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs) relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB ainsi qu'aux travaux sur les postes sources en HTA, conformément aux modalités décrites au paragraphe 2.1.2.3.4.

S'agissant des modalités de calcul des CCN dans le domaine de tension HTA-BT hors compteurs évolués, la CRE a établi, depuis la décision sur les niveaux de dotation au titre du FPE 2018-2021, une méthode de calcul des charges de capital normatives s'appuyant sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF) semblable à la méthode appliquée dans le TURPE 7 HTA-BT, qu'elle adapte pour prendre en compte les comptes spécifiques de concession, les provisions pour renouvellement constituées par le gestionnaire de réseau pour assurer le renouvellement des ouvrages concédés ainsi que les subventions d'investissement.

La CRE a indiqué dans sa consultation publique du 10 octobre 2025 envisager de reconduire cette méthode pour le niveau des charges de capital relatives aux actifs affectables au domaine de tension HTA-BT (actifs HTA-BT) pour la période FPE 2026-2029. Les acteurs s'y sont montrés globalement favorables. La CRE maintient donc les modalités de calcul des charges de capital pour les actifs HTA-BT.

Par ailleurs, la CRE a indiqué dans la consultation publique vouloir simplifier et clarifier les modalités de rémunération des actifs affectables au domaine de tension HTB (actifs HTB). Les modalités envisagées consistaient à séparer la BAR d'EDF SEI en deux BAR distinctes :

- une base d'actifs régulés (BAR) HTA-BT, qui serait rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTA-BT d'Enedis ;
- une BAR HTB, qui serait rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTB de RTE.

Les acteurs se sont montrés favorables à cette évolution de méthode laquelle permet d'assurer un cadre de rémunération transparent et d'appliquer un traitement de la base d'actifs HTB cohérent avec celle de RTE.

La CRE, pour la période FPE 2026-2029, fait donc évoluer les principes de calcul des CCN hors projets de compteurs évolués comme suit.

Pour les actifs HTA-BT

Les modalités de calcul des charges de capital pour les actifs HTA-BT correspondent à la somme :

- pour l'ensemble de la BAR HTA-BT :
 - des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement ;
 - d'une « marge sur actif », procurant au gestionnaire de réseau une « marge raisonnable » dans la mesure où il exploite le réseau concédé à ses risques et périls, y compris en ce qui concerne les ouvrages remis par le concédant ;
- pour les « capitaux propres régulés » (CPR), correspondant aux capitaux propres du gestionnaire de réseau réellement investis dans l'activité de distribution d'électricité, d'une rémunération additionnelle au taux sans risque (avant impôts) ;
- pour les éventuels emprunts financiers, d'une rémunération additionnelle au taux sans risque (après impôt).

Pour les actifs HTB

Les modalités de calcul des charges de capital pour les actifs HTB correspondent à la somme :

- des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement ;
- d'une rémunération de la BAR HTB à un coût moyen pondéré du capital (CMPC).

2.1.2.3.2. Modalités de calcul de la BAR et des CPR

Evolution de la base d'actifs régulée hors compteurs évolués

La BAR hors compteurs évolués est définie comme la valeur nette comptable des immobilisations au 1^{er} janvier de l'année (hors immobilisations compteurs évolués, immobilisations financières et immobilisations en cours). La BAR hors compteurs évolués progresse ainsi principalement au rythme des investissements mis en service (y compris remises gratuites d'ouvrages) diminués des sorties d'actifs et des amortissements industriels (hors compteurs évolués). Au sein de la BAR hors compteurs évolués, on distingue la BAR HTB de la BAR HTA-BT selon le niveau de tension de l'actif. Les actifs hors réseau sont répartis entre ces deux BAR conformément à la proportion des BAR HTB et HTA-BT.

Evolution de la base d'actifs compteurs évolués

La BAR compteurs évolués réalisée au 1^{er} janvier de l'année correspond à la valeur nette comptable au 1^{er} janvier de l'année des actifs mis en service dans le cadre du projet compteurs évolués sur la période du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2027 (y compris coûts SI). La BAR compteurs évolués progresse ainsi principalement au rythme de la valeur des investissements compteurs évolués mis en service diminuée des sorties d'actifs et des dotations aux amortissements compteurs évolués couvertes par le tarif.

Evolution des capitaux propres régulés

Les CPR sont définis comme la différence au 1^{er} janvier entre la BAR HTA-BT et la somme des comptes spécifiques des concessions, des provisions pour renouvellement, des subventions d'investissement reçues et, le cas échéant, des emprunts financiers imputés aux actifs à la valeur nette comptable au 1^{er} janvier de l'année des actifs mis en service. Les CPR progressent ainsi principalement au rythme des investissements mis en service hors remises d'ouvrages, diminués des sorties d'actif du domaine propre, des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement couvertes par le tarif, des subventions d'investissement reçues dans l'année et, le cas échéant, des nouveaux emprunts financiers imputés aux actifs.

2.1.2.3.3. Paramètres de rémunération

En cohérence avec les paramètres de rémunération appliqués à Enedis dans le TURPE 5 et TURPE 6 HTA-BT, le taux de rémunération supplémentaire pour les CPR, ainsi que le taux de rémunération des emprunts financiers étaient calculés sur la base de la moyenne du taux sans risque observée sur les dix dernières années pour le FPE 2018-21 et FPE 2022-2025.

Dans ses délibérations pour les TURPE 7 HTA-BT et HTB, la CRE a fait évoluer la méthode de rémunération pour refléter davantage les conditions de marché actuelles, à l'instar de la décision qu'elle a prise concernant les tarifs d'utilisation des infrastructures de transport, distribution et stockage de gaz (ATRT 8, ATRD 7 et ATS 3).

Dans son dossier tarifaire, EDF SEI demande également d'introduire des données de marché de court terme pour la détermination de son taux sans risque et de retenir les paramètres les plus à jour.

Ainsi, pour transposer les évolutions du cadre de régulation de ces décisions TURPE 7, après consultation publique et les avis favorables reçus, la CRE décide d'introduire une distinction entre, d'une part, un taux sans risque de long terme, dont les modalités resteraient inchangées (à savoir un taux calculé sur des moyennes des dix dernières années) et, d'autre part, un taux sans risque de court terme qui serait fondé sur des données de plus court terme.

La CRE ne retient pas la demande d'utilisation de paramètres différents de ceux applicables à Enedis et RTE dans le TURPE 7. En effet, la demande formulée par EDF SEI correspond uniquement à la mise à jour de certains paramètres, ne permettant pas une vision globale et harmonisée des différentes composantes de la rémunération. En outre, la continuité de cette méthode sur plusieurs périodes tarifaires permet de neutraliser dans la durée les effets liés au décalage temporel entre la fixation du TURPE 7 HTA-BT et celle du FPE. La CRE retient donc les modalités suivantes :

- le taux sans risque utilisé dans le calcul du taux de rémunération des CPR correspondra donc à la moyenne de ces deux taux avec une pondération identique à celle appliquée à Enedis dans le TURPE 7 HTA-BT ;

- le CMPC appliqué aux actifs HTB prendra en compte les données de long-terme et de court-terme avec une pondération identique à celle appliquée à RTE dans le TURPE 7 HTB.

2.1.2.3.4. Modalités de rémunération des IEC

Au cours de la période 2018-2021 et de la période 2022-2025, les immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissement engagées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) d'EDF SEI relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB, ainsi que les postes sources dans le domaine de tension HTA, avaient la possibilité d'être rémunérées, de façon normative, au coût nominal de la dette applicable pendant la période tarifaire.

Dans sa consultation publique, la CRE envisageait de maintenir la rémunération des IEC au coût de la dette, en cohérence avec la méthodologie utilisée dans la délibération TURPE 7 HTB, ce qui constitue une incitation efficace à la mise en service rapide des projets d'investissements des opérateurs.

En outre, dans le cadre de sa demande concernant les paramètres de rémunération, EDF SEI a sollicité l'octroi d'une prime géographique, visant à prendre en compte les enjeux des territoires desservis, spécifiques à ces territoires, et qui sont à l'origine d'après EDF SEI de chantiers plus longs et de coûts de portage accrus.

Dans la consultation publique, la CRE considérait que le cadre réglementaire applicable à EDF SEI intègre déjà les spécificités observées dans les ZNI, notamment dans le niveau des charges d'exploitation octroyé et qu'il protège largement EDF SEI des risques spécifiques rencontrés en ZNI via plusieurs mécanismes réglementaires (prise des investissements au réel dans la BAR en cas de dépassement des coûts, couverture des coûts des aléas climatiques, CRCP versé en N+1, etc.). De ce fait, la CRE a considéré que le risque supporté par EDF SEI est similaire à celui porté par les opérateurs en France hexagonale et que le niveau de rémunération appliqué à Enedis n'a pas vocation à être majoré par la prise en compte d'une prime additionnelle.

Toutefois, en ce qui concerne la question des risques d'allongement de la durée des travaux par rapport à ceux réalisés sur le territoire métropolitain hexagonal, impliquant des coûts de portage élevés, la CRE a indiqué qu'elle pourrait considérer un élargissement de l'assiette des IEC éligibles à la rémunération au coût de la dette à certains types d'ouvrages réseau, à condition de disposer des éléments factuels confirmant ce point.

Les réponses ont été favorables à l'élargissement de l'assiette des IEC. Toutefois, EDF SEI n'a pas apporté d'éléments détaillés permettant de quantifier cet allongement.

Pour la période 2026-2029, la CRE reconduit le dispositif de rémunération des IEC cycle long au coût de la dette, sans en modifier l'assiette éligible à ce dispositif. Le détail des immobilisations en cours concernées par ce mécanisme figure au paragraphe 3.4.2.

2.1.2.3.5. Traitement des actifs sortis de l'inventaire (coûts échoués, cessions d'actifs)

Traitement des coûts échoués

Dans sa délibération n°2022-19⁶, la CRE a retenu, pour la période FPE 2022-2025, un traitement des coûts échoués de EDF SEI en cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB.

Le traitement des coûts échoués retenu par la CRE pour la période FPE 2022-2025 est le suivant :

- les coûts récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle ;

⁶ [Délibération n°2022-19 de la CRE du 20 janvier 2022 portant décision sur les niveaux de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé](#)

- la couverture des autres coûts échoués est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs. Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

La CRE a proposé dans sa consultation publique de maintenir le cadre existant pour la période FPE 2026-2029, pour EDF SEI, en cohérence avec le maintien du cadre incitatif dans le tarif TURPE 7. Un gestionnaire de réseau estime que l'examen par la CRE des coûts échoués exceptionnels fondé sur un dossier argumenté ne donne pas de garantie au GRD de la bonne couverture de ces dépenses et alourdi les processus de gestion pour les GRD.

La CRE considère que ce cadre est suffisamment protecteur pour les GRD dans la mesure où celui-ci leur permet de couvrir des coûts échoués récurrents et exceptionnels sous réserve qu'ils soient dument justifiés. A ce titre, la CRE décide de reconduire le cadre en vigueur pour la période 2026-2029.

Traitement des actifs cédés

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

En particulier, les actifs immobiliers, qui sont intégrés à la BAR, amortis et rémunérés pendant toute la durée de leur présence dans le patrimoine de EDF SEI, sont susceptibles, le jour de leur revente, de générer une plus-value parfois importante.

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE a retenu, pour la période de dotation FPE 2022-2025 de EDF SEI, le traitement des cessions d'actifs immobiliers ou de terrains suivant :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, tout en préservant une incitation pour le GRD à maximiser ce gain. Celui-ci conserve 20 % de la plus-value comptable ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par le GRD.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de maintenir le cadre en vigueur, pour la période FPE 2026-2029.

Les répondants ne s'étant pas exprimés sur cette orientation, la CRE décide de reconduire le cadre en vigueur.

2.1.2.3.6. Projets de comptage évolué de EDF SEI

La délibération n°2018-071⁷ de la CRE a fixé le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué de EDF SEI pour la période de déploiement massif. Ce cadre est organisé autour de trois enjeux : maîtrise des coûts, performance de la chaîne communicante et respect du calendrier de déploiement.

La régulation mise en place par la CRE avait pour objectif d'inciter l'opérateur à réaliser les investissements du projet au meilleur coût pour la collectivité. Les incitations prévoient notamment que, chaque année, la BAR réalisée au 1^{er} janvier de l'année soit comparée à une BAR de référence. Cette régulation incitative prévoit notamment que, si la BAR réalisée est inférieure à la BAR de référence, l'opérateur bénéficie d'un bonus égal au produit de l'écart entre ces deux BAR et d'un taux de bonus égal à 2 %.

⁷ [Délibération n°2018-071 de la CRE du 22 mars 2018 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué d'EDF SEI dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA](#)

Une fois le déploiement massif terminé, il n'y a plus de nouveaux investissements associés au projet de comptage évolué de l'opérateur intégrant la BAR et donc l'incitation à la maîtrise des coûts n'est plus effective. A ce titre, la CRE décide de modifier la régulation sur les coûts unitaires d'investissements des projets de comptage évolué de EDF SEI à partir du FPE 2026-2029 de manière analogue à ce qui a été délibéré pour Enedis dans le TURPE 7 HTA-BT (voir partie 2.5.4).

2.1.2.4. Fonctionnement du CRCP et niveau de dotation définitif

Le niveau de dotation au titre du FPE est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de EDF SEI. Le CRCP a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis. Ainsi, ce mécanisme permet de prémunir EDF SEI de certains risques liés aux écarts, sur des postes de charges et de recettes bien identifiés, entre les réalisations et les prévisions prises en compte pour la détermination des niveaux de dotation. Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières (bonus ou pénalités) résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le solde du CRCP d'une année N est calculé au 1^{er} janvier de l'année N+1, et est apuré dans le cadre de la dotation définitive au titre de l'année N+1. La CRE a proposé de ne pas modifier le fonctionnement du CRCP.

Dès lors, chaque année de la période 2027-2029, la CRE publiera avant le 31 juillet une délibération qui définira le niveau de dotation définitif pour l'année N. Ce niveau de dotation définitif sera égal à la somme du niveau prévisionnel de la dotation au titre de l'année N et du solde du CRCP de l'année N-1.

Par ailleurs, avant le 31 juillet 2026, la CRE calculera la dotation définitive au titre de l'année 2026 incluant le calcul du CRCP de l'année 2025 en cohérence avec les cadres fixés pour la période 2022-2025 pour EDF SEI.

2.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.2.1. Régulation incitative des charges d'exploitation

Les dotations FPE sont calculées à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes. A l'exception de certains postes prédéfinis difficiles à prévoir ou à maîtriser pour EDF SEI, les charges nettes d'exploitation de l'opérateur sont incitées à 100 %.

Au vu du bilan positif des précédentes périodes tarifaires et de l'appréciation favorable des acteurs en réponse à la consultation publique du 10 octobre 2025, la CRE reconduit ce principe pour la période 2026-2029.

Ainsi, à l'exception des postes de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au 2.3.1.1 de la présente délibération, les écarts par rapport à la trajectoire fixée pour la période 2026-2029 seront à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

2.2.1.1. Couverture au CRCP de certains postes

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes. Comme indiqué dans la partie 2.1.2.4 de la présente délibération, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés.

La CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée notamment à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes sont en vigueur depuis plusieurs périodes tarifaires et ont conduit EDF SEI à maîtriser ses charges d'exploitation comme le montre le bilan du cadre de régulation inclus dans la consultation publique du 10 octobre 2025. Par ailleurs, le traitement tarifaire ne se résume pas à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé plusieurs évolutions par rapport à la période FPE 2022-2025 concernant la couverture des charges et produits de EDF SEI par le CRCP.

Mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

La délibération de la dotation FPE de EDF SEI du 22 mars 2018⁸ a introduit un mécanisme permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, qui pouvait aller au-delà des projets déjà identifiés. Celui-ci permettait à EDF SEI de demander, une fois par an, pour une prise en compte lors du calcul du CRCP, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un futur projet, ou un ensemble de futurs projets, relevant des réseaux électriques intelligents.

L'opérateur n'ayant pas sollicité de ressources *via* le guichet *Smart Grids* depuis l'intégration de ce mécanisme, la CRE a proposé de ne pas maintenir ce dispositif en cohérence avec la suppression de cette modalité pour Enedis dans le TURPE 7.

La majorité des acteurs ne s'est pas exprimée sur l'orientation de la CRE concernant les projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents. Quelques acteurs sont favorables à la suppression de ce dispositif. A ce titre, la CRE décide de maintenir son orientation et de supprimer ce mécanisme.

Avantage en nature

Les salariés des Industries Électriques et Gazières (IEG), dont fait partie EDF SEI, bénéficient d'un tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité (dit « tarif agent »). Chaque entreprise faisant partie des IEG verse en contrepartie à EDF et Engie (principalement) chaque année un montant visant à couvrir l'écart entre le tarif agent et le coût de fourniture de ce tarif par les fournisseurs. Dans le cadre actuel, ces charges sont entièrement incitées, comme la majorité des charges d'exploitation.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé pour EDF SEI de couvrir au CRCP à 100 % les effets prix sur la base d'une référence de prix pour l'électricité et le gaz, mais de conserver l'incitation sur les volumes d'énergie consommés au titre du tarif agent.

La majorité des acteurs n'est pas opposée à cette orientation.

A l'issue de la consultation publique et des échanges avec EDF SEI, la CRE constate que les modalités de calcul du tarif applicable ne sont pas identiques à celles appliquées à Enedis. Pour cette raison, elle décide de ne pas maintenir son orientation et d'appliquer le cadre simplifié proposé en consultation publique pour Gérédis, qui est plus pertinent. La CRE décide ainsi de définir une trajectoire de référence obtenue à partir du réalisé 2024 de EDF SEI indexé aux prévisions d'évolution du prix de l'électricité de la CRE pour la période 2026-2029. Ainsi, la CRE calculera chaque année l'écart entre les charges réellement dépensées par l'opérateur et la valeur de référence pour l'année N. 80 % de l'écart résultant sera couvert au CRCP, c'est-à-dire versé par l'opérateur en cas de montant réalisé inférieur à la valeur

⁸ [Délibération n°2018-070 de la CRE du 22 mars 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé](#)

de référence ou versé à l'opérateur dans le cas inverse. L'opérateur est alors exposé à hauteur de 20 % de l'écart.

Provisions retraites

Compte tenu de la volatilité constatée dans le passé, de l'incertitude sur les taux d'actualisation et de l'incertitude sur le futur système de retraite, EDF SEI a demandé d'intégrer ce poste au CRCP.

Considérant que ce poste est raisonnablement prévisible et maîtrisable et rappelant que si de nouvelles dispositions étaient adoptées modifiant d'au moins 1 % le niveau de leurs CNE, les opérateurs pourraient avoir recours à la clause de rendez-vous, la CRE a proposé de ne pas accéder à la demande de l'opérateur.

La majorité des acteurs ne s'étant pas opposée à cette orientation, la CRE décide de maintenir son orientation.

Dépenses SI et systèmes industriels liées à l'adossement à Enedis

Pour répondre à ses besoins SI, EDF SEI s'appuie en partie sur les moyens d'Enedis pour bénéficier de l'expertise déjà développée sur des besoins précis. Dans le cadre de ces prestations, EDF SEI indique être dépendant des décisions prises par Enedis pour son SI, du planning et des montants engagés. EDF SEI demande donc l'intégration de ces coûts au CRCP. De plus, dans la mesure où toutes les recettes relatives aux prestations d'assistance effectuées par Enedis pour EDF SEI sont versées au CRCP d'Enedis, EDF SEI estime qu'Enedis est alors désincité à faire ces développements spécifiques puisqu'il en porterait les charges sans en recevoir les recettes.

La CRE a proposé de répondre favorablement à la demande d'EDF SEI afin de s'assurer qu'il n'y a pas de double comptage de ces trajectoires d'adossement entre Enedis et EDF SEI tout en maintenant une incitation globale à la maîtrise des budgets SI *via* l'incitation déjà existante des budgets SI d'Enedis.

La majorité des répondants à la consultation publique ne s'est pas exprimée. Le groupe EDF a soutenu la demande de l'opérateur.

La CRE maintient son orientation et décide d'intégrer au CRCP les coûts relatifs aux développements SI d'EDF SEI délivrés par Enedis.

Dépenses relatives à Garance

Le cadre actuel (défini en partie 2.2.1.3) permet aux opérateurs de bénéficier d'une couverture partielle des charges relatives à un aléa climatique. EDF SEI demande à être couvert au réel sur les charges d'exploitation liées à Garance (détaillée en partie 3.1) pour la reconstruction du réseau à la suite de ce cyclone en 2025. EDF SEI indique que la priorité a été la consolidation du réseau HTA avant le début de la période cyclonique, ce qui a eu pour conséquence un report des travaux sur le réseau BT principalement en 2026. L'opérateur demande que les dépenses estimées en 2026 soient entièrement couvertes par le CRCP 2026.

L'aléa ayant eu lieu en 2025 et les travaux étant prévus pour 2026 et 2027, la CRE a estimé que ces charges ne relèvent plus d'un contexte d'urgence et sont maîtrisables par l'opérateur. La CRE a proposé que l'opérateur soit incité à la maîtrise de ces charges qui, pour la phase de reconstruction, sont en majorité prévisibles et maîtrisables.

La majorité des répondants à la consultation publique ne s'est pas exprimée. Le groupe EDF a soutenu la demande de l'opérateur.

La CRE maintient son orientation et décide d'inciter les futures charges d'exploitation relatives à la reconstruction faisant suite au cyclone Garance.

En conséquence, les postes inclus au périmètre du CRCP pour la période FPE 2026-2029 sont les suivants :

Postes couverts en totalité au CRCP

L'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges nettes d'exploitation et l'inflation réellement constatée est couvert en totalité au CRCP.

Les charges couvertes en totalité (prises en compte à 100 %) au CRCP sont les suivantes :

- les charges de capital supportées par les opérateurs ;
- les charges liées au système électrique, prises en compte à 100 %, dont les charges liées à la compensation des pertes qui font, par ailleurs, l'objet d'une régulation incitative ad hoc (cf. § 2.2.1.2) ;
- les charges relatives aux impayés des clients finals correspondant au TURPE ;
- les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique en application de la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018⁹ ;
- les charges relatives aux développements SI d'EDF SEI délivrés par Enedis ;
- les postes de recettes et assimilés :
 - les recettes tarifaires de EDF SEI ;
 - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement ;
 - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes.

Postes couverts en partie au CRCP

- les charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques dépassant une trajectoire de référence (cf. partie 2.2.1.3) ;
- les charges relatives aux pénalités pour coupures longues dépassant une trajectoire de références (cf. 2.6.2)
- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains, prises en compte à 80 % (cela signifie que les opérateurs auront une incitation sur ce poste à hauteur de 20 %) (cf. partie 2.1.2.3.5) ;
- les coûts échoués, au cas par cas (cf. partie 2.1.2.3.5) ;
- les charges associées aux obligations légales de débroussaillage, prises en compte à 90 % (cf. partie 2.9).
- les charges associées à l'avantage en nature énergie, prises en compte à 80 %.

Par ailleurs, le CRCP est utilisé pour gérer les bonus et malus générés par les incitations portant sur :

- la qualité de service et la continuité d'alimentation (cf. parties 2.4 et 2.6) ;
- le cadre spécifique au projet de comptage évolué, conformément aux délibérations de la CRE du 22 mars 2018 et du 14 novembre 2019 (cf. partie 2.5) ;
- les pertes électriques sur le réseau de EDF SEI (cf. partie 2.2.1.2) ;
- les coûts unitaires des investissements dans les réseaux (cf. partie 2.2.2) ;
- la maîtrise des coûts des projets d'investissement (budgets cibles des grands projets) (cf. partie 2.2.2.2.) ;
- la régulation incitative liée au partage des gains des compensateurs synchrones (cf. 2.2.2.3) ;
- le cadre spécifique au projet de comptage évolué, conformément aux délibérations de la CRE du 22 mars 2018 et du 14 novembre 2019 (cf. partie 2.5.1) ;
- les projets prioritaires (cf. partie 2.8) ;
- les charges de recherche et développement (R&D), conformément aux modalités de couverture détaillées en partie 2.7.

⁹ [Délibération n°2018-011 de la CRE du 18 janvier 2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT](#)

- le placement des plages temporelles (partie 2.10).

2.2.1.2. Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau

Les pertes des réseaux de distribution d'électricité sont composées de pertes techniques liées à l'effet Joule, aux pertes fer générées par les transformateurs et aux pertes capacitives dans les câbles, et de pertes non techniques constituées de l'énergie consommée non enregistrée. Ces pertes non techniques sont liées notamment à des biais de comptage et à des fraudes. Les pertes électriques représentent un enjeu financier important pour les opérateurs. Les pertes électriques ont représenté pour la période FPE 2021-2025 environ 949 GWh/an pour un coût moyen annuel de près de 122 M€ pour EDF SEI.

La CRE observe que les opérateurs disposent de plusieurs leviers afin de réduire le volume des pertes : choix d'investissement, de topologie du réseau, etc. Par ailleurs, le déploiement des compteurs numériques doit permettre de réduire les pertes non techniques. Les études technico-économiques des projets de comptage évolué de EDF SEI, réalisée en 2018 par un cabinet externe, ont estimé que l'installation des compteurs numériques devait permettre de réduire de 20 % le niveau des pertes non techniques subies.

2.2.1.2.1. Rappel du dispositif en vigueur

La CRE a maintenu lors de la dernière période de dotation 2022-2025 pour EDF SEI, une incitation sur le coût des pertes plafonnée respectivement 2 M€/an et ne prenant en compte que le volume de pertes selon les modalités suivantes :

- pour chaque année, le coût de l'énergie achetée par les opérateurs pour compenser ses pertes est entièrement couvert à travers le mécanisme de CRCP ;
- en complément, une incitation financière est calculée chaque année en se fondant sur la différence entre un volume de référence et le volume de pertes constaté *ex post*, sur la base de la présente formule :

$$- 20 \% \times (V_{réel} - V_{réf.}) \times P_{réel}$$

Où :

- $V_{réel}$ est le volume de perte annuel constaté *ex post* ;
- $V_{réf.}$ est le volume de référence de pertes établi à partir du taux historique ;
- $P_{réel.}$ est le coût unitaire passé moyen d'achat des pertes (72 €/MWh).

Par ailleurs, pour EDF SEI, qui ne dispose pas du mécanisme Recoflux permettant la correction des index de consommation, si la relève de consommation n'a pas pu être réalisée dans l'année, alors c'est la consommation estimée qui est retenue pour cette année. La correction est faite l'année suivante lors de la relève réelle de la consommation. Ainsi, la fréquence de calcul de la régulation incitative a lieu tous les deux ans.

2.2.1.2.2. Adaptation de la régulation incitative pour la période FPE 2026-2029

La CRE considère que ce dispositif permet effectivement d'inciter EDF SEI à la maîtrise des volumes de pertes. En conséquence, la CRE a proposé, dans sa consultation publique du 10 octobre 2025, de maintenir le dispositif pour la période 2026-2029 tout en le faisant évoluer à la marge, selon les modalités présentées ci-après.

Les évolutions envisagées par la CRE portaient notamment sur la définition du niveau du taux de pertes, sur le rehaussement du plafonnement de l'incitation ainsi que sur les modalités de calcul de l'incitation, elles sont rappelées ci-après.

Fonctionnement du dispositif

EDF SEI a demandé de tenir compte, dans la force de l'incitation, de la part des pertes liée aux réseaux HTB. Cette évolution entrainerait une baisse d'environ 2 % du niveau d'incitation d'EDF SEI. En consultation publique, la CRE a rappelé que l'abaissement du taux d'incitation de RTE a été considéré

au regard de la moindre prévisibilité des flux sur le réseau constatée ces dernières années, en lien, notamment avec la hausse des flux aux frontières. En raison de cette différence de contexte, la CRE a proposé de ne pas retenir la proposition d'EDF SEI et de maintenir le niveau d'incitation à 20 %.

Seuls EDF SEI et EDF se sont exprimés sur cette orientation dans la consultation publique. En particulier, ils contestent leur capacité à maîtriser les volumes de pertes sur les réseaux de transport en raison d'une absence de redondance sur ces réseaux.

La CRE rappelle qu'EDF SEI exploite la totalité du réseau électrique en ZNI et que les raisons de l'abaissement du taux d'incitation pour RTE ne s'appliquent pas à cet opérateur. A ce titre, la CRE maintient son orientation et maintient le taux d'incitation à 20 %.

Volume de référence des pertes

Demande d'EDF SEI :

EDF SEI indique dans sa demande une trajectoire baissière sur les volumes hors nouvelles pertes techniques, en précisant tenir compte des gains sur les pertes non techniques (PNT) attendus *via* le déploiement des compteurs communicants. Cependant, ces gains sont en partie compensés par les pertes techniques qui vont évoluer à la hausse en raison du raccordement de producteurs éloignés des centres de consommation et de l'installation de compensateurs synchrones dont la consommation sera comptabilisée dans les pertes. Ainsi, EDF SEI demande un taux de pertes compris entre 10,1 % et 10 % sur la période 2026-2029.

Tableau 1 Demande EDF SEI pour la régulation incitative des pertes

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Volume injection (GWh)	9880	9903	9953	10208	10394	10578	10803	10958
Volume pertes (GWh)	901	989	958	1031	1048	1058	1074	1100
% Pertes	9,1%	10,0%	9,6%	10,1%	10,1%	10,0%	9,9%	10,0%

Consultation publique et analyse de la CRE

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de fixer une trajectoire plus ambitieuse sur les volumes de pertes d'EDF SEI en se fondant sur :

- l'application des gains des compteurs évolués attendus, avec l'hypothèse d'une baisse de 20 % des PNT à la fin du déploiement massif avec comme référence le taux de 2018 (10,4 %) ;
- l'application d'une baisse de 0,1 %/an des pertes totales, progressive, en lien avec l'introduction d'effectifs dédiés à la lutte contre les fraudes comme cela a été retenu pour Enedis ;
- le maintien de la demande d'EDF SEI concernant les nouvelles pertes techniques au stade de la consultation publique.

Seul acteur s'étant exprimé défavorablement aux orientations, EDF SEI considère qu'il a déjà atteint 18,4 % des gains des compteurs évolués et qu'il n'est pas pertinent de retenir une seule année (2018) comme année de référence. Par ailleurs, EDF SEI indique que les nouvelles ressources mobilisées dans le cadre de la lutte contre les fraudes devraient permettre une stabilisation des PNT et non une baisse. De plus, l'opérateur a indiqué que la réduction proposée est plus exigeante que celle demandée à Enedis qui débutait une baisse dès la deuxième année de recrutement des ETP et non dès la première comme proposé. Enfin concernant les pertes techniques, l'opérateur précise que ces niveaux ont été obtenu en se basant sur des données réelles issues des demandes de raccordement, dont les longueurs moyennes des sites de production par rapport au départ HTA sont élevées.

La CRE décide de tenir compte des remarques de l'opérateur et modifie son orientation tout en maintenant les principes, justifiés d'une part, par la nécessité d'afficher des objectifs ambitieux de baisse

des pertes représentatifs des moyens octroyés (compteurs numériques et ETP de lutte contre la fraude) et, d'autre part, par application des orientations prises pour Enedis en :

- considérant la période 2015-2017 comme référence plutôt que la seule année 2018 pour intégrer les gains des compteurs évolués ;
- maintenant une réduction liée aux ETP de lutte contre la fraude mais en appliquant en baisse similaire à celle demandée à Enedis avec une application dès la deuxième année de recrutement des équipes de lutte contre la fraude ;
- intégrant les volumes de pertes associés aux compensateurs synchrones mais en divisant par deux ceux prévus pour 2029 pour tenir compte d'une mise en service prévisionnelle en milieu d'année ;
- ne retenant pas les volumes de pertes supplémentaires associés aux ENR, que la CRE considère insuffisamment justifiés. En effet, sur ce dernier point, la CRE constate que les pertes techniques d'EDF SEI sont en baisse depuis 2016 alors que la capacité de production décentralisée liée aux énergies renouvelables est en nette augmentation. La CRE rappelle qu'un contexte de développement des énergies renouvelables ne se traduit pas nécessairement par une hausse des pertes techniques et que divers facteurs sont susceptibles de faire baisser les pertes techniques. Au vu des données historiques et des éléments transmis par EDF SEI, la CRE considère que la prise en compte des nouvelles pertes techniques n'est pas justifiée.

Tableau 2 : Décision de la CRE pour la régulation incitative des pertes d'EDF SEI

	2026	2027	2028	2029
Volume injection (GWh)	10394	10578	10803	10958
Volume pertes (GWh)	1011	1007	1016	1026
% Pertes	9,7 %	9,5 %	9,4 %	9,4 %

Conformément à l'analyse de la CRE présentée en 2.11, le plafond de la régulation incitative des pertes est fixé à 2,5 M€/an.

2.2.1.3. Prise en compte des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques

Le cadre en vigueur relatif à la prise en compte des charges d'exploitation liées aux aléas climatiques prévoit une couverture forfaitaire annuelle *ex ante* basée sur l'historique des charges constatées, ainsi qu'une couverture au CRCP des montants dépassant un certain seuil. EDF SEI supporte un risque financier égal à la différence entre le seuil de couverture au CRCP et le niveau de couverture forfaitaire.

2.2.1.3.1. Dispositif de couverture des charges d'exploitation pour aléas climatiques

Compte tenu de l'exposition aux aléas climatiques des territoires sur lesquels opère EDF SEI, la CRE a reconduit, pour la période 2022-2025, le mécanisme spécifique de couverture des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques.

Le mécanisme consiste en une couverture forfaitaire d'un niveau de charges d'exploitation qui s'élevait à 5,8 M€ par an au cours de la période 2022-2025, et dont le niveau visait à couvrir :

- d'une part, les charges d'exploitations récurrentes relatives aux aléas climatiques, hors événements d'ampleur exceptionnelle ;
- d'autre part, un bandeau permettant de couvrir *a posteriori* la remise en état du réseau à la suite du cyclone exceptionnel Irma (1,4 M€/an).

L'écart entre ce montant et les charges réellement supportées par l'opérateur au titre d'aléas climatiques constitue donc un gain (respectivement une perte) pour EDF SEI, en cas de charges réelles inférieures (respectivement supérieures) à ce montant.

Afin de limiter le risque pour l'opérateur, le mécanisme comporte par ailleurs un plafond au-delà duquel les charges d'exploitation réellement supportées par EDF SEI sont intégralement couvertes à travers le mécanisme du CRCP (cf. § 2.2.1.3). Ce plafond s'élevait pour la période 2022-2025 à 9,5 M€.

Ce mécanisme permet d'inciter l'opérateur à optimiser les moyens mis en œuvre pour prévenir et faire face aux aléas climatiques tout en le protégeant des risques les plus extrêmes.

Ce mécanisme ne prend pas en compte les indemnisations au titre des coupures longues qui pourraient être versées par EDF SEI aux utilisateurs à la suite d'une catastrophe naturelle. Ces montants relèvent en effet d'un mécanisme *ad hoc*, détaillé au paragraphe 2.6.2 de la présente délibération.

Dans sa demande, EDF SEI souhaite une couverture tarifaire de 2 M€/an (hors bandeau permettant de couvrir *a posteriori* la remise en état du réseau à la suite du cyclone Irma) et un niveau d'exposition de 2 M€/an, soit un plafond au-delà duquel les charges sont couvertes au CRCP fixé à 4 M€/an.

Au stade de la consultation publique, la CRE a proposé de reconduire le mécanisme en vigueur sur la période précédente et :

- de retenir le niveau de couverture forfaitaire demandé par EDF SEI (2 M€/an) ;
- de maintenir le niveau d'exposition au risque d'EDF SEI (5,1 M€) ;
- de solder en une fois les montants restants (soit 1,4 M€/an sur 12 ans) dus à EDF SEI au titre des cyclones Maria et Irma (2017) en actualisant la valeur versée.

Réponse à la consultation publique et analyse de la CRE

Dans sa réponse à la consultation publique, EDF SEI s'est montrée défavorable aux orientations de la CRE en rappelant que la fréquence et l'intensité des aléas sont en croissance, ce qui se traduit par une exposition croissante aux aléas climatiques à cadre constant. EDF SEI indique également que la période réalisée a montré qu'EDF SEI avait été exposé à plus de 5 M€ de pertes par an 3 années sur 4, soit plus de 15 M€ sur la période écoulée. Par ailleurs, l'opérateur estime que le programme de maintenance et les stocks stratégiques ne permettent pas de réduire son exposition financière. Ainsi, l'opérateur a réitéré son souhait d'abaisser la couverture forfaitaire ainsi que le niveau d'exposition à 2 M€/an.

Dans les échanges ayant suivi avec l'opérateur, celui-ci a finalement proposé de retenir une couverture au CRCP au-delà de 7,4 M€ avec une couverture forfaitaire permettant de neutraliser les charges réalisées en se basant sur la période 2022-2025, soit un montant de 5,9 M€/an et une exposition de 1,5 M€/an.

Les autres répondants se sont globalement montrés favorables au mécanisme envisagé.

La CRE considère que la couverture tarifaire doit permettre de couvrir les charges d'exploitation récurrentes uniquement et qu'une période de 8 ans est plus pertinente pour évaluer l'impact du dispositif. Si EDF SEI a vraisemblablement perçu un malus significatif sur les dernières années, sur un historique plus lointain 2018-2024, EDF SEI a perçu un malus total de 300 k€, indiquant un dispositif équilibré. Toutefois, la CRE modifie le niveau d'exposition envisagé et l'abaisse à 2 M€/an justifié, d'une part, par l'historique récent d'événements majeurs qui a eu un impact significatif sur l'opérateur et, d'autre part, par une symétrisation de l'incitation.

Tableau 3 : Dispositif de couverture des charges d'exploitation pour aléas climatiques

	M€
Couverture forfaitaire	2,0
Exposition financière	2,0
Seuil de couverture au CRCP	> 4,0

La CRE décide, de plus, de solder en une fois le montant restant actualisé (15 M€) dû à EDF SEI au titre des cyclones Maria et Irma (2017) pour 2026.

Par ailleurs, la CRE s'interroge sur la nécessité de préciser le dispositif en vigueur concernant les événements climatiques exceptionnels. A date, ceux-ci sont traités par le même dispositif que les événements climatiques non exceptionnels, alors même que les conséquences de ces événements nécessitent généralement une mobilisation pluriannuelle de l'opérateur et génèrent des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement nettement supérieures.

En particulier, la CRE considère que les gestionnaires de réseaux devraient être incités lors des chantiers majeurs de remise en état des réseaux électriques à la suite d'événements climatiques exceptionnels afin que l'impact sur les usagers des coûts et des délais de remise en état reste maîtrisé. Un dispositif comprenant une trajectoire incitée des CNE post phase d'urgence ainsi qu'un budget cible pour les dépenses d'investissement pourrait être envisagé dans la prochaine consultation publique relative au niveau de dotation d'EDM pour les années 2027 à 2029 qui interviendra vers septembre 2026.

2.2.1.3.2. Evolution du périmètre de couverture des charges pour aléas climatiques

Sur la base du retour d'expérience des événements climatiques survenus ces dernières années en ZNI, la CRE a constaté que certains opérateurs ont comptabilisé, au titre du poste au CRCP de charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques, des frais annexes ne correspondant pas strictement à des coûts de remise en état de leur réseau.

La CRE a proposé, au stade de la consultation publique, de préciser le périmètre de couverture des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques par le poste dédié au CRCP afin que seules les charges directement corrélées à l'activité de remise en état du réseau puissent faire l'objet d'une couverture. Le futur périmètre de couverture exclurait donc les frais annexes ne correspondant pas directement des coûts de remise en état de leur réseau.

Les répondants à la consultation publique se sont montrés favorables aux orientations de la CRE. EDF SEI demande à rehausser le niveau de couverture forfaitaire des charges d'exploitation pour aléas climatiques d'un montant équivalent à celui résultant des charges exclues.

Analyse de la CRE

La CRE rappelle que ce poste a vocation à intégrer seulement des charges relevant directement de la remise en état du réseau. En conséquence, elle décide de restreindre le périmètre de couverture aux charges résultant notamment des prestations diverses (travaux, dépannage, intervention, sécurisation, réparation, etc.), de la fourniture d'équipements de réseau ou de la location de véhicules nécessaires pour les interventions sur le réseau électrique. S'agissant des charges de personnel, la CRE s'assurera que le tarif de réseau ne couvre pas deux fois les charges employées avec, d'une part, les revenus autorisés actés par les délibérations tarifaires et d'autre part, les couvertures au ponctuelles au CRCP des événements exceptionnels.

La CRE rappelle que l'exclusion de certaines charges du poste « charges pour aléas climatiques » n'empêcherait pas l'opérateur d'engager ces dépenses, celles-ci seraient seulement engagées au sein de la trajectoire globale incitée.

2.2.2. Régulation incitative des coûts d'investissements

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

2.2.2.1.1. Rappel et bilan du dispositif sur la période 2022-2024

Afin d'assurer l'optimisation des coûts des investissements d'EDF SEI dans les réseaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage, en tant que gestionnaire de réseau efficace, sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité du réseau, la CRE avait introduit, pour la période 2022-2025, une régulation incitative des coûts unitaires des investissements pour les branchements secs consommateurs ≤ 36 kVA.

Le mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires s'appuie sur la définition d'un modèle de coûts de référence des branchements des consommateurs ≤ 36 kVA mis en service par EDF SEI, prenant en compte une évolution tendancielle des coûts au cours du temps : les coûts unitaires cibles de chaque année de la période tarifaire ont été déterminés sur la base d'un panier pertinent d'indices de référence, de façon à exclure les effets exogènes et ainsi à évaluer uniquement la performance d'EDF SEI.

Pour chaque année, la différence entre le coût total des branchements consommateurs ≤ 36 kVA mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages est évaluée. Le coût total théorique est calculé à partir du modèle de coûts unitaires de référence appliqué au volume d'investissement effectivement réalisé. Les valeurs de ces paramètres ont été estimées à partir des coûts des investissements mis en service entre 2018 à 2020.

Cette différence, positive ou négative, fait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau :

- les investissements concernés sont intégrés dans la BAR d'EDF SEI à hauteur de leur valeur réelle, sous réserve des contrôles que la CRE mène sur le caractère efficace et prudent des coûts engagés. Les charges de capital liées à ces investissements restent donc couvertes sur la base des dépenses effectives. Ainsi, le consommateur final couvre, sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif, la performance de l'opérateur via des CCN moindres ou supérieures ;
- il est ensuite appliqué, *via* le CRCP, un bonus ou une pénalité, équivalent à 20 % de l'écart entre le coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Cette incitation annuelle est plafonnée à +/-0,3 M€ par an.

Par ailleurs, la CRE avait maintenu pour la période 2022-2025 un suivi des coûts unitaires pour chaque investissement relevant de l'une des natures d'ouvrages suivantes :

- ouvrages de réseau HTA souterrain ;
- ouvrages de réseau HTA aérien ;
- ouvrages de réseau BT souterrain ;
- ouvrages de réseau BT aérien ;
- branchements secs producteurs ≤ 36 kVA.

EDF SEI indique avoir constaté une augmentation conséquente de ses coûts unitaires expliquée par une augmentation des coûts de main-d'œuvre, l'inflation sur le coût des matériels et la mise en place d'une prime d'incitation à la maîtrise des délais de raccordement à destination de ses prestataires et la revalorisation du prix de point dans l'avenant des marchés branchement.

2.2.2.1.2. Evolutions envisagées par la CRE pour la période 2026-2029

Dans sa consultation publique d'octobre 2025, la CRE a présenté un bilan de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de la période précédente. La régulation incitative sur les coûts unitaires ayant permis d'inciter EDF SEI à la maîtrise de ses coûts, la CRE a proposé de la reconduire pour la prochaine période tarifaire et a envisagé de le faire évoluer à la marge.

La CRE a proposé d'étendre le périmètre d'incitation pour tenir compte de l'évolution de la nature des investissements futurs d'EDF SEI, en y intégrant les postes HTA-BT préfabriqués, dont le volume est en croissance sur la période 2026-2029 du fait de l'intégration des EnR.

En outre, la CRE a proposé de réactualiser la référence des coûts unitaires des branchements secs de consommateur BT ≤ 36 kVA sur la période 2022-2024.

Des répondants sont favorables à cette extension du périmètre au regard des enjeux afférents mais d'autres s'y opposent indiquant une volumétrie insuffisante pour définir des coûts unitaires moyens. De plus, EDF SEI propose de stabiliser la méthodologie de calcul au cours des différents échanges et de poursuivre le suivi sans incitation de cet indicateur sur la période 2026-2029, afin de bénéficier d'un historique plus significatif permettant de définir un coût unitaire cible.

La CRE décide de reconduire cette incitation pour la période 2026-2029 pour les coûts unitaires des branchements secs de consommateur BT ≤ 36 kVA en se basant sur l'historique 2022-2024. En ce qui

concerne l'extension de périmètre, la CRE décide de permettre à EDF SEI de consolider le suivi et la méthode de calcul des coûts unitaires moyens sur les autres ouvrages *via* un suivi sans incitation financière des ouvrages de canalisation et des postes HTA/BT. Le suivi incité de ces ouvrages sera introduit pour les années 2028-2029 après analyse de la CRE.

Les valeurs des paramètres ainsi que les coefficients annuels d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2026-2029 sont définis dans une annexe confidentielle à la présente délibération (annexe 5).

En outre, comme envisagé dans la consultation publique, la CRE rehausse le plafond financier de la régulation incitative sur les coûts unitaires. Le plafond de l'incitation est ainsi fixé à +/-0,5 M€ par année de mise en service et appliqué lors du calcul du montant définitif, afin de renforcer l'incitation à la maîtrise de ses coûts.

2.2.2.2. Incitation à la maîtrise des coûts des grands projets

Comme décrit dans la partie 3.4, EDF SEI prévoit une hausse significative des investissements qui passeraient de 262 M€/an sur la période 2022-2025 à 351 M€/an (+34 %) sur la période 2026-2029. EDF SEI prépare de grands projets sur le niveau de tension HTB, notamment la construction d'une liaison sous-marine et d'une liaison souterraine, le doublement d'une ligne, des raccordements, l'installation de compensateurs synchrones ou le renforcement de lignes HTB.

Le cadre de régulation, dont le rôle est d'aligner le plus possible l'intérêt des opérateurs avec celui de la collectivité, doit encourager les opérateurs à mener à bien les investissements les plus utiles dans les meilleures conditions de coûts. Afin d'assurer la soutenabilité des dépenses d'investissements, et en cohérence avec l'incitation prévue dans TURPE 7 HTB pour RTE, la CRE a envisagé d'introduire une régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'EDF SEI.

La CRE a proposé dans la consultation publique d'inclure dans le périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'EDF SEI les projets d'investissements « réseaux » d'un budget supérieur à 20 M€. En outre, la CRE a proposé une bande de neutralité, sans bonus/malus, de +/-5 % autour du budget initialement fixé et une incitation équivalente à 20 % de l'écart au-delà de cette zone.

Les répondants s'étant prononcés sur cette question ont des avis partagés. Certains répondants se sont exprimés en faveur de l'introduction de cette incitation. Le groupe EDF considère cette incitation prématurée et préconise un suivi régulier de ces projets plutôt qu'une incitation financière avec un cadre complexe. En second lieu, si cette régulation incitative devait être mise en place, EDF SEI préconise une mise en place progressive par le nombre de projets concernés et retenant les adaptations suivantes :

- un élargissement de la bande neutre sans prime ni pénalité à +/-20 % du budget cible ;
- un bonus/malus à hauteur de 10 % de l'écart, EDF SEI pilotant des projets singuliers dont les risques sont spécifiques aux ZNI ;
- la mise en place d'un couple plancher / plafond ;
- qu'il soit possible de revoir le budget-cible dans certaines situations afin de ne pas pénaliser de manière abusive EDF SEI.

Après des échanges complémentaires avec EDF SEI, la CRE décide d'introduire ce mécanisme pour EDF SEI et ses investissements HTB avec un seuil de 20 M€. En ce qui concerne les paramètres de l'incitation, la CRE décide :

- de fixer une bande de neutralité de +/-10 % (identique à celle définie au moment de l'introduction du dispositif pour RTE dans le TURPE 5) ;
- de fixer un niveau de bonus/malus équivalent à 20 % de l'écart, identique au niveau initialement envisagé et représentatif du niveau de responsabilité de l'opérateur ;
- de ne pas introduire de plafonnement ou de clause de revoyure systématique pour cette incitation, et de permettre le juste dimensionnement de provisions pour risque au moment de la fixation du budget cible.

Ce mécanisme concernerait, à ce stade, 4 projets qu'EDF SEI prévoit de lancer pendant la période 2026-2029. Il sera nécessaire que l'opérateur donne régulièrement de la visibilité à la CRE sur ses investissements à venir, pour suivre l'évolution des trajectoires et déterminer si d'éventuels nouveaux projets auront vocation à faire l'objet d'un budget-cible.

Ainsi, pour les projets inclus dans le périmètre de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets :

- la CRE envisage d'auditer le budget présenté par EDF SEI, préalablement à l'engagement des dépenses relatives aux travaux, et de fixer un budget cible. La CRE peut recourir à un prestataire externe pour les audits des projets présentant les plus gros enjeux financiers ;
- quelles que soient les dépenses d'investissements réalisées par EDF SEI, pour autant qu'elles soient efficaces, les dépenses entrent dans la BAR à la valeur réelle lors de la mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
 - si les dépenses d'investissements réalisées par les opérateurs pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
 - si les dépenses d'investissements réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, l'opérateur bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissements réalisées ;
 - si les dépenses d'investissements réalisées par l'opérateur sont supérieures à 110 % du budget cible, l'opérateur supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissements réalisées et 110 % du budget cible.

2.2.2.3. Partage des gains liés aux compensateurs synchrones

Dans le cadre régulé des ZNI, avec un unique acteur gestionnaire du réseau, fournisseur et acheteur de la production d'électricité, des interactions existent entre le réseau – dont les surcoûts par rapport à l'hexagone sont financés par le FPE – et la production d'électricité – dont les surcoûts sont financés par les charges de service public de l'énergie (CSPE). A ce titre, certains investissements dans le réseau peuvent générer des coûts supplémentaires au périmètre du réseau, mais peuvent réduire les coûts au périmètre de l'ensemble de l'activité d'EDF SEI. L'opérateur énonce par exemple les investissements concernant les compensateurs synchrones qui seraient financés par l'activité réseau mais éviteraient la mobilisation d'une centrale thermique onéreuse pour assurer les besoins d'inertie des réseaux et généreraient ainsi des économies matérialisées dans les CSPE.

EDF SEI demande à ce titre, de bénéficier d'une incitation encourageant les investissements dans les technologies et les projets qui réduisent les charges globales du système électrique des ZNI. Le mécanisme envisagé pourrait être sous la forme d'une prime spécifique sur ces investissements (similaire au cadre du comptage évolué) ou bien un partage des gains réalisés.

La CRE a considéré dans la consultation publique qu'EDF SEI, qui mène son activité dans le cadre d'un contrat de service public, devait exercer ses missions de façon efficace et optimale – notamment en réalisant les investissements pertinents pour les coûts du système électrique au global – sans pour autant s'opposer à l'introduction d'une telle incitation.

La FNCCR partage la position de la CRE et indique que les contrats de concession visent notamment la nécessaire adaptation des réseaux de distribution aux enjeux de la transition énergétique, et vise l'exercice de ses missions de façon efficace et optimale. EDF SEI a précisé la méthodologie envisageable, qui permettrait à l'opérateur de connaître dès sa décision les gains escomptés et prévoir des modalités de partage qui soient cohérentes avec les délais des gains :

- Périmètre : tout projet générant ce type de gains ;
- Méthodologie : définir au moment de la décision d'investissement les montants alloués à EDF SEI ;
- Répartition des gains : l'opérateur recevrait 20 % des gains prévisionnels chaque année jusqu'à un bonus maximal de 2 % de Taux de Retour sur Investissement.

Afin d'inciter à la mise en place de compensateurs synchrones, lorsque ceux-ci constituent la solution optimale, la CRE décide de mettre en place cette incitation selon les modalités suivantes :

- Périmètre : limité aux compensateurs synchrones dont la décision d'investissement a lieu entre 2026 et 2029 (par ailleurs sujets à la fixation d'un budget cible) ;
- Méthodologie : les montants alloués à EDF SEI seraient définis en amont de la décision d'investissement ;
- Répartition des gains : l'opérateur recevrait 20 % des gains prévisionnels chaque année jusqu'à un bonus maximal de 1 % de Taux de Retour sur Investissement.

Les détails et paramètres définitifs pour chacun de ces projets seront présentés au moment de la fixation des budgets cibles de ces investissements.

2.3. Régulation incitative des raccordements au réseau

Le raccordement au réseau électrique est une étape clé des projets d'installations de production et de consommation sur le réseau. Dans un contexte d'électrification des usages et d'accélération du déploiement des énergies renouvelables, la régulation incitative des raccordements a pour objectif d'améliorer les délais des propositions et de travaux de raccordement aux réseaux.

Dans sa consultation publique du 10 octobre 2025, la CRE a proposé de renforcer les incitations financières d'EDF SEI sur les raccordements.

2.3.1. Rappel du dispositif de régulation incitative des raccordements de la période 2022-2025

Pour la période 2022-2025, EDF SEI faisant l'objet d'une analyse de son compte pour le FPE suit deux indicateurs incités financièrement.

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance d'EDF SEI, en fonction du respect ou non de cet objectif, génère des bonus ou malus. Ces derniers sont par ailleurs plafonnés.

Les indicateurs incités financièrement sont les suivants :

Tableau 4 : Liste des indicateurs pour la régulation incitative des raccordements

Indicateurs	EDF SEI
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	
<i>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</i>	Incité financièrement
<i>BT > 36 kVA, collectif HTA</i>	Incité financièrement
Délai moyen de raccordement (jours)	
<i>Consommateur BT ≤ 36 kVA</i>	Incité financièrement
<i>Consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuel et collectif avec aménagement réseau</i>	Incité financièrement
<i>Producteurs BT > 36 kVA et HTA</i>	Incité financièrement

2.3.2. Bilan du dispositif de régulation incitative sur la période 2022-2024

EDF SEI a lancé sur la période passée un projet d'optimisation, qui visait à diviser par deux les délais de raccordement en 2025 par rapport à 2022. Pour les raccordements de consommateurs BT, EDF SEI indique être en ligne avec ses objectifs qui devraient être atteints en 2025. En ce qui concerne les plus hautes tensions, EDF SEI explique que durant les dernières années, des efforts considérables ont été faits, mais ne sont pas encore reflétés dans les résultats, du fait de la finalisation d'anciennes affaires, dont la durée très longue vient grever la performance moyenne. Les résultats des indicateurs sur la période 2022-2024 sont détaillés dans le tableau ci-dessous pour EDF SEI.

Tableau 5 : Bilan de la régulation incitative des raccordements d'EDF SEI 2022-2024

EDF SEI		2022	2023	2024
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé				
<i>Utilisateurs BT ≤ 36 kVA</i>	Objectif	92,0%	94,0%	96,0%
	Résultat	93,0%	89,8%	97,1%
<i>BT > 36 kVA, collectif HTA</i>	Objectif	90,0%	90,0%	90,0%
	Résultat	91,2%	90,6%	88,5%
Délai moyen de raccordement (jours)				
<i>Consommateur BT ≤ 36 kVA</i>	Objectif	61	60	58
	Résultat	80	80	59
<i>Consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuel et collectif avec aménagement réseau</i>	Objectif	306	275	245
	Résultat	384	318	269
<i>Producteurs BT > 36 kVA et HTA</i>	Objectif	393	354	314
	Résultat	560	518	588

Sur la période 2022-2024, la non-atteinte des objectifs de délais de raccordement a conduit à ce que EDF SEI supporte au global un malus total de 2,2 M€ avec des performances en progression mais très en-deçà des objectifs attendus.

2.3.3. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2026 – 2029

Malgré une amélioration des délais de raccordement des petites affaires (passant de 80 jours à 59 jours), la CRE constate néanmoins que les objectifs fixés ne sont pas atteints, et que les performances se sont dégradées sur les délais de raccordement du haut de portefeuille.

Afin de maintenir une recherche d'amélioration et d'éviter toute dérive de ces performances, la CRE considère que les indicateurs et les incitations associées doivent évoluer de manière régulière, en fonction des résultats obtenus et des enjeux nouveaux qui apparaissent.

Pour la régulation incitative des raccordements d'EDF SEI, la CRE décide d'adopter une méthodologie proche de celle appliquée pour le TURPE 7 HTA-BT concernant Enedis :

- renforcer les niveaux d'incitation sur les délais de raccordement pour adapter le cadre de régulation aux enjeux d'accélération de l'électrification des usages ;
- introduire des incitations visant à inciter EDF SEI à mettre en place au plus vite les moyens adaptés pour dimensionner son réseau et créer la capacité nécessaire pour répondre aux demandes de raccordements d'installations d'énergie renouvelable ;

- fixer des objectifs ambitieux en tenant compte des performances passées ;
- simplifier et uniformiser la régulation incitative lorsque les conditions le permettent.

Les évolutions quant aux plafonds et aux niveaux d'incitation des indicateurs sont analysées en partie 2.11.

Dans leurs réponses à la consultation publique, les GRD soutiennent le principe d'une régulation incitative et insistent toutefois sur la nécessité que les objectifs fixés soient réalistes et atteignables, et qu'ils reflètent le niveau de performance attendu en tenant compte de ses spécificités comme de celles des autres gestionnaires. EDF SEI partage la synthèse des GRD.

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

Utilisateurs BT ≤ 36 kVA

Dans sa réponse à la consultation publique, EDF SEI considère que les résultats obtenus sont déjà satisfaisants et maintient sa proposition initiale d'objectifs sur la période suivante.

La CRE décide de maintenir les objectifs fixés en consultation publique afin de maintenir une amélioration des performances et se rapprocher du niveau d'Enedis.

Tableau 6 : Objectifs des taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé

EDF SEI		2022	2023	2024	2026	2027	2028	2029
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé								
Utilisateurs BT ≤ 36 kVA	Résultat	93,0 %	89,8 %	97,1 %				
	Objectif fixé par la CRE				97 %	97 %	98 %	98 %

Utilisateurs BT > 36 kVA, collectif HTA Utilisateurs BT > 36 kVA, collectif HTA

Dans sa réponse à la consultation publique, EDF SEI rappelle que la bascule sur l'outil Racing Marché d'affaires se fera sur 2027-2028. EDF SEI propose, donc, *a minima* de maintenir le niveau de l'objectif des années 2027 et 2028 au niveau de 2026 avant de reprendre la progression à partir de 2029 à 92 %.

La CRE décide de maintenir les objectifs préconsultation publique afin de se rapprocher des performances d'Enedis.

Tableau 7 : Objectifs des taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé

EDF SEI		2022	2023	2024	2026	2027	2028	2029
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé								
BT > 36 kVA, collectif HTA	Résultat	91,2 %	90,6 %	88,5 %				
	Objectif fixé par la CRE				91 %	92 %	93 %	94 %

2.3.3.2. Délai moyen de raccordement (jours)

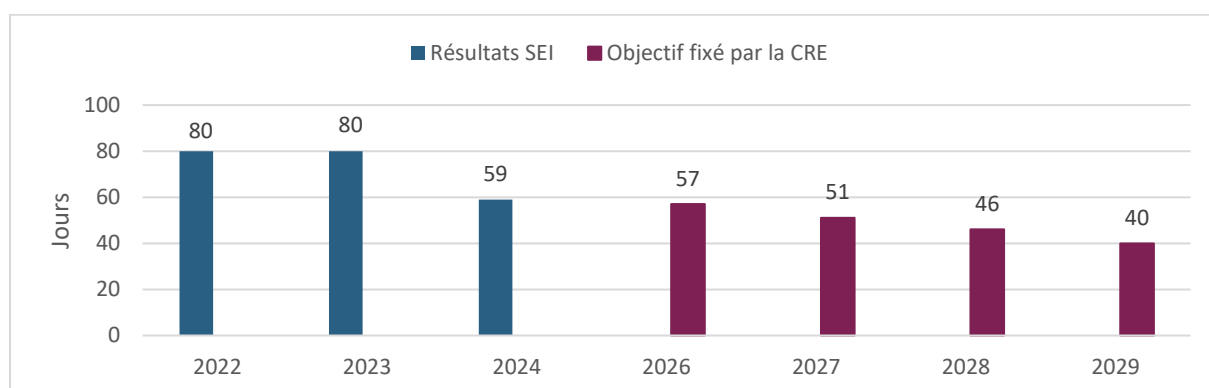
De manière générale, les opérateurs jugent les trajectoires proposées par la CRE trop ambitieuses et suggèrent à la CRE de se concentrer sur l'indicateur relatif aux producteurs en maintenant un objectif raisonnable. Ils insistent également sur une révision complète des objectifs des indicateurs de délais moyens de raccordement.

La CRE envisage de fixer des objectifs plus ambitieux que les demandes des opérateurs.

Consommateurs BT ≤ 36 kVA

Dans sa réponse à la consultation publique, EDF SEI rappelle que ses délais sont calculés à partir de la mise en exploitation, contrairement à Enedis qui se base sur la facturation, et que ses résultats 2024 montrent des délais plus longs à périmètre équivalent.

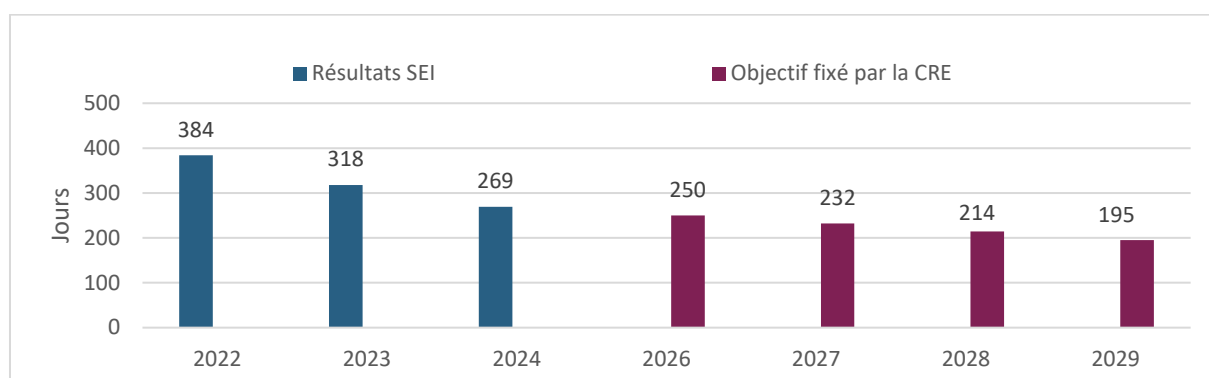
La CRE décide de maintenir les objectifs de la consultation publique afin de matérialiser les objectifs du projet Raccordement¹⁰ d'EDF SEI (division par 2 du délai 2022).



Consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuel et collectif avec aménagement réseau

Dans sa réponse à la consultation publique, EDF SEI indique que cet indicateur subira les conséquences du déploiement de RACING (outil de gestion des raccordements d'EDF SEI) sur la période 2027-2028 et propose de geler les cibles pour 2027 et 2028 et reprendre la progression pour 2029.

La CRE décide de maintenir les objectifs préconsultation publique afin de matérialiser les objectifs du projet Latitude d'EDF (division par 2 du délai 2022).

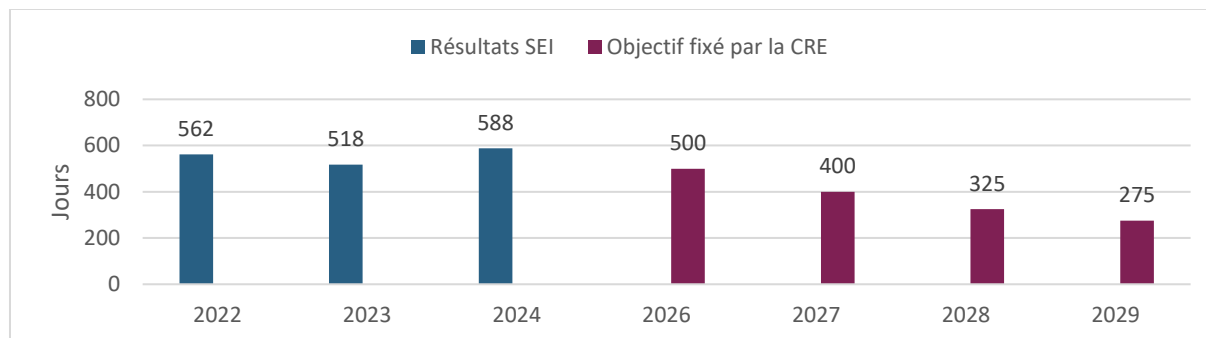


¹⁰ Le Projet Raccordement, lancé au sein d'EDF SEI en janvier 2023, a pour objectif de diviser les délais de réalisation des raccordements par 2 d'ici à fin 2025 par rapport à l'année 2022 et d'améliorer la satisfaction client.

Producteurs BT > 36 kVA et HTA

Dans sa réponse à la consultation publique, concernant les producteurs BT > 36 kVA et HTA, EDF SEI est favorable à la trajectoire proposée par la CRE.

La CRE décide de maintenir sa proposition initiale.



2.3.3.3. Incitation sur les affaires de raccordement les plus longues

En alternative au suivi des 5 % des affaires les plus longues, la CRE a proposé en consultation publique une incitation consistant à définir un délai au-delà duquel EDF SEI percevra une pénalité proportionnelle au nombre d'affaires concernées.

Pour EDF SEI, cette incitation revient à une double pénalisation. En effet, les GRD sont déjà incités à traiter au plus tôt les affaires anciennes bloquées pour maîtriser les délais moyens. Par ailleurs, la CRE ne prévoit pas de dispositif de bonus associé à cet indicateur. En outre de nombreuses affaires sont bloquées pour des motifs extérieurs au GRD, voire aux producteurs (par exemple, blocage en lien avec des contestations des projets par des associations locales). Si toutefois la CRE décidait de maintenir un tel indicateur, EDF SEI souhaite que les affaires et délais pris en compte soient expurgés des délais n'incomant pas au GRD.

La CRE décide de maintenir cette incitation à la réduction des affaires dont les délais sont jugés anormalement longs au motif des résultats préoccupants observés et des enjeux associés aux raccordements. La CRE décide de définir ce délai anormal sur la base du délai moyen :

- pour les catégories de consommateurs, un coefficient de 3 fois le délai moyen est défini ;
- pour la catégorie de producteur, étant donné le délai déjà conséquent et la répartition plus dispersée des affaires, la CRE décide d'établir un coefficient de 2 fois le délai moyen.

Tableau 8 Niveaux d'incitation sur les affaires de raccordement les plus longues

	Consommateurs BT ≤ 36 kVA	Consommateurs BT > 36 kVA, HTA	Producteurs BT > 36 kVA et HTA
Incitation	220€ x V	300€ x V	400€ x V
Plafond	- 520 k€		

2.3.3.4. S2RenR : lancement des révisions de schémas et réalisation des ouvrages prioritaires

Les Schémas Régionaux de Raccordement aux Réseaux pour les installations EnR des zones non interconnectées (S2REnR) tiennent compte des objectifs fixés par les PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Energie) dans la détermination des infrastructures nécessaires pour raccorder les nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable aux réseaux électriques. Ces schémas permettent ainsi de garantir un raccordement ordonné des installations, mettre en œuvre techniquement

la transition énergétique et calculer et répartir les quotes-parts associées aux ouvrages et travaux planifiés.

Aucun des cinq schémas dont EDF SEI a la charge (Corse, Guadeloupe, Réunion, Guyane et Martinique) n'a actuellement été mis en consultation pour la période 2023-2028 alors que tous présentent des niveaux de saturation élevés (entre environ 70 % des capacités des schémas et 100 %) et que certaines demandes sont suspendues. Parmi les causes identifiées, des délais longs avant lancement des révisions (correspondant à l'envoi d'un courrier de déclaration d'intention de révision au représentant de l'Etat) ont contribué à allonger les délais de mise à jour des schémas. En effet, bien que des critères de révision aient été atteints, des lancements de révision ont pu durer trois ans, comme en Corse ou à la Réunion en raison notamment du travail important à réaliser en amont des révisions (recensement des gisements EnR, construction des scénarios candidats en termes de volumes EnR à insérer, convergence avec les services des préfectures sur le scénario à retenir, études de réseau pour identifier les ouvrages nécessaires au schéma proposé, etc.).

Le décret S2REnR va introduire également des dispositions permettant de faciliter et d'accélérer la création de capacités nécessaires aux raccordements des installations de production d'énergies renouvelables. Parmi ces dispositions, l'introduction des ouvrages prioritaires, dont la définition sera préalablement validée par la CRE, permettra à EDF SEI de fournir aux DEAL une liste d'ouvrages critiques à réaliser. Ces projets devront être lancés immédiatement à l'entrée en vigueur d'un schéma.

Il apparaît nécessaire qu'EDF SEI soit incité à mettre en place au plus vite les moyens adaptés pour dimensionner son réseau et créer la capacité nécessaire pour répondre aux demandes de raccordements d'installations d'énergie renouvelable. La CRE a ainsi proposé dans la consultation publique :

- la mise en place d'un suivi du lancement des révisions des schémas : l'introduction d'un suivi sans incitation du délai entre l'atteinte d'un des critères déclenchant la révision d'un schéma et jusqu'au lancement effectif de la révision. Ce suivi pourrait faire l'objet d'une incitation en période tarifaire suivante en cas de mauvais résultats ;
- l'introduction d'un projet prioritaire associé à chaque réalisation d'ouvrages prioritaires (voir partie 2.8.2).

Conformément à l'analyse de la CRE présentée en partie 2.8.2, la CRE décide de mettre en place de telles incitations tel que précisé.

2.4. Régulation incitative de la qualité de service

La régulation incitative a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu par les opérateurs aux utilisateurs des réseaux de distribution dans les domaines considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du système électrique.

2.4.1. Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur

Pour la période 2022-2025, la qualité de service d'EDF SEI était pilotée au moyen de 4 indicateurs incités financièrement (dont un indicateur pour lequel la pénalité est versée directement à l'utilisateur). A cela s'ajoutent 2 indicateurs suivis sans incitation financière. Par ailleurs, EDF SEI était incité à la performance de son système de comptage évolué à l'aide de 6 indicateurs incités financièrement et 11 indicateurs suivis sans incitation financière.

Tableau 9 : Indicateurs de la qualité de service

Indicateurs	Modalité
Nombre de rendez-vous planifiés non respectés ayant donné lieu au versement d'une pénalité	Incité financièrement (versement direct au client)
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Incité financièrement
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Incité financièrement
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Incité financièrement
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Suivi
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils clients et dépannage	Suivi

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance d'EDF SEI, en fonction du respect ou non de cet objectif, génère des bonus ou malus. Ces derniers sont par ailleurs plafonnés. Les indicateurs ont été fixés par la CRE après une consultation publique.

2.4.2. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2026-2029 présentées en consultation publique

Les objectifs de qualité de service pour la période 2022-2024 ont permis d'inciter à la performance de EDF SEI dans les domaines ciblés. Afin de rester efficaces et d'éviter toute dérive de ces performances, la CRE considère que les indicateurs et les incitations associées doivent évoluer de manière régulière, en fonction des résultats obtenus et des enjeux nouveaux qui apparaissent.

Pour la qualité de service de la période 2026-2029, la CRE a adopté, en consultation publique, une approche similaire à celle retenue pour le TURPE 7 HTA-BT concernant Enedis, à savoir :

- inciter à la performance de la relation client et adapter la régulation incitative au contexte post-déploiement massif, afin d'aligner le niveau d'exigence sur l'évolution des activités de EDF SEI ;
- fixer des objectifs ambitieux en tenant compte des performances passées ;
- simplifier et uniformiser la régulation incitative lorsque les conditions le permettent.

Les évolutions quant aux plafonds et aux forces d'incitation des indicateurs sont analysées en partie 2.11.

Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

EDF SEI a demandé que l'objectif soit maintenu au niveau de l'objectif de 2024-2025, c'est-à-dire à 94 %.

Compte tenu de la performance déjà atteinte par EDF SEI (94,5 % en 2023), la CRE a proposé de relever l'objectif cible, selon une trajectoire progressive de 94 % à 97 %.

Les répondants à la consultation publique ont émis un avis défavorable à la proposition de la CRE jugeant que le niveau d'objectif proposé entraînerait une allocation non efficace des ressources du GRD.

En conséquence, la CRE décide d'appliquer un objectif de 94 % en 2026 puis constant à 95 % sur la période 2027-2029.

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

Pour la période suivante, la CRE a proposé de maintenir un objectif de 0 pour cet indicateur reflétant la performance attendue d'un opérateur efficace.

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

Avec le déploiement du compteur numérique qui se termine, les compteurs seront désormais relevés tous les jours : EDF SEI demande à retirer l'incitation de cet indicateur.

Par cohérence avec le cadre d'Enedis, la CRE a proposé de répondre favorablement à la demande d'EDF SEI et de passer cet indicateur en suivi.

Concernant les deux indicateurs précités, les répondants à la consultation publique se sont exprimés en faveur des orientations de la consultation publique. En conséquence, la CRE maintient son orientation précisée *supra*.

Tableau 10 : Objectifs de la qualité de service pour la période 2026-2029

EDF SEI	2024 (réalisé)	2026	2027	2028	2029
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	90,4 %	94 %	95 %	95 %	95 %
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	1 228	0	0	0	0
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	97,0 %				

2.5. Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué

La délibération n°2018-071 de la CRE du 22 mars 2018 a mis en place un cadre régulation pour le projet de comptage évolué d'EDF SEI. Celui-ci a été mis à jour par la délibération n°2022-19 de la CRE du 20 janvier 2022, qui a notamment adapté le mécanisme de régulation de la performance du système de comptage évolué d'EDF SEI.

Ce cadre de régulation incite EDF SEI à :

- maîtriser les coûts d'investissement lié au projet de comptage évolué ;
- respecter le calendrier de déploiement des compteurs évolués ;
- garantir le niveau de performance attendu du système de comptage évolué au travers d'indicateurs de qualité de service spécifiques au projet de comptage évolué.

2.5.1. Rappel du dispositif de régulation incitative du comptage évolué en vigueur

Pour la période FPE 2022-2025, le cadre de régulation incitative spécifique aux projets de comptage évolué de EDF SEI s'appuyait sur 5 indicateurs incités financièrement, qui portent sur la performance du système de comptage évolué.

Les indicateurs de performance du système de comptage évolué incités financièrement, définis pour la période 2022-2025, étaient au nombre de cinq :

- taux de télé-relevés journaliers réussis ;
- taux de publication des index réels mensuels ;
- taux de disponibilité du portail internet « clients » ;
- taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois ;
- taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs.

2.5.2. Bilan du dispositif de régulation incitative du comptage évolué sur la période 2022-2024

Sur la période 2022-2024, EDF SEI a été performant et a bénéficié d'un bonus global de 4,8 M€ pour les indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué.

Le résultat des indicateurs sur la période 2022-2024 est détaillé dans le tableau ci-dessous pour EDF SEI :

Tableau 11 : Bilan de la régulation incitative des indicateurs relatifs au comptage évolué d'EDF SEI 2022-2024

EDF SEI		2022	2023	2024
Taux de télé-relevés journaliers réussis	Objectif	94 %	94 %	96 %
	Résultat	95,7 %	96,5 %	96,5 %
Taux de publication des index réels mensuels	Objectif	98 %	98 %	98,5 %
	Résultat	97,3 %	98 %	98 %
Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	Objectif	1,3 %	1,3 %	1 %
	Résultat	1,3 %	1,3 %	1,3 %
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	Objectif	99 %	99 %	99 %
	Résultat	99,4 %	99,8 %	99,8 %
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur	Objectif	90 %	90 %	92 %
	Résultat	92,9 %	93,8 %	94,4 %

2.5.3. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2026-2029 présentées en consultation publique

Pour la période 2026-2029, la CRE a proposé d'adapter le mécanisme de régulation de la performance du système de comptage évolué, pour EDF SEI comme suit :

- fixer des objectifs plus ambitieux que précédemment pour les indicateurs existants, en cohérence avec la performance d'EDF SEI sur la période 2022-2024, tout en tenant compte des spécificités liées aux télécommunications dans les Outre-mer et en Corse ;
- maintenir la force des incitations, dont les plafonds évoluent au même niveau que celui du revenu autorisé de l'opérateur.

Les évolutions quant aux plafonds et aux forces d'incitation des indicateurs sont précisées en partie 2.11.

En préambule du détail des indicateurs présenté ci-après, EDF SEI s'est exprimé en consultation publique en défaveur des niveaux d'objectifs proposés par la CRE. En effet, le GRD, rejoint par un autre acteur, met en avant les contraintes techniques liées aux moyens de télécommunications dans les ZNI impactant le niveau de performance atteignable par l'opérateur. Par ailleurs, un autre acteur accueille favorablement les propositions portant sur le cadre de régulation mis en place par la CRE sur les systèmes de comptage évolué mais appelle tout de même à maintenir un pragmatisme dans la recherche d'amélioration continue. Tenant compte de ces remarques, la CRE décide de réduire le niveau d'objectifs pour la période 2026-2029 par rapport aux niveaux proposés en consultation publique. Le détail par indicateur est présenté ci-dessous :

Taux de télé-relevés journaliers réussis

EDF SEI a dépassé les objectifs fixés sur la période réalisée. EDF SEI propose donc une trajectoire permettant une amélioration progressive de cet indicateur avec un objectif de 97 % à 98 %.

La CRE a proposé de fixer un objectif à 98 % pour EDF SEI traduisant un objectif ambitieux pour l'opérateur et proche du niveau fixé pour Enedis à la même période du projet de comptage évolué.

La CRE décide d'appliquer une trajectoire croissante d'objectif comprise entre 97 % en 2026 et 98 % en 2029.

Taux de respect de publication des index réels mensuels

EDF SEI a demandé à plafonner la trajectoire pour la prochaine période tarifaire à 98,5 % et indique que le résultat dépend de la bonne performance des opérateurs télécoms.

La CRE a proposé de fixer un objectif à 99 % pour EDF SEI traduisant un objectif ambitieux pour l'opérateur et proche du niveau fixé pour Enedis à la même période du projet de comptage évolué.

La CRE décide d'appliquer une trajectoire croissante d'objectif comprise entre 98,5 % en 2026 et 99 % en 2029.

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

EDF SEI a demandé à plafonner la trajectoire pour la prochaine période tarifaire à 1 % et souhaitait revoir l'assiette de calcul pour exclure les compteurs coupés au court-circuit.

La CRE a proposé de tenir compte du réalisé des opérateurs pour le premier objectif puis tendre vers les performances d'Enedis en fin de période pour les derniers objectifs.

La CRE décide de retenir la demande d'EDF SEI et de plafonner l'objectif de l'indicateur à 1 % sur la période 2026-2029.

Taux de disponibilité du portail internet « clients »

EDF SEI a demandé à plafonner la trajectoire pour la prochaine période tarifaire à 99,5 %.

Compte tenu du niveau de résultats très élevés obtenus sur la période 2022-2024, la CRE a proposé de ne plus inciter cet indicateur et de le maintenir en suivi. A l'issue de la consultation publique, la CRE décide de ne plus inciter cet indicateur et d'en maintenir un suivi.

Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur

EDF SEI a demandé une trajectoire progressive allant jusqu'à 96 % et explique que ses performances sont dépendantes de la performance des opérateurs télécoms.

La CRE a proposé de supprimer l'incitation financière sur cet indicateur pour la période 2026-2029 au périmètre d'EDF SEI, qui assure également la fourniture pour l'ensemble des utilisateurs sur ses territoires de desserte. A l'issue de la consultation publique, la CRE décide de supprimer l'incitation de cet indicateur tout en maintenant un suivi.

Les objectifs envisagés pour les indicateurs incités sont présentés dans le tableau ci-dessous, le détail de la définition des indicateurs est précisé en annexe 3 de la présente consultation publique :

Tableau 12 : Objectifs pour les indicateurs relatifs au comptage évolué pour la période 2026-2029

EDF SEI	2024 (réalisé)	2026	2027	2028	2029
Taux de télé-relevés journaliers réussis	96,5 %	97 %	97,5 %	98 %	98 %
Taux de publication des index réels mensuels	98 %	98,5 %	98,5 %	99 %	99 %
Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	1,3 %	1 %	1 %	1 %	1 %

Enfin, la CRE a proposé de mettre fin au suivi des indicateurs non incités suivants à la suite de l'atteinte du déploiement massif, soit une suppression dès 2026 pour EDF SEI :

- « Taux de réclamations liées au déploiement » ;
- « Nombre de réclamations liées au déploiement » ;
- « Délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans le SI ».

A l'issue de la consultation publique, la CRE décide de maintenir son orientation de consultation publique.

2.5.4. Mise à jour de la régulation incitative sur les coûts des projets de comptage évolué d'EDF SEI

La régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage vise à inciter les GRD à réaliser les investissements de comptage du projet (hors investissements de systèmes d'information) au meilleur coût pour la collectivité. Le mécanisme repose sur l'attribution d'un bonus au GRD si ce dernier parvient à maintenir ses coûts d'investissements de comptage en deçà de ceux définis par la CRE dans une trajectoire de référence. A l'inverse, le GRD est pénalisé par un malus si ses coûts d'investissement dépassent la trajectoire de référence fixée par la CRE. La régulation mise en place par la CRE prévoit donc le calcul, chaque année, d'une BAR de référence fondée sur les coûts unitaires évalués avant le début du projet permettant le versement d'un bonus sur les investissements qui ont pu être évités.

Le déploiement massif s'est achevé en 2024 pour EDF SEI. Passé cette échéance, il n'y a plus de nouveaux investissements associés au projet de comptage évolué intégrant la BAR comptage. Dans ces conditions, l'incitation à la maîtrise des coûts n'est plus effective.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de plafonner les montants pouvant être versés à EDF SEI, au titre de la régulation incitative, à 20 % du montant des investissements évités, à l'image de ce qui a été retenu pour le projet Linky d'Enedis dans la délibération tarifaire TURPE 7 HTA-BT.

EDF SEI, ainsi que deux autres acteurs, ont émis un avis défavorable en consultation publique considérant qu'il s'agit d'une remise en cause majeure de l'équilibre initial du projet. Un acteur a émis un avis favorable à la proposition de la CRE.

La CRE estime qu'il est pertinent qu'EDF SEI perçoive une partie du bénéfice pour la collectivité permis par les investissements évités. Néanmoins, elle considère aussi que ces incitations doivent être limitées en proportion. La CRE considère que le versement d'un bonus calculé sur la base d'une BAR de référence serait disproportionné en termes de montant, au regard des bénéfices du projet pour la collectivité en termes d'investissements évités, s'il était versé sans plafond sur la durée de vie des actifs, ce d'autant que son caractère incitatif disparaît avec la fin du déploiement massif.

La CRE maintient donc l'orientation présentée en consultation et met en place un plafond des montants pouvant être versés respectivement à EDF SEI, au titre de la régulation incitative, à hauteur de 20 % du montant des investissements évités, rappelant que ce même mécanisme a déjà été appliqué pour Enedis.

2.6. Régulation incitative de qualité d'alimentation

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

Pour la période 2022-2025, la continuité d'alimentation d'EDF SEI hors événements exceptionnels et hors coupures liées à la production d'électricité était suivie au moyen de 4 indicateurs :

- 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) ;
- mécanisme de coupures longues.

Pour la période 2022-2025, EDF SEI n'était incité financièrement que sur les trois critères B, M et F-BT.

Afin de limiter le risque financier pour EDF SEI associé aux indicateurs B et M, l'incitation financière d'EDF SEI cumulée de ces deux indicateurs était plafonnée à $\pm 3,5$ M€ par an.

Une définition détaillée des indicateurs figure en annexe 4 de la présente délibération.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de reconduire le dispositif de régulation incitative de la qualité d'alimentation pour la période FPE 2026-2029, en adaptant le niveau des objectifs pour tenir compte, d'une part des niveaux de performance atteints par EDF SEI, d'autre part de l'impact de la hausse des raccordements sur la qualité d'alimentation.

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

2.6.1. Durée et fréquence moyenne de coupure

Durée moyenne de coupure

Dans sa consultation publique, la CRE a constaté que la performance d'EDF SEI s'est dégradée de façon significative ces dernières années sur les indicateurs B et M. Ainsi, la CRE a proposé de prendre pour référence une valeur proche de la moyenne du réalisé 2022-2024 pour les critères B et M, avec des valeurs décroissantes afin de retrouver des valeurs proches de l'objectif de la période précédente tout en prenant en compte la réalité des dernières années.

Enfin, la CRE avait proposé de maintenir le niveau d'incitation relatif aux critères B et M mais de relever le plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supporté par EDF SEI à ± 5 M€ par an.

Plusieurs gestionnaires de réseaux (dont EDF SEI) ou représentants de gestionnaires de réseaux se sont montrés défavorables aux évolutions envisagées par la CRE concernant le dispositif de régulation incitative de la qualité d'alimentation. En particulier, plusieurs acteurs mettent en avant un contexte jugé défavorable lié à la hausse des raccordements producteurs. Ainsi, EDF SEI souhaite une meilleure prise en compte de ce contexte et réitère son souhait de retenir une trajectoire visant à atteindre la cible de 245 min en fin de période pour le critère B et 220 minutes pour le critère M.

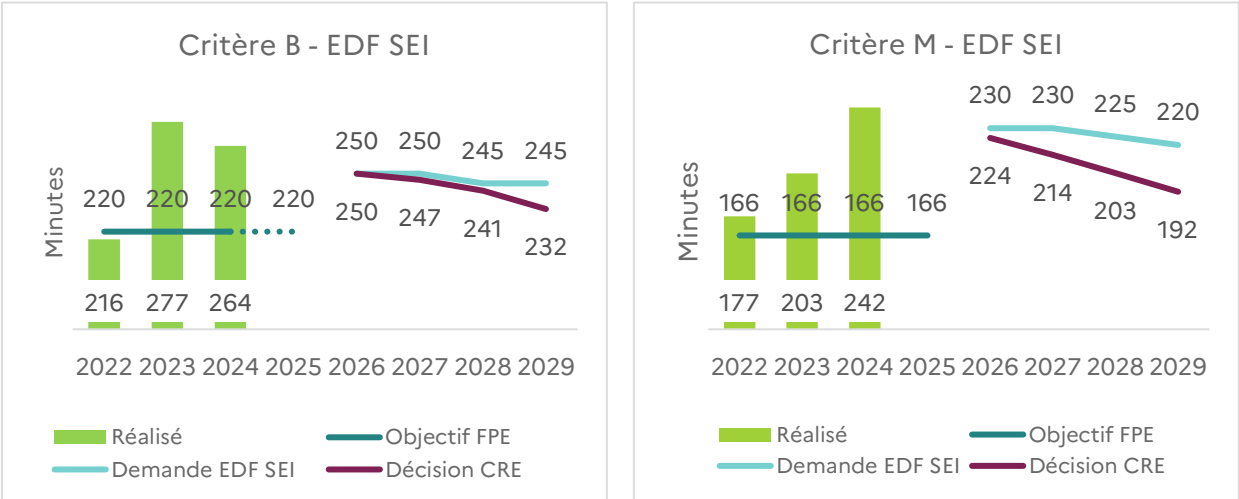
Analyse de la CRE

Au vu de ces éléments, la CRE rappelle que la méthode retenue pour la trajectoire future basée sur une valeur proche de la moyenne passée permet de tenir compte des dynamiques récentes. Néanmoins, la CRE décide de retenir pour la période 2026-2029 une trajectoire légèrement modifiée pour le critère B (232 min en 2029 contre 220 min proposé en consultation publique), qui prend en compte une progression de l'indicateur « B travaux » (indicateur impacté par la hausse des travaux) sur la période 2026-2029 mais maintient une progression équivalente à celle demandée en consultation sur l'indicateur « B incident ». De la même manière, la CRE infléchit la trajectoire retenue pour le critère M et vise une cible de 192 min en 2029 (contre 180 min proposé en consultation publique).

Par ailleurs, la CRE décide de conserver les montants d'incitations financières associés aux indicateurs de qualité d'alimentation proposés en consultation publique (87 k€/min pour le critère B et 111 k€/min pour le critère M).

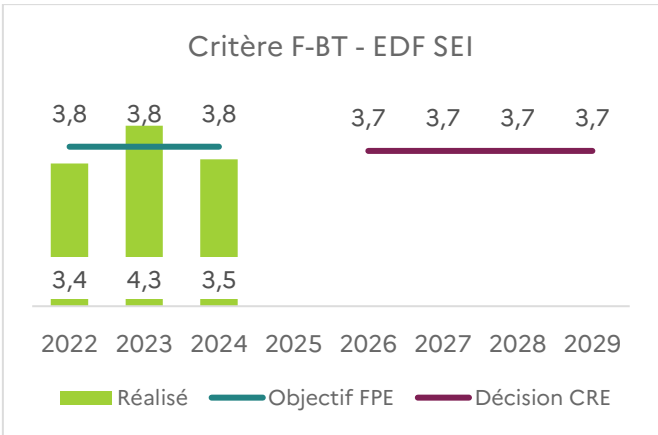
Tableau 13 – Objectifs et incitations des critères B et M d'EDF SEI pour la période FPE 2026-2029

Minutes/an	2026	2027	2028	2029	Incitation (k€/min)
Critère B	250	247	241	232	87
Critère M	224	214	203	192	111



Fréquence moyenne de coupure

Dans sa consultation publique relative à la période 2026-2029, la CRE a proposé de reconduire l'incitation financière sur l'indicateur de fréquence de coupure moyenne en basse tension (critère F-BT), et de maintenir un suivi de l'indicateur de fréquence moyenne annuelle de coupure en HTA (critère F-HTA). En particulier, la CRE a proposé de fixer un objectif de référence pour le critère F-BT égal à la moyenne des résultats 2022-2024, soit 3,7 coupures/an associé à une incitation de 73 k€/coupure.



EDF SEI ne s'étant pas exprimé sur cette orientation, la CRE décide de maintenir son orientation relative aux critères F-BT et F-HTA.

Plafonds d'incitation

Afin de limiter le risque financier pour EDF SEI lié aux indicateurs B, M et F-BT, le cadre comportait un plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur à $\pm 3,5$ M€ par an.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de relever le niveau du plafond/plancher à 5 M€/an afin de prendre en compte notamment l'évolution du revenu autorisé de l'opérateur et de se rapprocher du cadre en vigueur applicable à l'opérateur national.

Les acteurs ne se sont pas opposés à cette orientation.

La CRE décide de maintenir son orientation et ajuste néanmoins à la baisse le plafond final pour tenir compte du niveau final du revenu autorisé d'EDF SEI. Le plafond/plancher est fixé à 4,2 M€/an.

2.6.2. Pénalité pour coupure longue

Le mécanisme de pénalité pour les coupures longues repose sur le versement, directement aux consommateurs concernés, de pénalités en cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance des réseaux publics.

A noter que le cadre prévoit que EDF SEI puisse, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel (voir annexe 4), réduire les montants des pénalités applicables, par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations doivent être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne peuvent être inférieurs à 10 % de ces montants. Les montants des pénalités normales restent applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de reconduire le dispositif en vigueur. En l'absence de retour des acteurs sur cette orientation, la CRE décide de conserver cette orientation tout en actualisant la couverture *ex ante* pour tenir compte de l'historique récent de l'opérateur.

La couverture *ex ante* est fixée à 5,0 M€/an (ce montant est inclus dans les charges nettes d'exploitation). Le plafond au-delà duquel les sommes versées par EDF SEI sont compensées *via* le CRCP est augmenté à 7,8 M€/an.

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

2.7.1. Régulation de la R&D

Dans un contexte d'évolution rapide du secteur de l'énergie et, particulièrement de l'électricité, la CRE attache une importance particulière à l'innovation, au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique. Les gestionnaires de réseaux doivent pouvoir mener des projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, qui peuvent notamment nécessiter d'importants budgets SI, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs des réseaux et pour faire évoluer les outils d'exploitation de leurs réseaux. Ils se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources. Ils doivent plus généralement faire évoluer leurs pratiques et les conditions d'accès au réseau autant que nécessaire pour favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs du système électrique.

Dans la délibération de fixation de la dotation FPE de EDF SEI du 10 mars 2022, la CRE a introduit un dispositif destiné à donner à EDF SEI les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux futurs en garantissant, notamment, l'absence de frein réglementaire pour engager des projets de R&D ou réaliser des investissements innovants.

Ce mécanisme de régulation incitative concerne les dépenses de R&D et s'appuie, comme pour les autres opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D incitée de manière asymétrique : en fin de période de dotation, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge de EDF SEI ;

- l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D, et d'un rapport public bisannuel.

Le bilan provisoire des dépenses de R&D pour la période 2022-2024, pour EDF SEI, est le suivant :

Tableau 14 Montants des charges d'exploitation de R&D soumis à la régulation incitative 2022-2024

	2022	2023	2024
Délibéré inflaté (M€ courants)	5,2	5,4	5,6
Réalisé (M€ courants)	5,1	5,5	5,6

Concernant EDF SEI, le montant de R&D soumis à la régulation incitative a été légèrement inférieur au montant délibéré en 2022, puis au niveau des montants incités chaque année en 2023 et 2024.

La CRE envisage de reconduire le mécanisme de régulation incitative de la R&D actuel pour EDF SEI pour la période 2025-2029.

Dans leurs réponses à la consultation publique, tous les répondants se sont favorables aux orientations de la CRE.

Pour donner suite à la consultation publique, la CRE décide de reconduire le mécanisme de régulation incitative de la R&D actuel pour EDF SEI pour la période 2026-2029, qui prévoit la publication d'un rapport public tous les deux ans.

2.7.2. Projets de réseaux électriques intelligents

La délibération n°2018-070 du 22 mars 2018 de dotation FPE d'EDF SEI, a introduit un mécanisme permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, qui pouvait aller au-delà des projets déjà identifiés. La CRE a reconduit le dispositif pour la période tarifaire 2022-2025 dans sa délibération n°2022-19 de dotation FPE 2022-2025 d'EDF SEI.

Comme précisé dans la partie 2.2.1.1.1, la CRE décide de supprimer le mécanisme « projets de réseaux intelligents » dans une démarche de simplification du cadre de régulation et en cohérence avec l'orientation retenue dans le TURPE 7 HTA-BT.

2.8. Régulation incitative des projets prioritaires

2.8.1. Rappel du dispositif de régulation incitative des projets prioritaires

Lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques¹¹, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux gestionnaires de réseaux pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux. Or, les délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certaines des actions requises par les textes législatifs et réglementaires ou demandées par la CRE ne sont pas toujours satisfaisants. La CRE considère que la mise en œuvre de certaines de ces actions dans les délais impartis est essentielle dans un contexte marqué par des transformations rapides du système électrique et de ses usages.

¹¹ [Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent, décembre 2023](#)

[Retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents, mai 2022](#)

[Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique, décembre 2023](#)

La CRE a mis en place dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT un dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par Enedis d'actions identifiées comme « prioritaires », qui repose sur une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif, un délai d'exécution associé à chacune de ces actions et le versement de pénalité en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis.

Par souci de cohérence avec les dispositions retenues pour les autres gestionnaires de réseaux, la CRE a décidé de mettre en place ce même mécanisme pour EDF SEI sur la période 2022-2025 avec :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif ;
- un délai d'exécution associé à chacune des actions, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes, ou établi en concertation avec EDF SEI et les acteurs de marché lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- le versement de pénalités en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux ou au bon fonctionnement du marché. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants sont les suivants :
 - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 3 000 €/mois de retard pour EDF SEI ;
 - pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée à 6 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 6^e mois pour EDF SEI ;
 - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 12 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 12^e mois pour EDF SEI ;
 - le montant global de l'ensemble des pénalités versées est plafonné à 300 k€ par an pour EDF SEI.

Néanmoins, aucune action n'a été intégrée lors de la mise en place de ce mécanisme pour la période passée.

2.8.2. Evolutions du dispositif pour la période 2026-2029

Considérant que ce mécanisme est de nature à renforcer le respect des délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certains projets jugés prioritaires, la CRE a proposé de reconduire ce dispositif pour EDF SEI, en rehaussant le niveau des incitations financières et en y intégrant une liste de projets prioritaires.

La CRE a identifié dans sa consultation publique deux actions prioritaires pour EDF SEI décrite ci-après ainsi que le délai de mise en œuvre associé :

- **Favoriser les offres de raccordement flexibles** : Mettre en place, au 1^{er} janvier 2028, un cadre et les moyens permettant de proposer des Offres de Raccordement flexibles, pour tous les utilisateurs en HTA et en HTB, pour lesquelles EDF SEI pourra mettre en œuvre des limitations ponctuelles de l'injection ou du soutirage de l'utilisateur en cas de contrainte détectée sur le réseau ;

Le contexte actuel des ZNI génère une croissance des demandes de raccordement aux réseaux, tant en nombre d'offres qu'en puissance à raccorder. Pour faire face à ces demandes, la CRE considère important d'inciter EDF SEI à développer de nouvelles Offres de Raccordement Alternative (ORA) en complément des Offres de Raccordement de Référence (ORR) et d'inciter l'opérateur à la réalisation des ouvrages prioritaires.

L'ORR prévoit que le réseau sera dimensionné lors du raccordement pour permettre à l'utilisateur d'injecter ou soutirer à tout moment l'intégralité d'une puissance de raccordement fixe. En contrepartie de limitations ponctuelles, temporaires ou pérennes, en injection ou en soutirage en cas de contrainte réseau, les offres de raccordement flexibles permettent d'accélérer les raccordements de nouveaux producteurs et stockeurs, indispensables à la transition énergétique, en complément de l'offre de raccordement de référence lorsque cette dernière nécessite des travaux longs et coûteux. Il peut s'agir d'Offres de Raccordement Alternatives à Modulation de Puissance (ORA-MP) lorsqu'elles sont pérennes ou d'Offres de Raccordement Anticipées (ORA Anticipées) lorsqu'elles sont temporaires, pour des producteurs EnR, en attendant des renforcements de réseau. Les offres de raccordements flexibles nécessitent néanmoins des mesures et des capacités de la téléconduite du réseau relativement avancées et EDF SEI doit moderniser son outil de conduite HTA pour les mettre en place.

- **Réalisation des ouvrages prioritaires des S2RenR.**

Comme présenté dans la partie 2.3.3.4, la CRE considère qu'il est nécessaire qu'EDF SEI soit incité à mettre en place au plus vite les moyens adaptés pour dimensionner son réseau et créer la capacité nécessaire pour répondre aux demandes de raccordements d'installations d'énergie renouvelable.

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

Néanmoins, EDF SEI, favorable à une régulation sur les projets prioritaires, souhaite une régulation équilibrée avec la présence d'un malus et d'un bonus et souhaite que cette régulation soit adaptée aux enjeux spécifiques des ZNI. En effet, EDF SEI considère que les ORA anticipées pour les producteurs EnR constituent la priorité et que les ORA-MP pour les consommateurs ne répondent à aucun enjeu actuel.

A la suite d'échanges complémentaires avec EDF SEI, la CRE décide de reconduire le dispositif de régulation incitative mis en place sur la période 2022-2025 pour la période 2026-2029.

La liste des actions prioritaires comprend :

- **Mise en place de deux cadres pour les offres de raccordement flexible :**

- Mise en place au 1^{er} janvier 2027, d'un cadre et des moyens permettant de proposer des Offres de Raccordement Alternatives Anticipées¹², pour les producteurs EnR en BT > 36 kVA, HTA et en HTB, pour lesquelles EDF SEI pourra mettre en œuvre des limitations ponctuelles et temporaires de l'injection ou du soutirage de l'utilisateur en cas de contrainte détectée sur le réseau ;
- Mise en place au 1^{er} janvier 2028, d'un cadre et des moyens permettant de proposer des Offres de Raccordement Alternatives à Modulation de Puissance¹³, pour les producteurs et stockeurs en HTA et en HTB, pour lesquelles EDF SEI pourra mettre en œuvre des limitations ponctuelles et pérennes de l'injection ou du soutirage de l'utilisateur en cas de contrainte détectée sur le réseau.

- **Projet prioritaire concernant les S2RenR :**

- Un projet prioritaire ciblant la réalisation dans les délais des ouvrages prioritaires : dès l'approbation du schéma, une liste d'ouvrages prioritaires sera définie dans chaque S2REnR par EDF SEI selon une méthode approuvée par la CRE. La tenue des délais concernera uniquement certains ouvrages prioritaires. Les ouvrages prioritaires concernés par le projet prioritaire seront définis ultérieurement.

¹² Raccordement flexible temporaire en attendant les travaux des S2REnR qui permet un gain de délais de raccordement définies à l'article D342-23 du code de l'énergie.

¹³ Raccordement flexible pérenne qui permet un gain de délais et de coût de raccordement.

• **Projet prioritaire relatif à la réforme des heures creuses :**

- La CRE a présenté dans sa consultation publique ses orientations concernant l'optimisation du placement des heures creuses. A date, les analyses d'EDF SEI ne permettent pas de déterminer une trajectoire optimale pour les territoires autres que la Corse. A ce titre, elle ajoute à la liste des projets prioritaires la communication au plus tard le 28 février 2027 des résultats des travaux menés par EDF SEI sur les trajectoires d'optimisation du placement des heures creuses pour les territoires autres que la Corse. Ces travaux devront permettre d'éclairer l'optimum à atteindre, sur la base notamment de l'analyse des modifications de consommation en phase pilote, des études réseau et des impacts sur le système. La liste des éléments attendus est détaillée en annexe 2.

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

Tableau 15 Synthèse des paramètres retenus pour la régulation incitative des projets prioritaires

	EDF SEI
Pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE (€)	6 000
Pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE (€)	12 000
Pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE (€)	24 000
Plafonnement des incitations financières (k€)	600

2.9. Régulation incitative liée aux obligations légales de débroussaillage

Les gestionnaires de réseau, y compris EDF SEI, demandent pour la période à venir une augmentation des charges liées aux obligations légales de débroussaillage (OLD). La CRE, consciente de la nécessité de mettre en œuvre ces obligations souhaite donner les moyens aux opérateurs de les mettre en œuvre. Toutefois, une incertitude demeure sur la capacité des opérateurs à mener à bien les trajectoires présentées, et sur les surfaces concernées en raison notamment du potentiel recouvrement avec d'autres acteurs obligés. A ce titre, EDF SEI demande une couverture à 100 % au CRCP afin de tenir compte du niveau d'incertitude. La CRE considère que la couverture à 100 % au CRCP n'incite pas l'opérateur à maîtriser ces charges d'exploitation. En conséquence, la CRE accompagne la prise en compte des charges additionnelles demandées par l'opérateur de la mise en place d'une régulation incitative de ces charges. En effet, la CRE incite les charges d'OLD de EDF SEI selon les principes suivants :

- pour la période 2026-2027 : Une trajectoire de référence est déterminée pour la période. Chaque année, la CRE calculera l'écart entre les charges réellement dépensées par l'opérateur et la valeur de référence pour l'année N. 90 % de l'écart résultant sera couvert au CRCP, c'est-à-dire versé par l'opérateur en cas de montant réalisé inférieur à la valeur de référence ou versé à l'opérateur dans le cas inverse. L'opérateur est alors exposé à hauteur de 10 % de l'écart ;
- pour la période 2028-2029 : l'incitation pour cette période sera réalisée selon le principe de régulation incitative des coûts unitaires proche des mécanismes appliqués par ailleurs pour les investissements. Ainsi, l'opérateur sera protégé des écarts de volumes, mais supportera tout ou partie des écarts de prix unitaire. La CRE demande à EDF SEI de mettre en place dès 2026 un suivi des coûts des OLD dans l'objectif d'introduire cette régulation incitative en 2028. Par ailleurs, la CRE précisera dans une délibération à venir la méthodologie et les valeurs de référence de ces coûts unitaires.

Tableau 16 Trajectoire de référence des charges associées aux OLD pour 2026-2029

En M€	2026	2027	2028	2029
Charges liées aux obligations légales de débroussaillage	8,4	19,1	23,3	27,7

2.10. Régulation incitative du placement des plages temporelles

Dans la partie 4 de la présente délibération, la CRE demande à EDF SEI d'engager une démarche d'optimisation du placement des heures creuses, pour tenir compte des évolutions du système électrique en ZNI. L'application de ces nouvelles règles entraînera une modification des régimes d'heures creuses d'une large partie des consommateurs raccordés au réseau public de distribution. Il s'agit d'un projet de grande ampleur pour EDF SEI.

Au regard de l'importance de cette évolution pour le système électrique dans les ZNI, la CRE a proposé en consultation publique d'inciter EDF SEI sur la mise en conformité des plages temporelles des compteurs, à l'aide de pénalités en cas de retard (et d'un bonus en cas de respect des délais), en cohérence avec le dispositif retenu pour Enedis pour la période TURPE 7 HTA-BT.

Ainsi, la CRE a proposé un bonus de 30 k€ attribué à EDF SEI si l'opérateur atteint l'objectif cible au 30 décembre de l'année N (voir objectifs ci-dessous). Par ailleurs, la CRE a proposé d'introduire une pénalité déduite du revenu autorisé d'EDF SEI à hauteur de 3 k€ par point de pourcentage en deçà de la cible et par mois de retard. Afin de limiter le risque pour l'opérateur, la CRE a proposé de mettre en place un plafond de pénalités à 170 k€/an.

Seul acteur s'étant exprimé sur cette orientation de la CRE, EDF SEI s'est montré défavorable à une incitation sur la base du scénario haut de déploiement. En particulier, EDF SEI souhaite une régulation incitative dont les objectifs prennent en compte le déploiement effectif de photovoltaïque, l'adhésion des usagers à l'option heures creuses et de la capacité effective des usagers à déplacer leurs consommations. En outre, EDF SEI sollicite une régulation globale à l'échelle d'EDF SEI et non par territoire, ainsi que des modalités de suivi simples à mettre en œuvre.

Analyse de la CRE

La CRE rappelle que le dispositif de régulation doit garantir une mise en œuvre efficace des heures creuses solaires sur l'ensemble des territoires concernés. A ce titre, la CRE considère que le déploiement des nouvelles heures creuses diurnes doit être suivi de façon incitée territoire par territoire à l'aide d'un indicateur mesurant le nombre total de compteurs communicants dotés d'un calendrier distributeur comprenant des heures creuses solaires, divisé par le nombre de clients ayant souscrit une option heures creuses.

Néanmoins, en cohérence avec les nouvelles modalités de bascule retenues par la CRE dans la partie 4.2, la CRE décide de décomposer le dispositif de régulation incitative de la façon suivante :

- pour la Corse : l'incitation sera calculée au 31 décembre de chaque année de la période 2026-2029 de telle sorte qu'EDF SEI soit incité sur l'ensemble de la période. Le niveau des incitations retenu par la CRE est de 6 k€ de bonus en cas d'atteinte de la cible, 0,5 k€/%/mois de retard de malus, et un plafond de 34 k€/an.
- pour les autres territoires : la trajectoire de bascule est suivie sans incitation pour l'année 2026, en l'attente des résultats des travaux menés par l'opérateur sur ces territoires. Pour les exercices 2027, 2028 et 2029, le niveau d'incitation par territoire et par an sera égal à celui retenu pour la Corse. L'incitation globale perçue par EDF SEI sera égale à la somme des incitations par territoires.

Tableau 17 Objectifs retenus pour le dispositif de régulation incitative du placement des plages temporelles

	Au 31/12/2026	Au 31/12/2027	Au 31/12/2028	Au 31/12/2029	Niveau d'incitation (k€)
Corse (incitée)	30 %	50 %	75 %	90 %	Pour les exercices 2026 à 2029 : Bonus : 6 k€/an Malus : 0,5 k€/%/mois Plafond : 34 k€/an
Guadeloupe (suivi pour 2026)	20 %	40 %	<i>A définir</i>	<i>A définir</i>	Pour les exercices 2027 à 2029 : Bonus : 6 k€/an Malus : 0,5 k€/%/mois Plafond : 34 k€/an
Réunion (suivi pour 2026)	20 %	40 %	<i>A définir</i>	<i>A définir</i>	
Martinique (suivi pour 2026)	20 %	40 %	<i>A définir</i>	<i>A définir</i>	
Guyane (suivi pour 2026)	23 %	25 %	<i>A définir</i>	<i>A définir</i>	

Par ailleurs, afin de pouvoir définir des trajectoires pour les années 2027 à 2029 sur les autres territoires que la Corse sur la base d'analyses robustes, la CRE décide d'inclure dans la liste des projets prioritaires la remise à la CRE au plus tard le 28 février 2027 des conclusions des travaux sur les HCS menés par EDF SEI. La liste des livrables attendus par la CRE est précisée en annexe 5. Ce projet prioritaire fait l'objet d'une incitation financière définie en partie 2.8.

En outre, la CRE décide d'introduire un indicateur de suivi des clients ayant un contrat HCHP et basculant en option BASE afin de suivre les évolutions du portefeuille de clients d'EDF SEI.

2.11. Evolution des niveaux de la régulation incitative

Le revenu autorisé connaît une forte augmentation et aboutit à une augmentation finale d'environ 15 % entre les deux périodes. Par un effet mécanique, cette hausse du revenu autorisé affaiblit en proportion les incitations actuelles.

Afin de maintenir la force de la régulation incitative, la CRE a proposé de faire évoluer les montants du niveau des incitations ainsi que des plafonds de bonus/malus associés.

Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau

La CRE a envisagé d'augmenter les plafonds de bonus et malus de la régulation incitative des pertes à hauteur de l'évolution du revenu autorisé.

Régulation incitative des coûts unitaires d'investissement

La CRE a envisagé d'augmenter les plafonds de bonus et malus de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement à hauteur de l'évolution du revenu autorisé.

Régulation incitative relative aux raccordements

La CRE a envisagé de renforcer la régulation incitative des raccordements au réseau de distribution pour la période 2026-2029 au regard des enjeux de cette activité. A ce titre, la hausse des plafonds de bonus et malus serait supérieure à la seule évolution du revenu autorisé, du fait de l'enjeu majeur que représentent la réduction et le respect des délais de raccordement.

De plus, la CRE a envisagé une symétrisation des plafonds et des niveaux de malus/bonus afin que l'opérateur puisse obtenir un bonus potentiel équivalent au malus potentiel sur l'ensemble de ces indicateurs.

Régulation incitative de la qualité de service

La CRE a envisagé d'augmenter les plafonds de bonus et malus de la régulation incitative de la qualité de service à hauteur de l'évolution du revenu autorisé.

Pour rappel, la CRE a envisagé la suppression de l'incitation sur l'indicateur « Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT \leq 36 kVA ».

Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué

La CRE a proposé d'augmenter les plafonds de bonus et malus de la régulation incitative du comptage évolué à hauteur de l'évolution du revenu autorisé.

Pour rappel, la CRE a proposé la suppression de l'incitation sur l'indicateur « Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur » et également sur l'indicateur « Taux de disponibilité du portail internet « clients » ».

Régulation incitative de la qualité d'alimentation

Pour EDF SEI, la CRE a proposé d'augmenter le plafond de bonus et malus de la régulation incitative de la qualité d'alimentation, d'une part, à hauteur de l'évolution du revenu autorisé et, d'autre part, pour inciter davantage l'opérateur à la modernisation de son outil de conduite.

Régulation incitative des projets prioritaires

La CRE a proposé d'augmenter le plafond de bonus et malus de la régulation incitative des projets prioritaires pour tendre vers le niveau d'incitation d'Enedis.

Les répondants à la consultation publique sont majoritairement défavorables aux orientations de la CRE exprimées en consultation publique. En effet, les acteurs indiquent que la mesure du revenu autorisé n'est pas pertinente pour calibrer les incitations et demandent une espérance de bonus/malus équivalent.

Le revenu autorisé est composé de l'ensemble des charges de capital et charges nettes d'exploitation (charges de personnel, consommation externe et coût des pertes principalement) auxquelles s'ajoutent les résultats des incitations. La CRE considère qu'il est une mesure représentative de l'activité des GRD et notamment des coûts des réseaux pour les consommateurs finals. A ce titre, un maintien de l'incitation à un niveau stable, couplé à une croissance du revenu autorisé et des moyens accordés à l'opérateur entraînerait mécaniquement une diminution de l'incitation. Par ailleurs, cette méthodologie d'évolution couplée au revenu autorisé a été appliquée à Enedis en TURPE 7. En conséquence, la CRE décide de maintenir son orientation exprimée en consultation publique et fait évoluer le revenu autorisé de EDF SEI selon l'orientation exprimée *supra*.

Enfin, la CRE avait proposé une évolution couplée à une hausse prévisionnelle du revenu autorisé de 27% en consultation publique en indiquant que celle-ci serait remplacée par l'évolution finale du revenu autorisé précisé dans la présente délibération. Les plafonds dont l'évolution est couplée au revenu autorisé de l'opérateur évoluent donc de 12 %.

Les valeurs plafond et plancher des incitations sont précisées pour chaque indicateur dans les annexes 2, 3 et 4 relatives aux pertes, à la qualité de service et à la qualité d'alimentation.

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

Le revenu autorisé de EDF SEI 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 (cf. partie 3.1) ;
- les charges liées au système électrique, qui recouvrent le coût d'achat des pertes. Ces charges sont quasi-intégralement couvertes au CRCP (cf. partie 3.2) ;
- les charges de capital normatives, résultant des paramètres de rémunération retenus (cf. partie 3.4.2 et de la trajectoire d'investissements de EDF SEI (cf. partie 3.4).

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

Les charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) 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 de EDF SEI ;
- de la production immobilisée, c'est-à-dire l'immobilisation par les opérateurs de la main-d'œuvre allouée à la réalisation d'investissement.

3.1.1. Demande de EDF SEI

Dans son dossier tarifaire, EDF SEI a formulé sa demande d'évolution tarifaire sur la base des hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE.

Tableau 18 Trajectoire d'inflation annuelle initialement fournie par la CRE

En %	2025	2026	2027	2028	2029
Inflation	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles demandées par EDF SEI pour la période suivante (hors charges de système électrique, présentées en partie 3.1) sont les suivantes :

Tableau 19 Demande de CNE de EDF SEI pour la période 2026-2029 (en M€ courants)

En M€ courants	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	302,0	316,4	337,7	341,0	349,4
Evolution (%)		4,8 %	6,8 %	1,0 %	2,4 %

EDF SEI a présenté une demande de 336,1 M€/an en moyenne de CNE hors charges liées au système électrique soit +5 % en 2026 par rapport à 2024 suivi d'une évolution moyenne de +3 %/an sur la période 2026-2029. Les principaux facteurs d'évolution sont listés ci-dessous en comparant la moyenne des charges prévisionnelles 2026-2029 au dernier réalisé 2024 :

- une hausse des consommations externes de +26,4 M€/an principalement associée à une augmentation des besoins d'exploitation et maintenance en lien avec la nouvelle politique de maintenance HTB, la mise en peinture des lignes et les besoins d'élagage (OLD) ;
- une hausse des charges de personnel de +12,8 M€/an traduisant une augmentation de la rémunération et une hausse du nombre d'ETP entre 2024 et 2029 ;
- une hausse du coût des protocoles conclus avec le groupe EDF de +14,5 M€/an notamment liée à la transformation de systèmes industriels (Racing, Leia, IPS...) ;
- la disparition des charges associées au FACE (-11,3 M€/an) ;
- enfin l'évolution d'autres charges pour 8,2 M€/an.

3.1.2. Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue

La CRE a demandé à EDF SEI de présenter sa demande tarifaire au regard des derniers niveaux réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2024 inflaté et en décomposant chaque poste au premier euro, afin de s'assurer que les éventuels besoins additionnels ne puissent pas être couverts par des ressources libérées sur des actions prenant fin.

La CRE a mandaté le cabinet Schwartz & Co pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation (hors charges de système électrique) de EDF SEI. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2025. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande des opérateurs, est publié en même temps que le présent document de consultation publique. Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des opérateurs constatés lors de la période précédente et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées pour la période tarifaire à venir.

L'audit a pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation de EDF SEI pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2022-2024) et prévisionnelles (2025-2029) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour les dotations prévisionnelles futures.

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

Dans leurs réponses à la consultation publique, les acteurs se sont assez peu prononcés sur les ajustements proposés par les consultants. EDF SEI a toutefois considéré que certains ajustements retenus par le consultant ne reflétaient pas fidèlement la réalité de leur activité. Les répondants considèrent également que les nouvelles obligations légales de débroussaillage qui incombent aux GRD engendrent inévitablement des charges supplémentaires qui doivent être prises en compte.

3.1.3. Synthèse des résultats de l'audit et analyse de la CRE

3.1.3.1. Résultats de l'audit externe

Le périmètre des coûts audité par le consultant inclut les charges nettes d'exploitation, et ne comprend pas les charges de système électrique, présentées en partie 3.2.

Tableau 20 Résultats de l'audit externe sur les CNE (hors système électrique) de EDF SEI

Ajustements préconisés par l'auditeur sur les CNE (hors système électrique) (en M€)	2026	2027	2028	2029
Trajectoire demandée par EDF SEI	316,4	337,7	341,0	349,4
Trajectoire du consultant	307,2	322,1	324,8	332,0
Ecart avec la demande de EDF SEI	-9,1	-15,6	-16,2	-17,4

Le total des ajustements sur la période s'élève à 58,3 M€, soit 14,6 M€ par an.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec EDF SEI dans le courant du mois de juillet 2025. EDF SEI a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant.

3.1.3.2. Analyse de la CRE poste par poste

Après prise en compte des retours de la consultation publique et l'approfondissement des discussions avec l'opérateur, la CRE décide d'intégrer la majorité des ajustements préconisés par l'auditeur et de tenir compte de certains nouveaux éléments apportés par EDF SEI.

Consommations externes

- Exploitation / Maintenance :

L'auditeur préconise un ajustement de 27,7 M€ en lien principalement avec les nouvelles obligations légales de débroussaillage (OLD)¹⁴. La demande initiale d'EDF SEI (mars 2025) estime le surcoût des OLD sur la base d'une comparaison entre un projet de maquette générique de l'arrêté préfectoral datant de septembre 2024 et de l'arrêté technique de 2001¹⁵, conforme aux pratiques actuelles d'élagage. L'auditeur a adopté une approche d'estimation des surcoûts de l'élagage et du débroussaillage au niveau des lignes et des postes concernés sur la base d'un projet d'arrêté préfectoral¹⁶ datant de mai 2025.

En réponse à la consultation publique, EDF SEI a formulé un nouveau chiffrage des OLD passant de 71,2 M€ sur la période dans sa demande initiale à 246,2 M€, en forte hausse sur le sous-poste d'obligations légales de débroussaillage liée aux postes et transformateurs à la suite de la publication des arrêtés définitifs relatifs à la Corse en juillet 2025. EDF SEI justifie notamment cette hausse par une estimation initiale n'intégrant pas toutes les exigences réglementaires (les chiffrements précédemment n'ont pas été réalisés sur la base d'une surface de 8 000 m² correspondant à un cylindre de rayon de 50 mètres (tel que décrit dans l'arrêté et la maquette) mais sur une surface de 400 m²).

Analyse de la CRE

La CRE constate, d'une part, que la comparaison des projets d'arrêté et des projets parus ne montre aucune évolution substantielle des exigences remettant en cause les hypothèses de chiffrage et, d'autre part, que les surfaces prises par EDF SEI sont surestimées puisque le GRD ne tient pas compte de la superposition des zones avec les propriétaires voisins. La CRE décide ainsi de retenir un niveau de charge plus réaliste se basant sur les coûts unitaires historiques d'EDF SEI et tenant compte de la montée en puissance de l'activité pour répondre à l'intégralité des exigences. La CRE retient ainsi une trajectoire de 78,4 M€ pour la période 2026-2029, soit une augmentation de 7,2 M€ par rapport à la demande initiale d'EDF SEI.

Par ailleurs, au regard des enjeux et des incertitudes associées aux OLD, la CRE introduit une régulation spécifique à ces charges (partie 2.).

De plus, comme précisé dans les paragraphes précédents, la CRE intègre dans les charges d'exploitation incitées, les futures charges d'exploitation relatives à la reconstruction faisant suite au cyclone Garance (15,2 M€ en 2026 et 0,2 M€ en 2027), ainsi que le solde du montant restant actualisé (15 M€) dû à EDF SEI au titre des cyclones Maria et Irma (2017) pour 2026.

- Clientèle, projet compteur numérique (PCN), formations, missions, divers :

L'auditeur préconise un ajustement de 8,6 M€ principalement sur le sous-poste « Traitement des compteurs en déshérence » en revoyant le volume de PDL concernés.

Analyse de la CRE

La CRE constate que ces cas de déshérence et la nécessité de les traiter ne sont pas nouveaux. EDF SEI a indiqué effectuer cette activité au fil de l'eau durant les périodes précédentes mais n'a pas précisé les montants associés. L'intérêt de traiter ces cas de façon massive n'est pas avéré. La CRE maintient ainsi l'ajustement de l'auditeur, représentant un ajustement de 7,2 M€ par rapport à la demande d'EDF

¹⁴ La loi du 10 juillet 2023 a fait évoluer la réglementation OLD et l'arrêté interministériel du 29 mars 2024 impose que les arrêtés préfectoraux soient repris, en respectant une cohérence des mesures avec les départements limitrophes. Les travaux de rédaction de l'arrêté OLD pour la Corse ont été publiés en juillet 2025.

¹⁵ Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique

¹⁶ [Projet d'arrêté préfectoral relatif aux obligations légales de débroussaillage 2025 - Consultations publiques - Appels à projets / Consultations / Enquêtes publiques - Publications - Les services de l'État en Haute-Corse](#)

SEI mais octroyant néanmoins une augmentation de 1,6 M€ des moyens (contre 8,8 M€ demandé) par rapport à la période précédente.

Protocoles

Au sein des systèmes industriels, EDF SEI a mis à jour sa trajectoire relative à son outil de conduite représentant une demande complémentaire de 4,9 M€ sur la période.

Analyse de la CRE

La CRE décide d'intégrer ces charges à la trajectoire prévisionnelle, considérant qu'EDF SEI a apporté les éléments nécessaires pour justifier la hausse de ces charges.

Charges de personnel

Dans sa réponse à la consultation publique, EDF SEI a concédé certains des ajustements préconisés par l'auditeur mais demande l'intégration:

- du nombre d'ETP ajusté par l'auditeur qui a considéré un palier de recrutement en fin de période, justifié par la stabilisation de l'activité de l'opérateur ;
- de 3,5 M€ supplémentaires pour tenir compte de l'intégration des dispositifs de la dernière loi de financement de la sécurité sociale (suppression d'allègements de cotisations patronales).

Analyse de la CRE

La CRE décide d'intégrer ces charges supplémentaires, justifiées par EDF SEI par son activité en croissance et les derniers éléments disponibles concernant les évolutions des dispositifs.

Impôts et taxes

Dans sa réponse à la consultation publique, EDF SEI a concédé certains des ajustements préconisés par l'auditeur mais demande l'intégration de 4,4 M€ arbitrées par l'auditeur pour tenir compte des derniers taux actés pour 2025 (l'auditeur ayant construit sa prévision 2025 en appliquant la méthode d'évolution proposée par EDF SEI au réalisé 2024).

Analyse de la CRE

La CRE décide d'intégrer ces charges arbitrées par l'auditeur, justifiées par EDF SEI.

Autres produits et charges opérationnels

Avantage Nature Energie : l'auditeur a ajusté la trajectoire de 3,1 M€ sur la base de l'évolution prévisionnelle du TRV bleu pour l'année 2025 (hors évolution de l'accise sur l'électricité) issue de la délibération n°2025-10¹⁷, puis la prévision d'évolution tarifaire de EDF SEI est maintenue.

Charges communes et clé d'exploitation

Certaines charges communes aux différents métiers sont réparties entre les activités réseaux et les autres activités d'EDF SEI au moyen de clef d'exploitation. EDF SEI a identifié une anomalie quant au résultat de l'application de cette clef en 2024 et a consulté la CRE pour la réévaluer. Dans l'attente des conclusions de ces discussions, EDF SEI a, d'une part, proposé le maintien du résultat 2023 pour les années 2024 et 2025 et, d'autre part, modélisé sa demande sur la base d'une répartition des charges communes avec l'application de la clé de répartition 2023.

Après analyse, la CRE a fixé les orientations suivantes :

- réduction de l'assiette d'application de la clé d'exploitation ;
- application de la clé d'exploitation avec des résultats de la clé de 2025, à partir de 2026 et ce sur toute la période.

Les montants définitifs seront ajustés à l'aune des conclusions de ces discussions.

¹⁷ [Délibération n°2025-10 de la CRE du 15 janvier 2025 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA en France métropolitaine continentale et tous les consommateurs en zones non interconnectées](#)

Hypothèses d'indexation

Les postes de charges et de produits évoluent du fait de différents effets prix, détaillés par la suite, notamment de l'inflation. EDF SEI a construit sa demande tarifaire en se fondant sur les hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE.

En décembre 2025, la CRE a mis à jour ces hypothèses d'inflation pour prendre en compte le projet de loi de finances pour 2026, ainsi que les hypothèses d'inflation du FMI d'octobre 2025. Les revenus autorisés d'EDF SEI ainsi que les valeurs de référence retenues pour la détermination des revenus autorisés définitifs (cf. partie 2.1.2) sont exprimées avec l'inflation mise à jour.

Tableau 21 Trajectoire d'inflation annuelle retenue par la CRE pour la période 2026-2029

%	2025	2026	2027	2028	2029
<i>Inflation initiale</i>	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %
<i>Inflation cumulée depuis 2024</i>	101,80 %	103,63 %	105,50 %	107,40 %	109,33 %
<i>Inflation mise à jour</i>	1,10 %	1,30 %	1,90 %	1,90 %	1,90 %
<i>Inflation cumulée depuis 2024</i>	101,10 %	102,41 %	104,36 %	106,34 %	108,36 %

3.1.3.3. Synthèse des ajustements et de la trajectoire retenue par la CRE

En synthèse, le tableau suivant présente la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique) résultant des ajustements retenus par la CRE pour la période à venir :

Tableau 22 Synthèse des ajustements totaux sur les CNE

M€	2026	2027	2028	2029
Demande EDF SEI initiale	316,4	337,7	341,0	349,4
Demande EDF SEI complémentaire	26,4	51,1	52,5	52,4
Ajustements totaux CNE (hors système électrique)	-5,7*	-63,6	-59,8	-55,8
Trajectoire retenue par la CRE	337,0	325,3	333,8	345,9

*L'ajustement sur 2026 tient compte de l'intégration par la CRE des futures charges d'exploitation relatives à la reconstruction faisant suite au cyclone Garance et du solde du montant restant actualisé dû à EDF SEI au titre des cyclones Maria et Irma (2017).

3.2. Charges du système électrique

Les charges de système électrique de EDF SEI sont principalement composées des achats d'énergie pour compenser les pertes, qui font par ailleurs l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* (cf. partie 2.2.1.2).

Seules les charges relatives aux pertes sont intégralement couvertes au CRCP, et font l'objet d'une régulation incitative donnant lieu à un bonus ou un malus.

3.2.1. Demande de EDF SEI

Les prévisions de charges liées au système électrique présentées par EDF SEI dans sa demande de dotation pour la période FPE 2026-2029, sont présentées dans le tableau ci-après :

Tableau 23 Demande de CNE de EDF SEI pour la période 2026-2029

M€	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
Charges de système électrique	147,6	100,0	99,6	101,2	105,3
Evolution (%)		-32,3 %	-0,4 %	1,6 %	4,1 %

La demande de EDF SEI conduirait à des variations des charges liées au système électrique sur la période suivante de -46,1 M€ soit -31 % par rapport au réalisé 2024. Cette baisse s'explique par une baisse du coût unitaire des pertes de 40 % en moyenne sur la période compensée par une augmentation du volume de pertes de 112 GWh/an (soit +12 %) en lien avec l'intégration de nouveaux compensateurs synchrones.

Les hypothèses expliquant l'augmentation du poste d'achat des pertes pour l'ensemble de EDF SEI sont illustrées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 24 Demande de CSE de EDF SEI pour la période 2026-2029

	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
EDF SEI					
Volume pertes (GWh)	958	1 048	1 058	1 074	1 100
Taux de pertes (%)	9,6 %	10,1 %	10,0 %	9,9 %	10,0 %
Prix des pertes en M€	138,4	90,7	90,3	91,7	95,6
Coût unitaire en €/MWh	144,5	86,5	85,3	85,4	86,9

3.2.2. Analyse de la CRE

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé des ajustements sur le niveau de charges de système électrique de EDF SEI en cohérence avec le niveau des incitations sur le volume de pertes décrites précédemment (cf. partie 2.2.1.2), à savoir la matérialisation des gains liés au déploiement des compteurs évolués ainsi que la non prise en compte des pertes techniques liées au développement des énergies renouvelables.

Défavorable au niveau d'incitation envisagé par la CRE sur le volume de pertes, EDF SEI considère que le niveau de charges du système électrique proposé par la CRE en consultation publique est trop bas.

La CRE rappelle que les charges du système électrique sont fixées en cohérence avec le niveau des incitations retenues sur le volume de pertes (conformément à la partie 2.2.1.2), et décide de fixer les charges suivantes.

Tableau 25 Charges de système électrique EDF SEI

Charges de système électrique	2026	2027	2028	2029
Charges services systèmes – Demande d'EDF SEI (M€)	9,3	9,4	9,5	9,7
Charges relatives aux pertes – Demande d'EDF SEI (M€)	90,7	90,3	91,7	95,6
Taux de pertes demandé par EDF SEI	10,1 %	10,0 %	9,9 %	10,0 %
Taux de pertes envisagé par la CRE	9,7 %	9,5 %	9,4 %	9,4 %
Ajustement (M€)	-3,3	-4,5	-5,1	-6,5
Charges de système électrique envisagées par la CRE (M€)	96,7	95,2	96,2	98,8

3.3. Paramètres de rémunération

Les principes de calcul des charges de capital d'EDF SEI (notamment la méthodologie de détermination des différents paramètres de rémunération) appliqués pour la période 2022-2025 sont reconduits pour la prochaine période tarifaire (cf. § 2.1.2.3), avec deux évolutions :

- séparation de la BAR hors projets de compteurs évolués en une BAR HTA-BT et une BAR HTB (cf. partie 2.1.2.3.1) ;
- introduction d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs, en cohérence notamment avec l'évolution de la méthode de calcul appliquée à Enedis et à RTE pour la période TURPE 7 (cf. partie 2.1.2.3.3).

3.3.1. Demande d'EDF SEI

La demande initiale d'EDF SEI a été établie sur les bases suivantes :

- une marge sur actif de 2,55 % (nominale, avant impôts) en légère augmentation par rapport au taux actuel (2,5 %), principalement en raison de la prise en compte d'une pondération du bêta entre actifs HTA-BT et actifs HTB (le bêta d'Enedis est de 0,36 et le bêta de RTE est de 0,37 dans le TURPE 7) (cf. 4.1.1.2.3) ;
- un taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 4,65 % (nominal, avant impôts) en hausse par rapport à celui du taux en vigueur (2,3 %), du fait de l'intégration d'une prime de risques géographique de (+160 pbs) et de la mise à jour du taux sans risque « court terme » portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 7,2 % contre 4,8 % actuellement et 5,4 % pour Enedis pour la période TURPE 7 ;
- un taux de rémunération additionnel des immobilisations en cours relatives à l'activité dans le domaine de la tension HTB (IEC HTB) de 3,3 % (contre 2,4 % actuellement) incluant un spread de dette de +100 pbs (comme appliqué à RTE dans le TURPE 7 HTB) et une mise à jour des taux sans risques pondérés.

Cette demande s'appuyait sur le principe de continuité d'une BAR commune à l'ensemble des actifs d'EDF SEI. Compte tenu de sa position favorable à la proposition de la CRE de distinguer les actifs (hors compteurs évolués) entre une BAR HTA-BT et une BAR HTB, EDF SEI a révisé sa demande dans le cadre de sa réponse à la consultation publique.

Ainsi, EDF SEI demande pour les actifs HTA-BT :

- une marge sur actif de 2,5 % (nominal, avant impôts) stable par rapport au taux actuel (2,5 %) et égale au taux retenu par Enedis pour la période TURPE 7 ;
- un taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 4,8 % (nominal, avant impôts) en hausse par rapport à celui du taux actuel (2,3 %), en répercussion notamment de la prise en compte d'une prime géographique (1,6 %), portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 7,3 % contre 4,8 % actuellement ;
- un taux de rémunération additionnel des emprunts financiers de 2,35 % (nominal, après impôts) en hausse par rapport à celui du taux actuel (1,7 %), en répercussion de l'évolution du taux sans risque, portant ainsi la rémunération totale des emprunts financiers (taux emprunts financiers + marge sur actif) à 4,8 % contre 4,2 % actuellement.

S'agissant des actifs HTB, EDF SEI demande un taux de rémunération de 7,3 %, étant de fait identique à la rémunération des capitaux propres souhaitée par EDF SEI.

Pour les actifs relatifs au déploiement des compteurs numériques, EDF SEI demande un taux de rémunération de 7,1 % en hausse par rapport au taux actuel (6,49 %).

3.3.2. Analyse de la CRE

La CRE a examiné les différents paramètres intervenant dans le calcul de la marge sur actif, du taux de rémunération des capitaux propres régulés et du taux de rémunération des emprunts financiers, ainsi que du CMPC applicable aux actifs HTB. Dans sa consultation publique du 10 octobre 2025, la CRE a indiqué envisager :

- un taux de marge sur actif envisagé de 2,5 % (nominal, avant impôts) ;
- un taux de rémunération des capitaux propres régulés envisagé de 2,9 % (nominal, avant impôts) ;
- un taux de rémunération des emprunts financiers envisagé de 2,1 % (nominal, avant impôts), en cohérence avec la délibération TURPE 7 HTA-BT ;
- par ailleurs, la CRE a envisagé appliquer un CMPC de 5,0 % pour les actifs HTB, en cohérence avec la délibération TURPE 7 HTB et un taux de rémunération des IEC cycle long de 2,9 % (en cohérence avec le taux de rémunération appliqué dans le TURPE 7 HTB) ;
- enfin la CRE a envisagé un taux de rémunération relatif au programme de déploiement des compteurs évolués de 7,1 %.

Parmi les contributeurs à la consultation publique, plusieurs acteurs dont le groupe EDF ont émis des réserves sur le niveau des paramètres de rémunération.

- Les contributeurs jugent que les paramètres envisagés par la CRE ne reflètent pas les risques supplémentaires liés aux spécificités des territoires concernés, ces risques n'étant pas couverts par le cadre réglementaire actuel. Les contributeurs estiment que l'intégration de la prime géographique est nécessaire pour tenir compte des problématiques spécifiques en ZNI et qui sont à l'origine d'après EDF SEI de chantiers plus longs et de coûts de portage accrus. A noter cependant, qu'un autre contributeur s'est montré favorable à la proposition de la CRE de ne pas appliquer la prime géographique dans le taux de rémunération des capitaux propres.
- Les contributeurs jugent que le taux sans risque envisagé par la CRE ne reflète pas la réalité du marché et que les données de court-terme aussi bien que de long-terme devraient être mises à jour plutôt que de s'appuyer sur les paramètres retenus pour le TURPE 7 HTA-BT et le TURPE 7 HTB. Un autre contributeur s'est montré favorable à la proposition de la CRE d'introduire une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs, sans émettre de réserves.

- Les contributeurs estiment que les actifs HTB doivent être rémunérés au même niveau que les actifs HTA au risque d'inciter EDF SEI à privilégier les investissements dans un niveau de tension plutôt qu'un autre.

EDF SEI se dit favorable à la proposition de la CRE sur le taux de rémunération appliqué aux compteurs évolués.

Comme exposé au 2.1.2.3.4, la CRE considère que le cadre réglementaire applicable à EDF SEI intègre déjà les spécificités observées dans les ZNI, notamment dans le niveau des charges d'exploitation octroyé et qu'il protège largement EDF SEI des risques spécifiques rencontrés en ZNI via plusieurs mécanismes réglementaires. A ce titre, elle considère que le risque supporté par EDF SEI est similaire à celui porté par les opérateurs en France hexagonale et que le niveau de rémunération appliqué à Enedis est pertinent, et ne retient donc pas la demande de prime géographique de EDF SEI.

En outre, la CRE ne retient pas la demande d'utilisation de paramètres différents de ceux applicables à Enedis et RTE dans le TURPE 7. En effet, comme exposé au 2.1.2.3.3, la remise à jour de certains paramètres ne permet pas une vision globale et harmonisée des différentes constituantes de la rémunération. En outre, la continuité de cette méthode sur plusieurs périodes tarifaires permet de neutraliser dans la durée les effets liés au décalage temporel entre la fixation du TURPE 7 HTA-BT et celle du FPE.

Dans la présente délibération, la CRE retient ainsi, en cohérence avec les taux applicables à Enedis dans le TURPE 7 HTA-BT et à RTE dans le TURPE 7 HTB une marge sur actif de 2,5 %, un taux supplémentaire de rémunération des capitaux propres régulés de 2,9 %, un taux supplémentaire de rémunération des emprunts financiers de 2,1 %, un taux de rémunération des actifs HTB de 5,0 % et un taux de rémunération des compteurs évolués de 7,1 %.

Tableau 26 Taux de rémunération pour les actifs HTA-BT

Paramètres du calcul des charges de capital FPE 2026-2029 (valeurs arrondies)					
	FPE 2022-2025	FPE 2026-2029			
		Données de long terme	Données de court terme	Valeur pondérée (60 % - 40 %)	
Taux sans risque (nominal)	1,7 %	1,3 %	3,4 %	2,1 %	A
Bêta de l'actif	0,36			0,36	B
Prime de risque de marché	5,2 %			5,2 %	C
Taux d'impôts sur les sociétés (IS)	25,83 %			25,83 %	D
Déductibilité fiscale des charges financières	100 %			100 %	
Marge sur actif (hors Linky)	2,5 %			2,5 %	$(B \times C) / (1 - D)$
Taux supplémentaire de rémunération des capitaux propres régulés	2,3 %			2,9 %	$A / (1 - D)$
Taux supplémentaire de rémunération des emprunts financiers	1,7 %			2,1 %	A

Par rapport aux valeurs retenues pour la période 2022-2025, les principales évolutions portent sur le taux sans risque retenu lequel est en hausse de 40 points de base par rapport à celui retenu pour la période 2022-2025 (1,7 %). Cette hausse correspond à deux effets différents, à savoir la baisse du taux sans risque calculé avec les données de long terme et l'intégration du taux sans risque calculé avec les données de court terme.

Ainsi, les investissements concernant les actifs HTA-BT financés par des capitaux propres d'EDF SEI sont rémunérés à un taux de 5,4 %. Cette rémunération s'applique pendant la période 2026-2029, aussi bien pour les investissements réalisés au cours de cette période que pour ceux réalisés au cours des périodes tarifaires passées, dès lors que le financement est assuré par des capitaux propres d'EDF SEI.

Tableau 27 Taux de rémunération pour les actifs HTB

Paramètres du calcul des charges de capital FPE 2026-2029 (valeurs arrondies)				
	FPE 2022-2025	FPE 2026-2029		
		Données de long terme	Données de court terme	Valeur pondérée (70 % - 30 %)
Taux sans risque		1,4 %	3,3 %	1,9 %
Spread de dette		1,1 %	0,7 %	1,0 %
Bêta de l'actif				0,37
Beta des fonds propres				0,78
Prime de risque de marché				5,2 %
Levier (dette/dette +fonds propres)				60 %
Taux d'impôts sur les sociétés (IS)				25,83 %
Coût de la dette				2,9 %
Coût des fonds propres				8,1 %
CMPC				5,0 %

3.4. Investissements et charges de capital normatives

3.4.1. Trajectoire des dépenses d'investissements

EDF SEI a transmis des trajectoires d'investissement en forte hausse par rapport à la période précédente reflétant le contexte d'électrification des usages et d'introduction croissante des énergies renouvelables (notamment en ZNI). Ces trajectoires s'inscrivent également dans un contexte de fiabilisation des réseaux avec la hausse des investissements de patrimoine (+71 M€/an par rapport au niveau moyen 2022-2024) et la mise en service de trois compensateurs synchrones au cours de la période tarifaire à venir. EDF SEI prévoit également une hausse de ses dépenses de moyens d'exploitation pour l'augmentation des besoins d'adaptation des systèmes industriels et informatiques et la constitution de stock stratégique. En cohérence avec la fin du déploiement des compteurs communicants pour EDF SEI, les dépenses d'investissements relatives à ce projet sont en baisse de 27 M€/an en moyenne.

Tableau 28 Trajectoire prévisionnelle d'investissement

EDF SEI (M€)	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029	Moyenne annuelle 2026-2029	Moyenne annuelle 2022-2024
Raccordement	91,7	109,5	99,8	104,2	105,9	104,9	88,7
Renforcement	103,3	141,8	153,6	169,5	170,5	158,8	87,6
Obligations réglementaires & sécurité	28,2	22,3	19,2	19,6	19,9	20,3	27,2
Moyens d'exploitation et support	31,1	62,5	67,1	68,3	54,2	63,0	27,2
Projet comptage évolué	29,2	5,3	4,1	4,1	4,1	4,4	31,1
Total	283,6	341,6	343,8	365,6	354,5	351,4	261,8

3.4.1.1. Analyse de la CRE

La CRE considère que les hausses prévues par EDF SEI sont globalement cohérentes et traduisent la croissance de l'activité du GRD sur ces territoires. Si ces hausses ne se réalisent pas, les utilisateurs des réseaux bénéficieront des économies correspondantes puisque les charges de capital « réseaux » sont couvertes à 100 % au CRCP.

Tableau 29 Synthèse des ajustements sur les trajectoires d'investissements

	Demande initiale 2026-2029	Ajustement CRE	Trajectoire ajustée 2026-2029
EDF SEI (M€)	1 406	-	1 406

3.4.2. Immobilisations en cours

Comme indiqué au paragraphe 2.1.2.3.5, la CRE reconduit pour la période 2026-2029 une rémunération des IEC de cycle long d'EDF SEI, lesquelles correspondent aux IEC relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB ainsi qu'aux postes source.

Pour la période FPE 2026-2029, EDF SEI a transmis à la CRE une estimation de ses IEC de cycle long du domaine HTB et HTA-BT (postes source). Ainsi, la CRE établit la trajectoire prévisionnelle suivante pour les IEC. Les écarts par rapport à cette trajectoire seront couverts au CRCP.

Tableau 30 : IEC cycle long d'EDF SEI

En M€ courants	2026	2027	2028	2029	Moyenne
Total IEC cycle long	123	137	142	148	138

Dans sa réponse à la consultation publique du 10 octobre 2025, EDF SEI a présenté une demande de rémunération des IEC au coût du capital plutôt qu'au coût de la dette tel qu'en vigueur dans le cadre actuel. La CRE rappelle que la rémunération des IEC au coût de la dette constitue une incitation à une mise en service rapide des projets et maintient donc une rémunération des IEC de cycle long au coût de la dette applicable dans le cadre du TURPE 7 HTB.

3.4.3. Trajectoire des charges de capital

Les niveaux prévisionnels de la BAR, de la BAR relative au projet de comptage évolué, des capitaux propres régulés et des emprunts financiers pris en compte dans le calcul des charges de capital de EDF SEI pour les années 2026-2029 seraient les suivantes :

Tableau 31 : Niveaux prévisionnels des bases d'actifs régulés de EDF SEI

Au 01/01/N (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
BAR (hors comptage évolué)	3 038	3 180	3 337	3 505	3 265
BAR HTA-BT	2 356	2 466	2 588	2 718	2 532
dont CPR	773	876	991	1 114	939
BAR HTB	682	714	749	787	733
BAR comptage évolué	151	141	130	119	135

Pour la période FPE 2026-2029, EDF SEI a transmis à la CRE son estimation du niveau prévisionnel de la BAR HTB au 1^{er} janvier 2026. Ainsi, pour 2026, la BAR HTA-BT s'obtient par différence entre la BAR hors comptage évolué et la BAR HTB. Pour les années suivantes, il est supposé que les actifs HTA-BT et les actifs HTB vont garder le même rythme de déploiement et que la BAR HTB va représenter 22 % de la BAR hors comptage évolué.

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital de EDF SEI pour les années 2026 à 2029 :

Tableau 32 : Trajectoire de CCN par la CRE pour EDF SEI

Charges de capital de EDF SEI retenues par la CRE (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
Charges de capital (hors comptage évolué)	299,5	312,4	329,3	346,4	321,9
dont application de la marge sur actif	58,9	61,7	64,7	68,0	63,3
dont rémunération des CPR	22,4	25,4	28,7	32,3	27,2
dont dotations	184,1	189,7	198,4	206,8	194,7
dont rémunération des actifs HTB	34,1	35,7	37,5	39,3	36,7
Charges de capital comptage évolué	10,7	10,0	9,2	8,4	9,6
Rémunération des IEC	3,6	4,0	4,1	4,3	4,0
Charges de capital totales	313,8	326,5	342,6	359,1	335,5

3.5. Trajectoire d'évolution du revenu autorisé de EDF SEI

Le tableau ci-dessous récapitule le niveau de charges à couvrir retenu par la CRE pour EDF SEI pour la période 2026-2029.

Tableau 33 : Evolution du revenu autorisé de EDF SEI pour la période FPE 2026-2029

EDF SEI En M€ courants	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029
Charges nettes d'exploitation (I)	302,0	337,0	325,3	333,8	345,9
Charges du système électrique (II)	147,6	96,7	95,2	96,2	98,8
Charges de capital normatives (III)	283,9	313,8	326,5	342,6	359,1
Revenu autorisé (I) + (II) + (III)	733,5	747,5	746,9	772,5	803,9
Evolution N/N-1		2 %	0 %	3 %	4 %

3.5.1. Hypothèses d'évolution du nombre de clients et des volumes acheminés

3.5.1.1. Demande des gestionnaires de réseaux

Les trajectoires de volume acheminé de EDF SEI sont en légère hausse (+1,9 %/an) sur la période 2024-2029. Cette hausse se traduit par une hausse du même ordre des recettes prévisionnelles après application du TURPE :

Tableau 34 : Trajectoire des volumes acheminés et des recettes prévisionnelles pour la période 2026-2029

		2026	2027	2028	2029
EDF SEI	Volume acheminé (GWh)	9 347	9 519	9 729	9 859
	Recettes prévisionnelles (k€)	581 500	601 700	623 200	642 100

3.5.1.2. Analyse de la CRE

La CRE considère que les trajectoires de EDF SEI sont cohérentes avec la dynamique de leur territoire et décide de retenir les prévisions proposées par EDF SEI en termes d'évolution du nombre de consommateurs raccordés et de volumes d'énergie soutirée.

Application de la composante additionnelle pour comptage non communicant délibérée par le TURPE 7 HTA-BT

La date prévisionnelle de fin du déploiement massif des compteurs évolués sur le périmètre de desserte de EDF SEI est fixée au 31 décembre 2027. Passé cette échéance, certains utilisateurs sont susceptibles d'être toujours équipés de compteurs non communicants. Si la relève à distance permise par les compteurs communicants génère des économies significatives, contribuant à l'équilibre financier du projet Linky, le maintien d'une activité de relève spécifique pour les compteurs non communicants entraîne une désoptimisation, et donc des coûts supplémentaires.

La délibération de la CRE du 17 mars 2022¹⁸ portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis a fixé un cadre pour s'assurer que ces coûts de désoptimisation ne soient pas supportés par l'ensemble de la collectivité, mais par les consommateurs qui les génèrent.

Ainsi, la délibération TURPE 7 HTA-BT a introduit une « Composante additionnelle pour comptage non communicant » facturée par Enedis à tous les clients non équipés d'un compteur évolué (sauf si l'installation n'a pas pu être réalisée pour des raisons d'impossibilités techniques indépendantes du client), et précisé les modalités de calcul de cette composante.

Cette même délibération prévoyait notamment que les mêmes composantes de relève résiduelle s'appliquent également à l'ensemble des consommateurs raccordés à des ELD et dans les ZNI, sous réserve que le taux de déploiement des compteurs évolués sur ces territoires ait atteint 90 %, et dans un délai maximum d'un an après l'atteinte de ce taux.

En application des modalités d'application prévue par cette délibération, le calendrier de mise en œuvre de cette composante pour EDF SEI est le suivant :

Tableau 35 : Synthèse des dates d'application de la composante additionnelle pour comptage non communicant

	EDF SEI
Date d'atteinte du taux de 90% de compteurs communicants	31/12/2024
Date limite de mise en œuvre de la composante additionnelle pour comptage non communicant	31/12/2025

La facturation de la composante additionnelle pour comptage non communicant est détaillée en partie 5.2.1.3. de la délibération de la CRE du 13 mars 2025.

La CRE s'assurera que la facturation de cette composante est mise en œuvre par EDF SEI au plus tard un an après que le taux de déploiement des compteurs évolués a atteint 90% sur la zone de desserte de EDF SEI. En cas de mise en place tardive et après analyse, la CRE se réserve la possibilité de retraiter les recettes non perçues au CRCP.

3.6. Niveau de dotation prévisionnel pour la période FPE 2026-2029

Le niveau de dotations de EDF SEI sur la période 2026-2029 retenus par la CRE sont présentés dans le tableau ci-dessous :

¹⁸ [Délibération n°2022-82 de la CRE du 17 mars 2022 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA \(Linky\) pour la période 2022-2024 et modifiant la délibération n°2021-13 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

Tableau 36 : Niveau de dotation prévisionnel

En M€ courants	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
(A) Chiffre d'affaires TURPE	486,3	581,5	601,7	623,2	642,1
(B) Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	302,0	337,0	325,3	333,8	345,9
(C) Charges du système électrique	147,6	96,7	95,2	96,2	98,8
(D) Charges de capital normatives	283,9	313,8	326,5	342,6	359,1
(E) Niveau de dotation prévisionnelle	247,2	166,0	145,1	149,3	161,8
Evolution (%) N/N-1		-33%	-13%	3%	8%

* Ces charges comprennent les charges relatives à l'ajout des charges du portail commun par la CRE

4. Placement des heures creuses en ZNI

A l'instar de la France hexagonale, le système électrique dans les ZNI est en profonde mutation : l'électrification des usages et le développement des énergies renouvelables augmenteront la valeur de la flexibilité de la consommation.

Ainsi, la CRE considère comme opportun de faire évoluer les plages d'heures creuses pour mieux prendre en compte les enjeux de réseau et d'équilibre offre demande. Les régimes d'heures creuses ont donc vocation à être différenciés localement et potentiellement saisonnalisés si cela est pertinent sur les différents territoires. Cette évolution permettra de réduire la consommation pendant les périodes les plus tendues pour le système électrique, limitant ainsi les coûts de production des systèmes électriques insulaires.

4.1. Rappel du cadre en vigueur et état des lieux

La définition des plages temporelles associées aux grilles tarifaires TURPE est réalisée par EDF SEI, dans le respect des règles définies par la CRE dans le TURPE. EDF SEI peut les placer de manière différenciée selon les périodes de l'année et selon la situation géographique, et est libre de mettre à jour ce placement, dans le respect d'un délai de prévenance de 6 mois prévu par les conditions générales de vente d'électricité aux TRVE en ZNI. En BT ≤ 36 kVA, l'option HP/HC du TRVE en ZNI reprend les HC fixées par EDF SEI. Il en est de même pour les tarifs historiques en BT > 36 kVA et en HTA.

Par ailleurs, les régimes d'heures creuses en ZNI (8 HC) sont intégralement nocturnes, la nuit étant historiquement la période de plus faible consommation résiduelle.

Tableau 37 : Plage d'heures creuses en ZNI

	Corse	Réunion	Autres ZNI
Plages d'heures creuses	21h40-5h40	21h30-5h30	22h00-6h00
	22h45-6h45	21h45-5h45	
	22h10-6h10	22h00-6h00	
	23h45-7h45	-	

En outre, les plages d'heures creuses sont affectées aux clients par EDF SEI indépendamment de leur localisation sur le réseau, et donc indépendamment des contraintes locales du réseau.

La CRE constate que le placement de ces plages temporelles n'est pas toujours adapté localement et qu'il a été très peu réévalué par EDF SEI, contrairement aux possibilités laissées par le cadre tarifaire en vigueur.

4.2. Evolution du placement des plages temporelles

Dans sa demande tarifaire, EDF SEI a proposé des règles de placement des heures creuses adaptées aux ZNI en favorisant certaines plages temporelles sur les heures méridiennes. Dans sa consultation publique, la CRE a indiqué être favorable aux régimes d'heures creuses envisagés par EDF SEI et proposé de faire évoluer le placement des plages temporelles en ZNI en demandant à EDF SEI de favoriser certaines plages temporelles et notamment, de déplacer certaines heures creuses situées sur la pointe du matin et soir, et de ne plus en attribuer certaines. Les plages temporelles proposées par la CRE sont précisées ci-dessous :

	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-00
Corse																								
Guyane																								
Réunion																								
Guadeloupe et Martinique																								

Heures autorisées																								
Heures « à privilégier »																								
Heures à ne plus attribuer																								
Heures à déplacer																								

En particulier, la CRE a proposé de ne plus attribuer la plage 20h-21h en Corse et à la Réunion, et de déplacer les plages 17h-20h sur l'ensemble des territoires.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique se sont exprimés favorablement aux nouveaux régimes d'heures creuses envisagés par la CRE. A ce titre, la CRE décide de maintenir son orientation et demande à EDF SEI de s'assurer qu'un maximum de clients se voit attribuer un régime comportant au moins 3 heures creuses diurnes.

4.3. Modalités de mise en œuvre

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de retenir la trajectoire d'optimum économique établie par EDF SEI sur les différents territoires qui prévoit la bascule d'environ 370 000 clients entre 2026 et 2029 avec des cibles annuelles fixées pour chaque territoire.

Dans sa réponse à la consultation, EDF SEI demande à retenir une trajectoire moins ambitieuse que celle initialement proposée afin notamment de tenir compte des incertitudes sur le développement du photovoltaïque, sur l'évolution des usagers des clients ainsi que sur les contraintes réseau n'ayant pas encore été modélisées. En outre, EDF SEI demande à fixer une cible annuelle sur l'ensemble de son périmètre de desserte plutôt que par territoire. La trajectoire proposée par EDF SEI assurerait la bascule de la totalité des clients en heures creuses diurnes à horizon 2033.

Analyse de la CRE

La CRE rappelle que la réforme des heures creuses en ZNI est motivée par les évolutions du système électrique et a notamment vocation à déplacer la consommation électrique sur des périodes où la production renouvelable est abondante. Ainsi, la réforme a vocation à réduire les contraintes de réseau pendant les périodes où la criticité est en croissance du fait du développement des énergies renouvelables, et non à générer des contraintes nouvelles. Malgré la demande de la CRE faite dans la délibération TURPE 7 HTA-BT, EDF SEI n'a finalisé les études préalables (analyse des usages, analyses réseaux, etc.) que pour la Corse. Pour les autres territoires, EDF SEI prévoit de mener en Guadeloupe et à la Réunion une phase pilote similaire à l'expérimentation menée en Corse afin de confirmer les gains potentiels pour le système électrique selon le rythme de bascule et le volume de clients disposant d'heures creuses solaires.

A ce titre, la CRE décide d'ajuster les modalités de bascule envisagées de la façon suivante :

- **pour la Corse** : la CRE fixe une trajectoire de déploiement incitée sur 4 ans de telle sorte que 90 % des clients HCHP soient basculés en heures creuses diurnes d'ici fin 2029. Les cibles 2028 et 2029 pourront être ajustées à horizon juillet 2027 afin de prendre en compte notamment un éventuel sous-développement du photovoltaïque ;
- **pour la Guadeloupe, la Réunion, la Guyane et la Martinique** : la CRE fixe une trajectoire sur deux ans seulement, de façon suivie pour 2026 et incitée pour 2027, afin de prendre en compte le résultat des phases pilote et analyses menées à la Réunion et en Guadeloupe pour fixer les cibles 2028/2029 et ajuster la cible 2027 le cas échéant. Ces cibles seront définies en 2027, après analyse des conclusions de EDF SEI.

Par ailleurs, la mise en œuvre par EDF SEI de la bascule des clients en heures creuses diurnes est assortie d'un cadre de régulation dont les modalités sont précisées dans la partie 2.10. En particulier, ce cadre prévoit l'octroi de bonus (respectivement de malus) si EDF SEI atteint (respectivement n'atteint pas) la cible fixée pour chaque territoire, ainsi qu'un indicateur permettant de suivre l'évolution du portefeuille de clients d'EDF SEI.

En outre, la CRE décide d'inclure dans la liste des projets prioritaires la remise des travaux préalables à la fixation d'une trajectoire pour les autres ZNI que la Corse (voir partie 2.8).

Enfin, la CRE avait envisagé en consultation publique une spatialisation et une saisonnalisation des régimes d'heures creuses afin de prendre en compte d'éventuels travaux menés par EDF SEI à ce sujet. Dans sa réponse à la consultation, l'opérateur ne s'est pas exprimé sur la spatialisation mais considère que la saisonnalisation en Corse n'a que peu d'intérêt du fait d'une consommation électrique liée au tourisme soutenu en période estivale. A ce titre, la CRE ne retient pas de modalités de spatialisation et de saisonnalisation pour la réforme des heures creuses.

Décision de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les niveaux de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour la période 2026-2029, et le cadre de régulation associé, selon la méthode et les paramètres exposés dans la présente délibération.

Elle fixe notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de régulation incitative applicables à EDF SEI pour la période 2026-2029 (partie 2) ;
- la trajectoire des charges d'exploitation, les paramètres de rémunération, les niveaux prévisionnels de dotation au titre du FPE pour les années 2026-2029 (partie 3).

La trajectoire de dotation prévisionnelle retenue par la CRE pour la période 2026-2029 est la suivante :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Dotation prévisionnelle d'EDF SEI au titre du FPE	166,0	145,1	149,3	161,8

Cette trajectoire correspond à un niveau moyen de charges prévisionnelles à couvrir de 768 M€/an, soit une hausse de 12 % par rapport à la période 2022-2025.

Cette hausse sera financée par l'ensemble des consommateurs *via* le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, et, reflète les efforts importants à engager par EDF SEI pour jouer son rôle dans la transition énergétique dans les zones non interconnectées et l'amélioration de la qualité de service et d'alimentation sur ses territoires.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera notifiée à EDF SEI et transmise au ministre chargé de l'énergie et de l'économie 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 : Références pour le calcul du CRCP

1. Calcul et apurement du CRCP

Pour chaque année *N*, à compter de l'année 2026, le solde du CRCP de l'année *N* est calculé comme la différence, au titre de l'année *N*, entre :

- le revenu autorisé définitif, tel que défini ci-après ;
- les recettes effectivement perçues par EDF SEI, au titre de la dotation prévisionnelle FPE d'une part, et des recettes tarifaires du TURPE.

Le solde du CRCP d'une année *N* est apuré dans le cadre de la dotation définitive au titre de l'année suivante.

Dès lors, chaque année *N* de la période 2027-2029, la CRE publiera avant le 31 juillet de l'année *N* une délibération qui définira le niveau de dotation définitif pour l'année *N*. Ce niveau de dotation définitif sera égal à la somme du niveau prévisionnel de la dotation au titre de l'année *N* et du solde du CRCP de l'année *N-1*. Par ailleurs, la CRE publiera avant le 31 juillet 2026 une délibération qui fixera le niveau de dotation définitif pour l'année 2026, en tenant compte du CRCP de l'année 2025, calculé selon les modalités applicables pour la période 2022-2025.

2. Valeurs de référence pour le calcul du revenu autorisé définitif

Pour chaque année *N* à compter de l'année 2026, le revenu autorisé définitif est égal :

- A la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
 - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
 - les charges de capital supportées par EDF SEI, prises en compte à 100% ;
 - les charges liées à la compensation des pertes, prises en compte à 100% et faisant, par ailleurs, l'objet d'une régulation incitative ad hoc (cf. 2.2.1.2) ;
 - les charges relatives aux impayés correspondants au paiement du TURPE, prises en compte à 100% ;
 - les charges relatives à la contrepartie versée par EDF SEI en tant que GRD du fournisseur EDF SEI pour la gestion des clients en contrat unique en application de la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018 modifiée par la délibération 2021-157 du 3 juin 2021, ainsi que les charges correspondant à la gestion de clientèle réalisée par les fournisseurs antérieurement au 1er janvier 2018, dans la limite des montants maximums par point de connexion susceptibles d'être pris en compte et fixés par la délibération n°2017-239 du 26 octobre 2017, prises en compte à 100% ;
 - les charges relatives aux dépenses SI et systèmes industriels liées à l'adossement à Enedis pour les besoins spécifiques d'EDF SEI ;
 - les charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques, selon des modalités spécifiques définies par la présente délibération (cf. 2.2.1.3) ;
 - les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités de couvertures tarifaires retenues dans le tarif TURPE 7 (cf. 2.1.2.3.5) ;
 - les charges associées à la mise en œuvre des flexibilités ;
 - les charges associées aux obligations légales de débroussaillage, prises en compte à 90% pour 2026-2027 (cf. 2.9), et prise en compte à hauteur de l'effet volume pour les années 2028 et 2029 ;
 - les charges associées à l'avantage en nature énergie, prises en compte à 80% (cf. 2.2.1.1) ;

- les charges relatives aux pénalités pour coupure longues dépassant une trajectoire de référence ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
 - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement, prises en compte à 100 % ;
 - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes, prises en compte à 100 % ;
 - les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf 2.1.2.3.5), à hauteur de 80 % c'est-à-dire que EDF SEI conserve une incitation sur ce poste à hauteur de 20 % ;
- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
 - la régulation incitative de la qualité de service ;
 - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
 - la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'EDF SEI ;
 - la régulation incitative des pertes ;
 - la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ;
 - la maîtrise des coûts des projets d'investissement (budgets cibles des grands projets) ;
 - les charges relatives aux pénalités pour coupure longues dépassant une trajectoire de référence ;
 - pour l'année 2029, les montants retenus au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D), le cas échéant, sont déduits du revenu autorisé (cf. 2.7) ;
 - la régulation incitative des projets prioritaires (cf. 2.8) ;
 - la régulation incitative liée au partage des gains des compensateurs synchrones (cf.2.2.2.3) ;
 - la régulation incitative des coûts unitaires du traitement des obligations légales de débroussaillage pour 2028 et 2029 ;
 - le placement des plages temporelles.

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

2.1. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif

2.1.1. Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique prises en compte pour la période 2026-2029, à l'exception :

- des contributions au titre du raccordement ;
- des charges relatives à la contrepartie versée par EDF SEI en tant que GRD du fournisseur EDF SEI pour la gestion des clients en contrat unique ;
- des impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE ;
- des charges prévisionnelles associées aux aléas climatiques ;
- des charges relatives aux dépenses SI d'EDF SEI délivré par Enedis ;
- des charges relatives aux indemnités pour coupure longue.

Les montants retenus sont les montants de référence présentés ci-après, corrigés de l'inflation réalisée.
Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées sont les suivantes :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	349,4	336,9	348,3	359,8

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2024 et l'année *N* :

	2025	2026	2027	2028	2029
Inflation prévisionnelle entre l'année N-1 et l'année N ¹⁹	1,1 %	1,3 %	1,9 %	1,9 %	1,9 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2024 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852) constaté sur l'année civile *N*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2024.

2.1.2. Charges de capital supportées par l'opérateur

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital effectivement supportées par EDF SEI. Ces charges de capital sont calculées en se fondant sur les investissements effectivement réalisés, les sorties d'actifs, les postes de passif du bilan d'EDF SEI ainsi que les dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement d'EDF SEI.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Valeur de référence pour les charges de capital normatives non incitées	313,8	326,5	342,6	359,1

2.1.3. Charges relatives à la compensation des pertes

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges relatives aux pertes effectivement supportées par EDF SEI au cours de l'année *N*. Les valeurs prévisionnelles pour ces charges d'achat pour la compensation des pertes sont les suivantes :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Valeur de référence pour les charges relatives au systèmes électrique	87,5	85,9	86,7	89,2

¹⁹ Valeurs arrondies à des fins de clarté. Les valeurs retenues dans le cadre du calcul du revenu autorisé définitif sont les valeurs exactes fondées sur la chronique d'inflation mentionnée au paragraphe 3.1.3 de la présente délibération.

2.1.4. Charges relatives aux impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges et des produits de l'année *N* au titre de la prise en charge par EDF SEI des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE, portant sur des consommations postérieures au 1^{er} janvier 2016.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE sont les suivantes :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Valeur prévisionnelle pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE	3,0	3,0	3,1	3,2

2.1.5. Charges relatives à la contrepartie versée par EDF SEI en tant que GRD au fournisseur EDF SEI pour la gestion des clients en contrat unique

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des contreparties versées par EDF SEI en tant que GRD au fournisseur EDF SEI au titre de la gestion des clients en contrat unique. Le montant pris en compte au titre de l'année *N* correspond aux contreparties versées l'année *N* au titre de la gestion des clients en contrat unique dans la limite des montants maximaux prévus par la délibération n°2018-011 du 18 janvier 2018 modifiée par la délibération 2021-157 du 3 juin 2021, pour chaque point de connexion, auxquels s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique sont les suivantes :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Charges relatives à la contrepartie versée par EDF SEI en tant que GRD au fournisseur EDF SEI pour la gestion des clients en contrat unique	11,4	11,8	12,2	12,6

2.1.6. Charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme du niveau de couverture *ex ante* de 2,0 M€, et du montant cumulé de charges nettes d'exploitation au titre des aléas climatiques pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, 4,0 M€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 4,0 M€, le montant de ce poste est égal au niveau de couverture *ex ante*, soit 2,0 M€).

2.1.7. Charges relatives aux coûts échoués

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.1.2.3.5, les coûts échoués jugés récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire incluse dans les charges d'exploitation incitées. Le montant moyen annuel pris en charge s'élève à 2,4 M€.

La couverture via le CRCP des coûts échoués, autres que ceux qui seraient jugés récurrents ou prévisibles, qui seraient retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable, fait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base de dossiers argumentés par EDF SEI.

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspondant aux charges qui seront effectivement retenues à l'issue de cet examen.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux coûts échoués non récurrents ou prévisibles sont nulles.

2.1.8. Charges relatives à la mise en œuvre des flexibilités

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme des charges d'exploitation engendrées par l'exploitation de solutions de flexibilité, validées après analyse de la CRE, sur le réseau d'EDF SEI.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives à la mise en œuvre des flexibilités sont nulles.

2.1.9. Charges associées aux obligations légales de débroussaillage

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.9, l'écart entre le réalisé et la valeur de référence en lien avec les obligations légales de débroussaillage est couvert à 90% au CRCP pour les années 2026 et 2027.

Pour les années 2028 et 2029, seul l'effet volume est couvert à 100 % au CRCP.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux obligations légales de débroussaillage sont les suivantes :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Charges relatives aux obligations légales de débroussailllements	8,4	19,1	23,3	27,7

2.1.10. Charges associées à l'avantage en nature énergie

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.2.1.1, l'écart entre le réalisé et la valeur de référence en lien avec l'avantage en nature énergie est couvert à 80% au CRCP.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives à l'avantage en nature énergie sont les suivantes :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Charges relatives à l'avantage en nature énergie	7,9	7,7	7,8	8,0

2.1.11. Charges relatives aux indemnités pour coupure longue

La trajectoire de référence pour les charges relatives aux indemnités pour coupure longue est la suivante :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Charges relatives aux indemnités pour coupure longue	5,0	5,0	5,0	5,0

2.1.12. Charges relatives aux dépenses SI et systèmes industriels liées à l'adossement à Enedis pour les besoins spécifiques d'EDF SEI

La trajectoire de référence pour les charges relatives aux dépenses SI et systèmes industriels liées à l'adossement à Enedis pour les besoins spécifiques d'EDF SEI est la suivante :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Charges relatives aux dépenses SI et systèmes industriels liées à l'adossement à Enedis pour les besoins spécifiques d'EDF SEI	12,7	13,8	11,3	12,4

2.2. Postes de recettes retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif

2.2.1. Contributions des utilisateurs au titre du raccordement

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes effectivement perçues par EDF SEI pour l'année *N* au titre des contributions liées au raccordement.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement sont les suivantes :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Valeur de référence pour les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	37,3	38,0	38,7	39,4

2.2.2. Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de cession d'actifs immobiliers ou de terrains

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à 80% du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé.

2.2.3. Ecart de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre :

- les recettes effectivement perçues par EDF SEI pour l'année *N* pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 19 juin 2025 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ;
- les recettes qu'aurait perçues EDF SEI pour l'année *N* pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 19 juin 2025 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité.

2.3. Incitations financières au titre de la régulation incitative

2.3.1. Régulation incitative de la qualité de service

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour EDF SEI sur les domaines clés de l'activité des opérateurs. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par EDF SEI à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité de service mis en place pour EDF SEI doit être rendu public sur leur site internet.

Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du système, sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2026. La CRE pourra, le cas échéant, introduire de nouvelles incitations financières, en fonction de l'évolution des performances constatées de la qualité de service.

Les indicateurs de suivi de la qualité de service transmis par EDF SEI à la CRE doivent être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le mécanisme de suivi de la qualité de service d'EDF SEI pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

La liste des indicateurs de qualité de service d'EDF SEI définis pour la période 2026-2029 figure en annexe 3 de la présente délibération.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif d'EDF SEI, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies au paragraphe 1 de l'annexe 3.

2.3.2. Régulation incitative de la qualité d'alimentation

Un suivi de la qualité d'alimentation est mis en place pour EDF SEI. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par EDF SEI. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité d'alimentation mis en place pour EDF SEI doit être rendu public sur leur site internet.

La liste des indicateurs relatifs à la qualité d'alimentation d'EDF SEI définis pour la période 2026-2029, y compris le mécanisme de pénalité pour coupures longues, figure en annexe 4 de la présente délibération.

Les indicateurs d'EDF SEI relatifs aux durées et fréquences moyennes annuelles de coupure des utilisateurs raccordés en BT et en HTA sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2026.

Le mécanisme de suivi de la qualité d'alimentation d'EDF SEI pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif d'EDF SEI, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme :

- dans la limite globale de $\pm 4,2$ M€, de la somme des trois incitations financières définies au paragraphe 5 de l'annexe 4 pour l'année considérée ;
- du montant cumulé versé par EDF SEI l'année considérée aux utilisateurs au titre du mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini au paragraphe 4 de l'annexe 4, pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, le niveau de 7,8 M€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 7,8 M€, aucun montant n'est donc pris en compte).

2.3.3. Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'EDF SEI

Le montant de référence retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué d'EDF SEI, constituées :

- des régulations incitatives sur les coûts et les délais du projet de comptage évolué d'EDF SEI, telles que définies par les délibérations de la CRE du 22 mars 2018 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'EDF SEI ;
- des incitations financières définies à l'annexe 3 pour les indicateurs de qualités de services spécifiques au projet de comptage évolué d'EDF SEI.

2.3.4. Régulation incitative des pertes

Pour la période 2026-2029, la régulation incitative des pertes sera calculée tous les deux ans. Ainsi, la régulation incitative des années 2026 et 2027 sera calculée lors du calcul du CRCP de l'année 2027 et celle des années 2028 et 2029 sera calculée lors du calcul du CRCP de l'année 2029. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'EDF SEI, au titre de la régulation incitative des pertes est égal, dans la limite globale de 2,5 M€ (par année) pour chaque échéance de calcul de la régulation incitative, au montant défini par l'annexe 2 de la présente délibération.

2.3.5. Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux

Les investissements concernés par le mécanisme de régulation incitative sont les branchements secs consommateurs BT ≤ 36 kVA.

Le coût de chaque investissement est modélisé par :

- une part fixe B (qui ne dépend pas de l'année de mise en service) ;
- un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des branchements CB_N (qui dépend de l'année N considérée mais pas du type de branchement).

Les valeurs de ces paramètres sont déterminées, notamment, à partir des coûts des investissements mis en service entre 2022 et 2024. Ces valeurs, ainsi que les coefficients annuels cibles d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2026-2029, sont définis dans une annexe confidentielle à ce document.

Pour une année N donnée, le coût total modélisé des investissements est calculé à partir du volume d'investissements effectivement réalisés, et l'incitation annuelle correspond à 20 % de la différence entre le coût total effectif des ouvrages mis en service l'année N et le coût total modélisé de ces mêmes ouvrages. Elle est plafonnée à $\pm 0,5$ M€ par an.

L'incitation annuelle est, dans un premier temps, calculée sur la base de données provisoires, et l'année suivante sur la base de données mise à jour. Le montant de référence pris en compte au titre du calcul du revenu autorisé définitif pour l'année N est égal à la somme :

- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année $N-1$, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;
- de l'écart entre le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année $N-2$, calculée sur la base des données mises à jour et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

Compte tenu du mode de calcul de l'incitation sur les coûts unitaires des investissements dans les réseaux (basé sur les investissements des années $N-1$ et $N-2$), le calcul de l'incitation sera réalisé pour la première fois en 2027 sur la base des données provisoires 2026.

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

Les montants de référence pour les dépenses de R&D pris en compte pour l'élaboration de la dotation FPE d'EDF SEI pour la période 2026-2029 sont les suivants :

M€ courants	2026	2027	2028	2029
Montant prévisionnel pour les dépenses de R&D soumises à la régulation incitative	6,8	8,1	8,8	9,2

Cette trajectoire de référence pourra éventuellement être révisée à mi-période.

Si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2026-2029 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration de la dotation FPE recalés de l'inflation réalisée, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

La transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D&I sont assurés, entre autres, par la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

2.3.7. Régulation incitative des projets prioritaires

La présente délibération renouvelle la régulation incitative des projets prioritaires décrite en partie 2.8.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre des projets prioritaires est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de cette régulation au titre de l'année *N*.

2.3.8. Régulation incitative à la maîtrise des coûts des projets d'investissement (budgets cibles des grands projets)

La présente délibération introduit une régulation incitative relative à la maîtrise des coûts des projets d'investissement telle que décrite en partie 2.2.2.2.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre du partage de la maîtrise des coûts d'investissement, est égal au montant du bonus ou du malus résultant de l'application de cette régulation au titre de l'année *N*.

2.3.9. Régulation incitative liée au partage des gains des compensateurs synchrones

La présente délibération introduit une régulation incitative relative au déploiement des compensateurs synchrones telle que décrite en partie 2.2.2.3.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre du partage des gains des compensateurs synchrones, est égal au montant du bonus résultant de l'application de cette régulation au titre de l'année *N*.

2.3.10. Régulation incitative liée aux charges associées aux obligations légales de débroussaillage

La présente délibération introduit une régulation incitative relative au déploiement des compensateurs synchrones telle que décrite en partie 2.9.

Conformément aux dispositions prévues, l'écart entre le réalisé et la valeur de référence en lien avec les obligations légales de débroussaillage est couvert à 90% au CRCP pour les années 2026 et 2027. Une incitation sur le coût unitaire d'élagage est prévue pour les années 2028 et 2029.

Annexe 2 : Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau

La formule fixée par la CRE en application des évolutions décrites au paragraphe 2.2.1.2 est la suivante :

$$20 \% \times (V_{\text{réel}} - V_{\text{réf}}) \times P_{\text{réel}} \text{ et où :}$$

- $V_{\text{réel}}$ est le volume de perte annuel constaté ex post ;
- $P_{\text{réel}}$ est le coût unitaire passé moyen d'achat des pertes constaté (90€/MWh) ;
- $V_{\text{réf}}$ est le volume de référence calculé à partir du
 - volume d'énergie injecté réalisé;
 - du taux de pertes défini.

	2026	2027	2028	2029
Volume injection (GWh) (prévisionnel)	10394	10578	10803	10958
Volume pertes (GWh) (prévisionnel)	1011	1007	1016	1026
% Pertes	9,7 %	9,5 %	9,4 %	9,4 %

Annexe 3 : Régulation incitative de la qualité de service

Cette annexe détaille les nouvelles dispositions retenues par la CRE en complément du mécanisme en vigueur pour EDF SEI dans le cadre du TURPE 7 HTA-BT.

Pour les indicateurs correspondants à des taux, la CRE demande à EDF SEI de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

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	<i>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</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Tous les rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD programmés donc validés par le GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Montant de pénalités identique à celui facturé par 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	<p>Objectifs :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 94 % du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 ; - 95 % du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2029 ;

Incitations	<p>Incitations :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 1 270 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 1 270 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : \pm 406 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2026-2029
-------------	--

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

Calcul	<u>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</u>
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	<p><u>Objectif :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires
Incitations	<p><u>Incitations :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 38 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours. - Valeur plancher des incitations : - 72 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2026-2029

1.2. Indicateurs relatifs aux raccordements

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

Calcul	<u>Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ou dans le délai demandé par le client durant le trimestre / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Tous les raccordements en soutirage ou en injection
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	<p><u>Objectifs pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 97 % - du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2029 : 98 % <p><u>Objectifs pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 91 % - du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 92 % - du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 93 % - du 1er janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 94 %
Incitations	<p><u>Incitations pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (154 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordement envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (154 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année <p><u>Incitations pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (922 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Bonus : (922 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 259 k€ - Versement au travers du CRCP

1.2.2. Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement

Calcul	<p><u>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.</u></p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Tous les raccordements en soutirage ou en injection 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	<ul style="list-style-type: none"> - <u>pour les raccordements consommateurs BT ≤ 36 kVA en jours calendaires :</u> <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 57 jours o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 51 jours o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 46 jours o du 1er janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 40 jours - <u>pour les raccordements consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau en jours calendaires :</u> <ul style="list-style-type: none"> o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 250 jours

	<ul style="list-style-type: none"> ○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 232 jours ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 214 jours ○ du 1er janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 195 jours <p>- <u>pour les raccordements producteurs BT > 36 kVA et HTA en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 500 jours ○ du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 400 jours ○ du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 325 jours ○ du 1er janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 275 jours
Incitations	<p><u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT ≤ 36 kVA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (11 € 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 : (11 € 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 : ± 852 k€ <p><u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT > 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (15 € 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, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année - Bonus : (15 € 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, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 426 k€ <p><u>Incitations pour les raccordements producteurs BT > 36 kVA, HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (20 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des producteurs BT > 36 kVA et HTA au cours de l'année - Bonus : (20 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des producteurs BT > 36 kVA et HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 639 k€ <p>- Versement au travers du CRCP</p>

1.2.3. Incitation sur les affaires de raccordement les plus longues

Calcul	<u>Nombre d'affaires de raccordement dépassant le délai limite fixé.</u>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage ou en injection 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	<p><u>Délai maximal admissible :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - <u>pour les raccordements consommateurs BT \leq 36 kVA en jours calendaires :</u> <ul style="list-style-type: none"> o 218 jours - <u>pour les raccordements consommateurs BT > 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau, en jours calendaires :</u> <ul style="list-style-type: none"> o 957 jours - <u>pour les raccordements producteurs BT > 36 kVA et HTA :</u> <ul style="list-style-type: none"> o 1 111 jours
Incitation	<p><u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT \leq 36 kVA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 220 € par affaire au-dessus du délai maximal admissible des raccordements des consommateurs BT \leq 36 kVA au cours de l'année <p><u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT > 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 300 € par affaire au-dessus du délai maximal admissible des raccordements des consommateurs BT > 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année <p><u>Incitations pour les raccordements producteurs BT > 36 kVA et HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 400 € par affaire au-dessus du délai maximal admissible des raccordements des producteurs BT > 36 kVA et HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : - 520 k€ - Versement au travers du CRCP

1.3. Indicateurs relatifs au comptage évolué

1.3.1. Taux de télé-relevés journaliers réussis

Calcul	<p><i>Numérateur : nombre de télé-relevés des index réussis dans la journée le jour J</i></p> <p><i>Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants</i></p>
Périmètre	<p>Compteurs évolués déclarés communicants</p> <p>Hors jours de montée de version SI</p>
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	<ul style="list-style-type: none"> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 97% - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 97,5% - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 98,0% - du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 98,0%
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 : $\pm 450 \text{ k€}$

1.3.2. Taux de publication des index réels mensuels

Calcul	<i>Numérateur : nombre de séries d'index réels (i.e. télé-relevé jusqu'à J-5.) publiées mensuellement</i> <i>Dénominateur : nombre de séries d'index réels à publier mensuellement</i>
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	<ul style="list-style-type: none"> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 98,5% - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2029 : 99,0%
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 : $\pm 450 \text{ k€}$

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

Calcul	<i>Numérateur : nombre de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois</i> <i>Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants</i>
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
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	<ul style="list-style-type: none"> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 1,0%
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 : $\pm 288 \text{ k€}$

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 BT ≤ 36 kVA	Délai moyen de réalisation d'un raccordement producteur BT ≤ 36 kVA entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement et la date de mise en exploitation de l'ouvrage.	Mensuelle	2022
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre	Trimestrielle	2019
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	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	Hebdomadaire	2026
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur	Numérateur : nombre de prestations télé-opérables réalisées le jour J demandé par le fournisseur Dénominateur : nombre de prestations télé-opérables demandés par le fournisseur le jour J	Mensuelle	2018
Délai de déclenchement d'une révision de schéma S2REnR en cas d'atteinte d'un critère de déclenchement de révision	Nombre de jour entre l'atteinte d'un des critères déclenchant la révision d'un schéma et jusqu'au lancement effectif de la révision	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	2018

Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué	Mensuelle	2018
Nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI	Nombre de compteurs évolués communicants dans le SI	Mensuelle	2018
Taux de transmission quotidienne des données de consommation au fournisseur	Nombre de séries de données de consommation (index ou courbe de mesures) publiées par le SI dans le mois / nombre de séries de données de consommation à publier dans le mois	Mensuelle	2018
Taux de compteurs sans index télé-relevés par plage de délais	<p>Numérateur : nombre de compteurs évolués sans index télé-relevé depuis un délai :</p> <ul style="list-style-type: none"> - de moins d'un mois - compris entre 1 et 2 mois, 2 et 3 mois, 3 et 4 mois, 4 et 5 mois, 5 et 6 mois - de plus de 6 mois <p>Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI</p>	Mensuelle	2018
Taux d'index estimés sur demandes de résiliation	Nombre d'index estimés sur demandes de résiliation / Nombre de demandes de résiliation	Mensuelle	2018
Nombre de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation, par nature	Nombre de réclamations liées aux données de consommation émises par des clients finals ou le fournisseur ouvertes dans le mois M par nature (total, qualité des données affichées, accès au portail, accès aux données, autres motifs)	Mensuelle	2018
Taux de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation	Nombre de réclamations liées aux données de consommations émises par des clients finals ou le fournisseur au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes depuis le début de l'année N / nombre de compteurs évolués posés depuis le début de l'année N	Mensuelle	2018

Annexe 4 : Régulation incitative de la qualité d'alimentation

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

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. Mécanisme de pénalités pour les coupures longues

Le mécanisme décrit ci-après est applicable à EDF SEI. Le versement de cette pénalité ou de cet abattement ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité du GRD selon les voies de droit commun.

Calcul	Pénalité forfaitaire déclinée par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure
Périmètre	<ul style="list-style-type: none">- Toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par le GRD, y compris lors d'événements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures- En cas de coupure de plus de 20 % de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité ne sera pas versée aux consommateurs coupés sur le territoire métropolitain continental- En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public situé en amont de ceux gérés par le GRD, le montant des pénalités que ce dernier est amené à verser aux consommateurs concernés lui est remboursé par le gestionnaire de réseau amont- Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage

Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, la pénalité est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure - Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, la pénalité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure - Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure <p><i>EDF SEI garde la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, de réduire les montants des pénalités applicables, par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations devront être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne pourront être inférieurs à 10 % de ces montants. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel. EDF SEI devra, le cas échéant, rendre public et transmettre à la CRE le facteur proportionnel de réduction qu'il met en œuvre.</i></p>
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2017

3. Qualité d'alimentation

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la qualité d'alimentation d'EDF SEI ainsi que les incitations financières correspondantes.

L'incitation financière d'EDF SEI cumulée des trois indicateurs relatifs aux durées et fréquences moyennes de coupure est plafonnée à ±5 M€ par an pour la période 2026-2029.

3.1. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de EDF SEI donnant lieu à incitation financière

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

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{20} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
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	(DMC_{Nref}^{BT}) : <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 250

²⁰ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

	<ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 247 ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 241 ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 232
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $87 \text{ k€}/\text{minute} \times (\text{DMC}_{\text{Nref}}^{\text{BT}} - \text{DMC}_N^{\text{BT}})$ - Versement au travers du CRCP
Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, est définie par :</p> $\text{DMC}_N^{\text{BT}} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{21} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes
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	<p>($\text{DMC}_{\text{Nref}}^{\text{BT}}$) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 250 ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 247 ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 241 ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 232
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $87 \text{ k€}/\text{minute} \times (\text{DMC}_{\text{Nref}}^{\text{BT}} - \text{DMC}_N^{\text{BT}})$ - Versement au travers du CRCP

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

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA ($\text{DMC}_N^{\text{HTA}}$), également appelée critère M, est définie par :</p> $\text{DMC}_N^{\text{HTA}} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{22} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- $\text{DMC}_N^{\text{HTA}}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors cause
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	<p>($\text{DMC}_{\text{Nref}}^{\text{HTA}}$) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 224 ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 214 ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 203 ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 192
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $111 \text{ k€}/\text{minute} \times (\text{DMC}_{\text{Nref}}^{\text{HTA}} - \text{DMC}_N^{\text{HTA}})$ - Versement au travers du CRCP

²¹ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

²² *Ibid.*

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

Calcul	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT ($FM C_N^{BT}$), également appelée critère F – BT, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et</p> $FM C_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{23} \text{ et brèves}^{24} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- $FM C_N^{BT}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes
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	<p>($FM C_{Nref}^{BT}$) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 3,7 coupures/an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $73 \text{ k€}/\text{coupure annuelle} \times (FM C_{Nref}^{BT} - FM C_N^{BT})$ - Versement au travers du CRCP

3.2. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de EDF SEI ne donnant pas lieu à incitation financière

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Critère F-HTA	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA ($FM C_N^{HTA}$), également appelée critère F-HTA, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p> $FM C_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{25} \text{ et brèves}^{26} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Trimestrielle	2020

²³ Ibid.

²⁴ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

²⁵ Ibid.

²⁶ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

Annexe 5 : Régulation incitative du placement des plages temporelles

1. Objectifs cibles à atteindre pour chaque territoire

	Au 31/12/2026	Au 31/12/2027	Au 31/12/2028	Au 31/12/2029	Niveau d'incitation (k€)
Corse (incitée)	30%	50%	75%	90%	Pour les exercices 2026 à 2029 : Bonus : 6 k€/an Malus : 0,5 k€/%/mois Plafond : 34 k€/an
Guadeloupe (suivi pour 2026)	20%	40%	<i>A définir</i>	<i>A définir</i>	Pour les exercices 2027 à 2029 : Bonus : 6 k€/an Malus : 0,5 k€/%/mois Plafond : 34 k€/an
Réunion (suivi pour 2026)	20%	40%	<i>A définir</i>	<i>A définir</i>	
Martinique (suivi pour 2026)	20%	40%	<i>A définir</i>	<i>A définir</i>	
Guyane (suivi pour 2026)	23%	25%	<i>A définir</i>	<i>A définir</i>	

Pour chaque territoire, EDF SEI perçoit un bonus lorsque l'objectif est atteint au 31 décembre de l'année N, et un malus s'il n'est pas atteint. L'incitation perçue par EDF SEI est égale à la somme des incitations calculées pour chaque territoire.

Afin de limiter le risque pour l'opérateur, la CRE a proposé de mettre en place un plafond de pénalités égal à 34 k€ pour 2026 et à 170 k€/an pour les années suivantes.

2. Livrables attendus pour les travaux devant être menés par EDF SEI dans les autres ZNI que la Corse

- Pour la Guadeloupe et la Réunion : les résultats des phases pilotes et analyses comprenant notamment :
 - Données générales ;
 - Analyse de l'impact potentiel sur la courbe de charge si extrapolation à l'ensemble des clients HCS ;
 - Etude réseau (comparatif économique des scénarios HCS/pas d'HCS connaissant les trajectoires de développement du PV) ;
 - Etude système (impact CSPE) ;
 - Proposition d'une trajectoire de déploiement des HCS.
- Pour les autres territoires (les résultats des REX Guadeloupe/Réunion sur le comportement client pourront être extrapolés) :
 - Analyse de l'impact potentiel sur la courbe de charge si extrapolation à l'ensemble des clients HCS ;
 - Etude réseau (comparatif économique des scénarios HCS/pas d'HCS connaissant les trajectoires de développement du PV) ;
 - Etude système (impact CSPE) ;
 - Proposition d'une trajectoire de déploiement des HCS.

Annexe 6 : Régulation incitative des coûts unitaires d'investissement d'EDF SEI (annexe confidentielle)