

CONSULTATION PUBLIQUE N°2025-11

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie 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

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, 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.

La présente consultation aborde plusieurs questions relatives à la tarification des réseaux de distribution d'électricité :

- d'une part, elle présente des évolutions portant modification des TURPE 7 HTA-BT et HTB : ces dernières apportent des précisions sur les zones éligibles au tarif optionnel injection-soutirage qui s'appliquera à compter du 1^{er} août 2026, envisagent l'introduction d'indicateurs de qualité de services financièrement incités pour les entreprises locales de distribution (ELD) desservant plus de 100 000 clients au FPE forfaitaire et envisagent de permettre l'attribution d'heures creuses méridiennes aux utilisateurs des réseaux ;

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

- d'autre part, elle présente les orientations préliminaires de la CRE sur le cadre de régulation que la CRE envisage de retenir pour EDF SEI, EEWf et Gérédis sur la période 2026-2029, ainsi que les orientations de la CRE concernant les niveaux de dotations dont bénéficieront les GRD au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) sur cette même période ;
- Enfin, elle précise le niveau de dotation prévisionnelle d'EDM envisagé pour 2026².

La CRE souhaite recueillir l'avis des parties prenantes sur les modifications des TURPE 7 HTA-BT et HTB qu'elle envisage ainsi que sur l'ensemble des éléments constitutifs des dotations prévisionnelles avant de prendre sa décision, prévue au début de l'année 2026 sur les dotations au titre du FPE pour EDF SEI, EEWf et Gérédis sur la période 2026-2029.

1. Modifications des TURPE HTA-BT et HTB

Tarification injection-soutirage

La CRE a introduit, pour la période TURPE 7, une tarification optionnelle pour les sites d'injection-soutirage pour les inciter à adopter un fonctionnement contracyclique en fonction de la zone de réseau dans laquelle ils se situent (par exemple, une incitation à injecter lorsque les autres utilisateurs de la zone soutirent fortement). Afin de rendre cohérentes les listes des zones en HTA et en HTB et de les mettre en adéquation avec les contraintes globales pour le réseau, la CRE envisage d'étendre la définition des zones d'injection en HTA aux poches situées en aval des zones d'injection définies par RTE. Par ailleurs, la CRE envisage d'intégrer les postes HTA, HTB 2 et HTB 1 créés au cours de la période TURPE 7 dans les listes des zones, selon la même catégorisation que le poste du même niveau de tension géographiquement le plus proche.

Indicateurs de qualité de service pour les ELD au FPE forfaitaire

Le TURPE 7 a défini des indicateurs de qualité de service et d'alimentation des ELD desservant plus de 100 000 clients au FPE forfaitaire : 2 indicateurs font l'objet d'incitations financières versées directement aux clients (rendez-vous non respectés et indemnités pour coupures longues), et 12 sont suivis.

La CRE considère qu'il est important que l'ensemble des GRD, quel que soit leur mode de financement, soit incité à la meilleure performance en termes de qualité d'alimentation et de durée de raccordements. La CRE envisage ainsi d'introduire des incitations financières pour les ELD de plus de 100 000 clients sur la durée moyenne de coupure en BT et HT (critère B et critère M) et le délai moyen de raccordement pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA.

Tenant compte du fait que ces ELD ne possèdent pas de mécanisme de CRCP, la CRE envisage un solde des bonus (respectivement malus) via un versement de (respectivement vers) Enedis.

Modification des nouvelles règles d'attribution des heures creuses

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

Compte tenu de la progression de la production photovoltaïque, Enedis demande la levée de la limitation du placement des heures creuses méridiennes pour permettre le lissage des consommations sur les heures solaires.

En conséquence, la CRE envisage de permettre l'attribution d'heures creuses méridiennes entre 11h et 14h.

² compte tenu des travaux de rétablissement du réseau consécutif au passage du cyclone Chido en 2024, la CRE a prévu que les travaux tarifaires seraient reportés à 2026

2. Dotation FPE 2026-2029 d'EDF SEI, Gérédis et EEWf

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 en transmettant 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.

Principaux enjeux de la dotation FPE 2026-2029 pour EDF SEI, Gérédis et EEWf

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

La période tarifaire à venir sera marquée par des politiques volontaristes d'électrification des usages, notamment dans la mobilité, et par la croissance de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ce contexte, couplé à la nécessité d'améliorer la résilience des réseaux face aux aléas climatiques, implique pour EDF SEI des dépenses prévisionnelles d'investissement en hausse significative (de 284 M€ en 2024 à 355 M€ en 2029). La dotation FPE doit accompagner cette croissance, tout en incitant l'opérateur à viser un haut degré d'efficacité et une qualité de service à un niveau élevé.

Les réseaux devront se développer au rythme de la progression de l'électrification et du développement des EnR, en portant une attention particulière au raccordement et en gérant la stabilité du système. Le développement des EnR, notamment le solaire photovoltaïque, a connu une forte croissance et devrait continuer à s'accélérer. 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 FPE doit accompagner cette croissance de l'activité, tout en renforçant les incitations des opérateurs pour viser un haut degré d'efficacité et de qualité de service, au regard des moyens donnés.

Enjeux spécifiques à EDF SEI et EEWf (ZNI)

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 les opérateurs des dépenses prévisionnelles d'investissement en hausse significative (de 284 M€ en 2024 à 355 M€ en 2029 pour EDF SEI).

Malgré des actions engagées par EDF SEI et qui ont permis des améliorations, les délais de raccordement et les durées de coupures restent à des niveaux élevés. 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 permet de déplacer des consommations aux meilleurs moments de la journée pour le réseau. La CRE envisage donc, dans la présente consultation, qu'EDF SEI engage sur la période une optimisation du placement des heures creuses dans les territoires pertinents, à savoir la Corse, La Réunion et la Guadeloupe.

Enfin, EEWf lancera sur la période un projet de stockage d'électricité, d'une ampleur significative, avec un enjeu fort pour permettre le développement des projets de production photovoltaïque.

Enjeux spécifiques à Gérédis

Gérédis a accepté d'être l'entreprise pilote pour mettre en œuvre le projet de portail aiguilleur, qui simplifiera les processus SI pour les fournisseurs et vise à favoriser le développement de la concurrence, insuffisante dans les territoires des ELD. La CRE salue cette initiative et l'implication forte de Gérédis dans sa mise en œuvre.

Gérédis mettra également en œuvre la réforme d'optimisation du placement des heures creuses, selon les mêmes règles qu'Enedis, définies dans la délibération portant décision sur le TURPE 7 HTA-BT.

Niveau prévisionnel des dotations annuelles

Les opérateurs demandent des hausses des charges à couvrir, mais compensées en partie par la hausse du TURPE au 1^{er} février 2025

Les opérateurs ont formulé des demandes d'évolution du niveau de leurs dotations annuelles, exposant leurs prévisions de coûts pour la période 2026-2029, ainsi que leurs demandes relatives au cadre de régulation.

Les charges totales à couvrir, composées des charges nettes d'exploitation, des charges du système électrique et des charges de capital sont en forte hausse pour tous les opérateurs.

	Nombre de points de livraison desservis en 2024	Total des charges à couvrir		Evolution
		En M€ courants / an Réalisé 2022-2024	Demande 2026-2029	
EDF SEI	1 270 336	686,5	807,5	+18 %
Gérédis	168 834	101,9	122,0	+20 %
EEWF	4 107	4,8	7,3	+51 %

Une augmentation des besoins de charges nettes d'exploitation

Les opérateurs prévoient une croissance de leur besoin de charges nettes d'exploitation en lien avec leur hausse d'activité :

- EDF SEI demande 336,1 M€/an soit une hausse de 20 % (56,1 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2024, portée par une hausse des besoins de maintenance supplémentaire HTB, d'exploitation du réseau et d'élagage ;
- Gérédis demande 41,3 M€/an soit une hausse de 34 % (10,4 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2024, portée par les besoins d'entretien des postes sources ainsi qu'à l'augmentation des coûts informatiques ;
- EEWF demande 5,1 M€/an soit une hausse de 35 % (1,3 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2024, liée principalement l'exploitation des actifs de stockage.

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

Une forte hausse des charges de capital

Les opérateurs prévoient une augmentation significative de leurs investissements dans un contexte de transformation et modernisation de leur réseau.

- EDF SEI demande 369,9 M€/an soit une hausse de 34 % (94,4 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 relative au risque géographique spécifique des territoires et d'importants investissements sur le réseau ;

- Gérédis demande 59,8 M€/an soit une hausse de 28 % (13,0 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2024, portée, d'une part, par la mise en service de cinq transformateurs et cinq postes sources et, d'autre part, par une l'application des paramètres de rémunération du TURPE 7 HTA-BT ;
- EEWf demande 2,0 M€/an soit une hausse de 129 % (1,1 M€/an) en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2022-2024, portée, d'une part, par de nouveaux investissements dans des actifs de stockage et, d'autre part, par l'application des paramètres de rémunération du TURPE 7 HTA-BT.

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

La période 2022-2025 a connu une forte hausse des prix de l'électricité qui s'est répercutée sur le prix d'achat des pertes des opérateurs. Le retour progressif à un niveau d'avant crise assure une baisse prévisible du coût d'achat des pertes pour les opérateurs comprise entre 20 et 40 % selon l'opérateur.

- EDF SEI demande 101,5 M€/an en moyenne sur la période future soit 22 % (-29,4 M€/an) de moins que la période 2022-2024 ;
- Gérédis demande 20,9 M€/an en moyenne sur la période future soit 14 % (-3,3 M€/an) de moins que la période 2022-2024 ;
- EEWf demande 0,2 M€/an en moyenne sur la période future soit 12 % (0,02 M€/an) de plus que la période 2022-2024.

Pour EEWf, la baisse des prix est compensée, d'une part, par la hausse du volume des pertes lié à la croissance forte de la consommation et, d'autre part, par l'introduction de charges de services système.

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 couvert 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, Gérédis et EEWf prévoient des hausses des soutirages prévisionnels et des recettes tarifaires tirées par la hausse du TURPE, du nombre de raccordements et la croissance globale de leurs parcs respectifs.

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

Synthèse du niveau de dotation demandé

Les dotations annuelles des opérateurs 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 les opérateurs 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 :

En M€ courant		Réalisé 2022-2024	Demande 2026-2029	Evolution
EDF SEI	Dotation globale	238,6*	195,4	-18 %
	Charges nettes d'exploitation	280,0	336,1	20 %
	Charges du système électrique	131,0	101,5	-22 %
	Charges de capital normatives	275,5	369,9	34 %
	<i>Recettes TURPE</i>	<i>461,8</i>	<i>612,2</i>	<i>33 %</i>
Gérédis	Dotation globale	25,0*	27,6	10 %

	Charges nettes d'exploitation	30,9	41,3	34 %
	Charges du système électrique	24,2	20,9	-14 %
	Charges de capital normatives	46,8	59,8	28 %
	<i>Recettes TURPE</i>	<i>78,7</i>	<i>94,4</i>	<i>20 %</i>
	Dotation globale	3,6*	5,6	55 %
EEWF	Charges nettes d'exploitation	3,8	5,1	35 %
	Charges du système électrique	0,2	0,2	12 %
	Charges de capital normatives	0,9	2,0	129 %
	<i>Recettes TURPE</i>	<i>1,3</i>	<i>1,7</i>	<i>32 %</i>

*résultat du calcul de l'évolution annuelle comprenant les résultats des incitations

La CRE envisage des ajustements sur la demande des opérateurs

A ce stade, la CRE envisage une hausse des charges à couvrir moins forte que celle demandée par les gestionnaires de réseaux. La consultation publique présente des fourchettes à l'intérieur desquelles la CRE envisage de fixer les différentes composantes de leur revenu autorisé pour la période 2026-2029 :

- pour les charges d'exploitation hors système électrique, la borne basse est constituée de la prise en compte de l'ensemble des ajustements proposés par l'auditeur et des ajustements complémentaires de la CRE. La demande des opérateurs constitue la borne haute ;
- les charges d'exploitation relatives au système électrique ont été directement analysées par la CRE : ses ajustements constituent la borne basse, et la demande des opérateurs constitue la borne haute ;
- pour la rémunération du capital, la CRE envisage à ce stade de retenir les mêmes paramètres de rémunération que ceux fixés dans le TURPE 7 pour Enedis pour les actifs relevant de la 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 %). La CRE n'envisage pas à ce stade de retenir une prime de rémunération des actifs au titre du risque géographique spécifique aux enjeux des ZNI, telle que demandée par EDF SEI. La CRE estime en effet que le cadre tarifaire envisagé couvre déjà largement les coûts et risques spécifiques aux ZNI ;
- à ce stade, la CRE envisage de retenir la trajectoire d'investissement proposée par les opérateurs, à l'exception des charges du projet de compteur évolué d'EEWF et en incluant les charges du portail commun à la trajectoire de Gérédis.

Dotations prévisionnelles et total des charges à couvrir envisagés par la CRE

Les ajustements cumulés de l'auditeur et de la CRE pourraient mener aux évolutions des dotations moyennes sur la période exprimées en borne basse :

En M€	Dotation moyenne 2022-2024 Réalisé	Dotation moyenne 2026-2029 Borne haute		Dotation moyenne 2026-2029 Borne Basse	
EDF SEI	238,6	195,4	-18%	145,0	-39%
Gérédis	25,0	27,6	10%	23,6	-5%
EEWF	3,6	5,6	55%	4,8	32%

En M€	Total des charges à couvrir 2022-2024 Réalisé	Total des charges à couvrir 2026-2029 Borne haute		Total des charges à couvrir 2026-2029 Borne Basse	
EDF SEI	686,5	807,5	18%	757,1	10%
Gérédis	101,9	122,0	20%	118,0	16%
EEWF	4,8	7,3	51%	6,5	34%

Dotation prévisionnelle d'EDM pour l'année 2026

Pour EDM, compte tenu des travaux de rétablissement du réseau consécutif au passage du cyclone Chido en 2024, la CRE a prévu que les travaux tarifaires seraient reportés à 2026.

Ainsi, pour le calcul de la dotation prévisionnelle de 2026, la CRE envisage de retenir le revenu prévisionnel 2025 corrigé de l'inflation. Cela correspond à une dotation prévisionnelle 2026 de 21,9 M€.

Optimisation du placement des heures creuses dans les ZNI

De la même manière qu'en 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.

Dans la délibération TURPE 7 HTA-BT, la CRE a demandé à EDF SEI de travailler à la prise en compte des enjeux locaux des réseaux dans l'affectation des régimes d'heures creuses de telle sorte que des règles spécifiques pour les ZNI puissent être définies dans la délibération FPE.

La première expérimentation menée en Corse par EDF SEI permet d'envisager l'optimisation du placement des heures, en attribuant des heures sur la journée à une cible de 83 000 clients disposant de tarifs HP/HC.

Pour les autres territoires, EDF SEI a réalisé des premières études, qui doivent être affinées pour déterminer le volume cible d'utilisateurs qui pourront bénéficier d'heures creuses en journée. A ce stade, la CRE envisage de retenir des volumes de bascules correspondant à l'atteinte de l'optimum économique pour le territoire, c'est-à-dire dès que l'optimisation d'un client permet de réaliser des gains marginaux pour le système.

De façon complémentaire aux évolutions envisagées dans la présente CP, la CRE mènera une seconde consultation publique portant sur l'évolution des signaux tarifaires en ZNI et visant notamment à renforcer l'attractivité de l'option HP/HC sur ces territoires. En effet, le signal tarifaire induit par les TRVE constitue un levier complémentaire à celui de l'optimisation du placement des heures pleines et des heures creuses pour renforcer l'intérêt du signal HP/HC pour le système électrique. A ce titre, la CRE veillera à assurer une cohérence entre les signaux tarifaires portés par les TRVE et par le TURPE.

Cadre de régulation

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

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

En ce qui concerne les délais de raccordement, sur la période 2022-2024, les performances d'EDF SEI se sont avérées inférieures aux objectifs, malgré l'amélioration de la performance sur certains segments, notamment « BT $\leq$ 36 kVA ». Les performances de Gérédis ont également été en-dessous des objectifs visés avec une dégradation importante du délai moyen de raccordement pour les consommateurs BT $\leq$ 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 propose ainsi de renforcer le niveau et les plafonds des incitations sur les raccordements au réseau de distribution.

Pour la qualité d'alimentation, EDF SEI n'a jamais atteint les objectifs pour le critère M et ne l'a atteint qu'une fois pour le critère B. Si le contexte climatique s'est dégradé sur la période 2022-2024, EDF SEI engage des investissements significatifs dans son réseau qui justifient la définition d'objectifs ambitieux pour la période suivante. Gérédis obtient des résultats contrastés avec l'atteinte des objectifs au global mais une année 2023 marquée par des résultats dégradés.

Les enjeux spécifiques, notamment géologiques et climatiques, seront pris en compte pour l'élaboration de ce cadre de régulation, ainsi que le bilan des événements exceptionnels récents. Cela se traduit notamment par une proposition d'ajustement des mécanismes de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles et de pénalités pour coupures longues.

En ce qui concerne la qualité de service et notamment celle associée au comptage évolué, EDF SEI et Gérédis ont été globalement en ligne avec les objectifs fixés. La CRE se félicite de la gestion par les opérateurs de ces projets de comptage évolué qui ont été réalisés avec un niveau de dépenses inférieur aux prévisions et dont les chaînes communicantes ont atteint un haut niveau de performance.

Compte tenu des volumes d'investissements significatifs pour EDF SEI, la CRE envisage de renforcer les incitations à la maîtrise des coûts, avec l'introduction d'incitations sur des budgets cibles pour les projets d'un montant supérieur à 20 M€. La CRE prévoit également l'extension du mécanisme d'incitation des coûts unitaires aux postes HTA, dont la trajectoire est en forte hausse sur la période à venir.

Enfin, le cadre de régulation envisagé prévoit une incitation pour EDF SEI, Gérédis et EEWf à réaliser les projets considérés comme prioritaires dans les meilleurs délais :

- pour EDF SEI :
 - la mise en place, au 1^{er} janvier 2028, d'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 ;
 - la réalisation des ouvrages prioritaires des S2REnR dans les délais prévus ;
- pour Gérédis, la mise en œuvre du portail fournisseur commun au 1^{er} janvier 2029 ;
- pour EEWf : la mise en service des stockages d'électricité à Wallis et Futuna, en janvier 2026 et en janvier 2027.

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

Paris, le 10 octobre 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le **23 novembre 2025**, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

Sommaire

1. Liste des questions	12
2. Compétences de la CRE.....	14
3. Evolutions envisagées relatives au TURPE 7	15
3.1. Qualité de service et d'alimentation des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leur compte par la CRE.....	15
3.1.1. Rappel des indicateurs en vigueur.....	15
3.1.2. Propositions d'évolutions du dispositif.....	16
3.2. Tarification injection-soutirage	17
3.2.1. Contexte.....	17
3.2.2. Nombre de zones en injection et cohérence géographique entre niveaux de tension	18
3.2.3. Traitement des postes créés pendant la période TURPE 7	20
3.3. Placement des heures creuses méridiennes.....	21
4. Dotation FPE 2026-2029 de EDF SEI, Gérédis et EEWf et dotation 2026 d'EDM	21
4.1. Cadre de régulation tarifaire pour EDF SEI, Gérédis et EEWf	22
4.1.1. Grands principes tarifaires	22
4.1.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts.....	28
4.1.3. Régulation incitative des raccordements au réseau.....	43
4.1.4. Régulation incitative de la qualité de service	49
4.1.5. Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué	53
4.1.6. Régulation incitative de la qualité d'alimentation	57
4.1.7. Régulation incitative de l'innovation et de la R&D.....	62
4.1.8. Régulation incitative des projets prioritaires	64
4.1.9. Régulation incitative du placement des plages temporelles	68
4.1.10. Evolution des niveaux de la régulation incitative.....	68
4.2. Niveau de dotation	70
4.2.1. Charges nettes d'exploitation (hors charges du système électrique).....	70
4.2.2. Charges du système électrique	78
4.2.3. Paramètres de rémunération	82
4.2.4. Investissements	84
4.2.5. Trajectoire des charges de capital.....	87
4.2.6. Charges à couvrir prévisionnelles.....	90

4.2.7. Hypothèses d'évolution du nombre de clients et des volumes acheminés	92
4.2.8. Niveau de dotation prévisionnel pour la période FPE 2026-2029	94
4.2.9. Niveau de la dotation prévisionnelle 2026 pour EDM	96
4.3. Structure	97
4.3.1. Placement des plages d'heures creuses en ZNI	97
4.3.2. Composante additionnelle pour comptage non communicant.....	103

Annexe 1 : Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau.....	105
--	------------

Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité de service.....	106
---	------------

1. Indicateurs donnant lieu à incitation financière	106
--	------------

1.1 Indicateurs relatifs à la qualité de service	106
1.1.1 Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD.....	106
1.1.2 Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	106
1.1.3 Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires.....	107
1.1.4 Taux de réclamations multiples	108
1.2 Indicateurs relatifs aux raccordements	108
1.2.1 Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	108
1.2.2 Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement.....	110
1.3 Indicateurs relatifs au comptage évolué.....	113
1.3.1 Taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement.....	113
1.3.2 Taux de télé-relevés journaliers réussis	113
1.3.3 Taux de publication des index réels mensuels	114
1.3.4 Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois.....	115
1.3.5 Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur.....	116

2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi	116
--	------------

Annexe 3 : Régulation incitative de la qualité d'alimentation	121
--	------------

Annexe 4 : Régulation incitative des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leur compte par la CRE.....	125
--	------------

1. Liste des questions

Évolutions envisagées relatives au TURPE 7

La partie 3 de la présente consultation publique (cf p.15) porte sur des évolutions envisagées relatives au TURPE 7.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- la qualité de service et d'alimentation des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leurs comptes par la CRE (cf. p.15)

Question 1 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant l'incitation des délais de raccordement de la qualité d'alimentation des ELD de plus de 100 000 clients ne faisant pas l'objet d'analyse de leurs comptes par la CRE ?

- la tarification injection-soutirage (cf. p.17)

Question 2 Êtes-vous favorable aux modifications de critères techniques de définition des zones et aux évolutions des listes envisagées par la CRE pour la composante injection-soutirage ?

- le placement des heures creuses (cf. p.21**Erreur ! Signet non défini.**)

Question 3 Êtes-vous favorable à l'autorisation d'attribution d'heures creuses méridiennes entre 11h et 14h ?

Cadre de régulation tarifaire du FPE d'EDF SEI, Gérédis et EEWf pour 2026-2029

La partie 4.1 de la présente consultation publique (cf. p.22**Erreur ! Signet non défini.**) porte sur le cadre de régulation tarifaire actuellement en vigueur pour les ELD, ainsi que les évolutions envisagées par la CRE pour la période FPE 2026-2029.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- les grands principes tarifaires (cf. p.4.1.1**Erreur ! Signet non défini.**)

Question 4 Êtes-vous favorable à la séparation de la BAR existante entre une BAR HTA-BT rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTA-BT et une BAR HTB rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTB ?

Question 5 Êtes-vous favorable à la prise en compte des données de court terme dans la fixation des taux de rémunération afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ?

Question 6 Êtes-vous favorable à l'orientation de la CRE de ne pas appliquer une prime géographique sur la rémunération du capital pour les ZNI ?

Question 7 Concernant les actifs d'EDF SEI sujets au risque d'allongement de la durée des travaux en ZNI, êtes-vous favorable à l'élargissement de l'assiette des IEC éligibles à la rémunération au coût de la dette ? Avez-vous une remarque sur une limitation éventuelle de cette assiette (par exemple, un montant minimum par projet d'investissement ou une durée) ?

Question 8 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE concernant le maintien du traitement des actifs sortis de l'inventaire (coûts échoués et actifs cédés) pour la période FPE 2026-2029 ?

Question 9 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de plafonner les montants de l'incitation des coûts unitaires pour le projet de comptage évolué d'EDF SEI et de Gérédis à la fin de la période de déploiement massif (2024 pour EDF SEI et 2027 pour Gérédis) ?

Question 10 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE sur la construction du revenu autorisé des opérateurs ?

- la régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation (cf. p.28)

Question 11 Êtes-vous favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation, ainsi qu'aux orientations préliminaires envisagées par la CRE pour le périmètre couvert par le CRCP pour la période 2026-2029 ?

Question 12 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des pertes pour la période 2026-2029 ?

Question 13 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour le cadre de régulation relative aux aléas climatiques ?

Question 14 Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative conditionnant la couverture des charges d'exploitation des actifs de stockage à la date de mise en service ?

- la régulation incitative des investissements (cf. p.40)

Question 15 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ?

Question 16 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant l'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets sur le niveau HTB et des investissements au bénéfice de la société ?

- la régulation incitative des raccordements (cf. p.43)

Question 17 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la régulation incitative des raccordements pour la période 2026-2029 ?

- la régulation incitative de la qualité de service (cf. p.49)

Question 18 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période 2026-2029 ?

- la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué (cf. p.53)

Question 19 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur le maintien et l'extension de la régulation incitative de la performance des systèmes de comptage évolué de Gérédis et EDF SEI pour la période 2026-2029 ?

Question 20 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant le plafonnement de la régulation incitative des coûts unitaires pour les projets de comptage évolué de Gérédis et EDF SEI ? Avez-vous des remarques concernant le plafond envisagé ?

- la régulation incitative de la qualité d'alimentation (cf. p.57)

Question 21 Partagez-vous les modalités envisagées par la CRE pour les 4 indicateurs de qualité d'alimentation ?

- la régulation incitative de l'innovation et de la R&D (cf. p.62)

Question 22 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant le maintien du cadre de régulation incitative de la R&D pour EDF SEI et Gérédis ?

Question 23 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la suppression du guichet « projets de réseaux électriques intelligents » pour EDF SEI et Gérédis ?

- la régulation incitative des projets prioritaires (cf. p.64)

Question 24 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant les évolutions du cadre de régulation incitative des projets prioritaires pour les opérateurs ?

- la régulation incitative du placement des plages temporelles (cf. p.68)

Question 25 Avez-vous des remarques concernant les modalités de régulation incitative du placement des plages temporelles envisagées par la CRE ?

- l'évolution des niveaux de la régulation incitative (cf. p.68)

Question 26 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la hausse des plafonds des régulations incitatives de qualité de service, de qualité d'alimentation, de coûts unitaires et des raccordements ?

Niveau tarifaire du FPE d'EDF SEI, Gérédis et EEWf pour 2026-2029 et EDM pour 2026

La partie 4.2 de la présente consultation publique (cf. p. 70) porte sur la demande tarifaire des opérateurs, les résultats des audits sur les charges nettes d'exploitation et le taux de rémunération, ainsi que les ajustements préliminaires de la CRE concernant le niveau du revenu autorisé des opérateurs pour la période tarifaire 2026-2029.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- les charges nettes d'exploitation (cf. p.70)

Question 27 Avez-vous des observations sur l'analyse préliminaire de la CRE relative aux charges nettes d'exploitation des opérateurs sur la période 2026-2029 ?

- les charges du système électrique (cf. p.78)

Question 28 Avez-vous des observations sur le niveau des charges de système électrique envisagé par la CRE sur la période 2026-2029 ?

- les paramètres de rémunération (cf. p.82)

Question 29 Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération envisagés pour la période FPE 2026-2029 ?

- les investissements (cf. p.84)

Question 30 Avez-vous des remarques sur les trajectoires d'investissements proposées par EDF SEI, Gérédis et EEWf ?

- les charges de capital (cf. p.87)

Question 31 Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges de capital pour EDF SEI, Gérédis et EEWf sur la période FPE 2026-2029 ?

- Niveau de dotation prévisionnelle 2026 pour EDM (cf. p.96)

Question 32 Êtes-vous favorable aux modalités envisagées par la CRE pour fixer la trajectoire tarifaire 2026 d'EDM ?

Placement des heures creuses en ZNI

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- Le placement des heures creuses en ZNI (cf. p.97)

Question 33 Êtes-vous favorable aux modalités de mise en œuvre des heures creuses diurnes en ZNI envisagées par la CRE ?

Autres

Question 34 Avez-vous d'autres remarques concernant la consultation publique ?

2. 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.

3. Evolutions envisagées relatives au TURPE 7

3.1. Qualité de service et d'alimentation des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leurs comptes par la CRE

3.1.1. Rappel des indicateurs en vigueur

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

Le TURPE 7 a défini la liste suivante des indicateurs de qualité de service et d'alimentation des entreprises locales de distribution (ELD) desservant plus de 100 000 clients (à l'exception de celles ayant opté pour l'analyse de leurs comptes par la CRE tel que prévu par les dispositions du 4^e alinéa de l'article L. 121-29 du code de l'énergie) :

- 2 indicateurs incités financièrement (via un versement direct au client) :
 - Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD
 - Mécanisme de pénalités pour les coupures longues
- 12 indicateurs suivis :
 - Nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs
 - Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires
 - Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA
 - Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs
 - Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs

- Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs
- Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs
- Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement par catégorie de raccordement
- Durée moyenne de coupure en BT (critère B)
- Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)
- Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)
- Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)

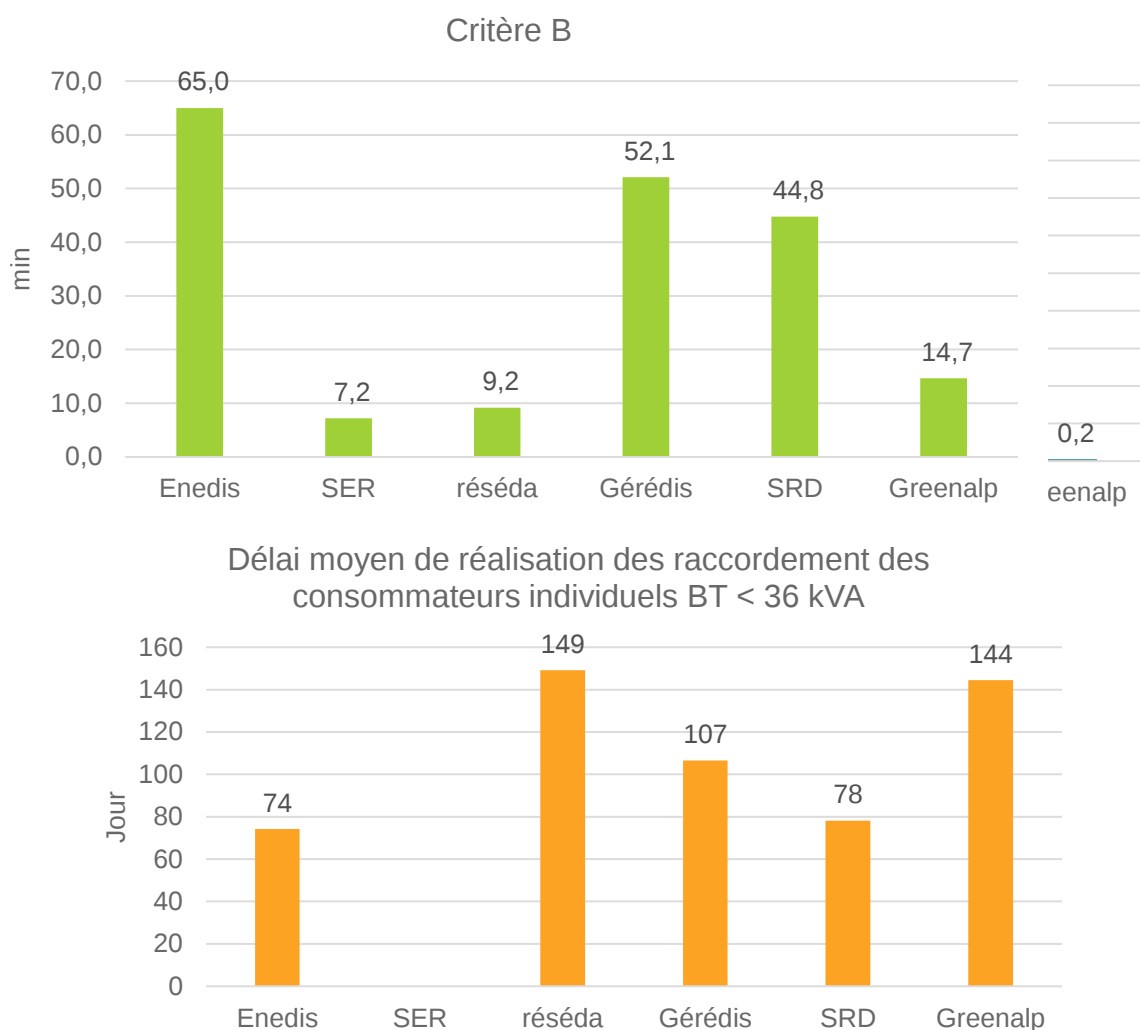


Figure 1: Résultats moyens de la qualité de service des ELD à la méthode forfaitaire sur la période 2021-2024

Strasbourg Electricité Réseaux (SER) indique que les résultats de l'indicateur sur le délai moyen de raccordement par catégorie ne sont pas disponibles dans leur SI malgré la demande de suivi inscrite dans le TURPE 6. La CRE demande à SER de résoudre au plus vite cette situation et de communiquer l'historique des résultats. Une pénalité à hauteur du plancher de l'incitation, qui sera défini dans la délibération finale, est envisagée.

3.1.2. Propositions d'évolution du dispositif

La CRE envisage d'introduire des incitations financières pour les ELD de plus de 100 000 clients sur les indicateurs principaux suivants :

- Durée moyenne de coupure en BT et HT (critère B et critère M) ;

- Délai moyen de raccordement pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA.

Tenant compte du fait que ces ELD ne possèdent pas de mécanisme de CRCP, la CRE envisage un solde des bonus (respectivement malus) via un versement de (respectivement vers) Enedis. En pratique, les données des indicateurs devront être remontées à la CRE par les ELD au plus tard le 30 avril de chaque année afin que les incitations soient calculées et soldées simultanément aux processus d'évolutions annuelles.

Ce poste de reversement des incitations aux ELD serait pris à 100 % au CRCP pour Enedis. Ainsi, ces incitations seraient reversées (respectivement financées) à (respectivement par) l'ensemble des utilisateurs du territoire français en cas de malus (respectivement bonus).

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

Au stade de la consultation publique, les niveaux et les plafonds d'incitation envisagés sont identiques à ceux de Gérédis. Les plafonds ainsi envisagés sont de 360 k€/an pour les deux indicateurs de qualité d'alimentation et 75,2 k€/an pour le délai moyen de raccordement. Les objectifs envisagés tiennent compte de la performance réalisée par les ELD en question avec une hausse des performances reflétant l'amélioration demandée à Enedis dans le cadre du TURPE 7. L'ensemble des paramètres de ces indicateurs est précisé en annexe.

Question 1 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant l'incitation des délais de raccordement et de la qualité d'alimentation des ELD de plus de 100 000 clients ne faisant pas l'objet d'analyse de leurs comptes par la CRE ?

3.2. Tarification injection-soutirage

3.2.1. Contexte

Les délibérations n°2025-77 et n°2025-78 de la CRE du 13 mars 2025 portant respectivement décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité³ (ci-après le « TURPE 7 HTB ») et décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité⁴ (ci-après le « TURPE 7 HTA-BT ») ont introduit une composante annuelle d'injection-soutirage optionnelle pour les capacités de stockage raccordées aux niveaux de tension HTA, HTB 1 et HTB 2. Les délibérations susmentionnées prévoient que cette composante est applicable à partir du 1^{er} août 2026.

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

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

³ [Délibération n°2025-77 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 7 HTB\)](#)

⁴ [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 \(TURPE 7 HTA-BT\)](#)

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

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

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

Niveau de tension	Type de zone	Définition
HTB	injection	Poches de réseau vérifiant les deux critères suivants : • au moins 50 % des pointes dimensionnantes⁵ correspondent à des pointes d'injection ; • plus de 80 % de ces pointes d'injection sont situées entre 11h et 18h.
	soutirage	Poches de réseau vérifiant les deux critères suivants : • plus de 80 % des pointes dimensionnantes de la poche correspondent à des pointes de soutirage ; • plus de 80 % des heures de pointe du TURPE sont des pointes dimensionnantes de la poche.
HTA	injection	Poches saturées en injection dans le cadre d'un S3REnR ⁶ et dont la majorité de la puissance installée ou en file d'attente, en injection, correspond à de la production photovoltaïque.
	Soutirage	Poches situées en aval des zones de soutirage définies par le gestionnaire du réseau de transport, à l'exception des poches saturées en injection dans le cadre d'un S3RenR.

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

Dans sa délibération n°2025-227 du 1^{er} octobre 2025⁷, la CRE a présenté les zones transmises par RTE et Enedis correspondant aux critères définis par les délibérations TURPE 7 HTB et TURPE 7 HTA-BT. Les zones se répartissent sur le territoire métropolitain continental comme représenté dans les cartes ci-dessous.

⁵ Heures pendant lesquelles la puissance transitant est supérieure à la puissance dimensionnante de la poche de réseau (définie dans la partie 4.3.4.2 du TURPE 7 HTB).

⁶ Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

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

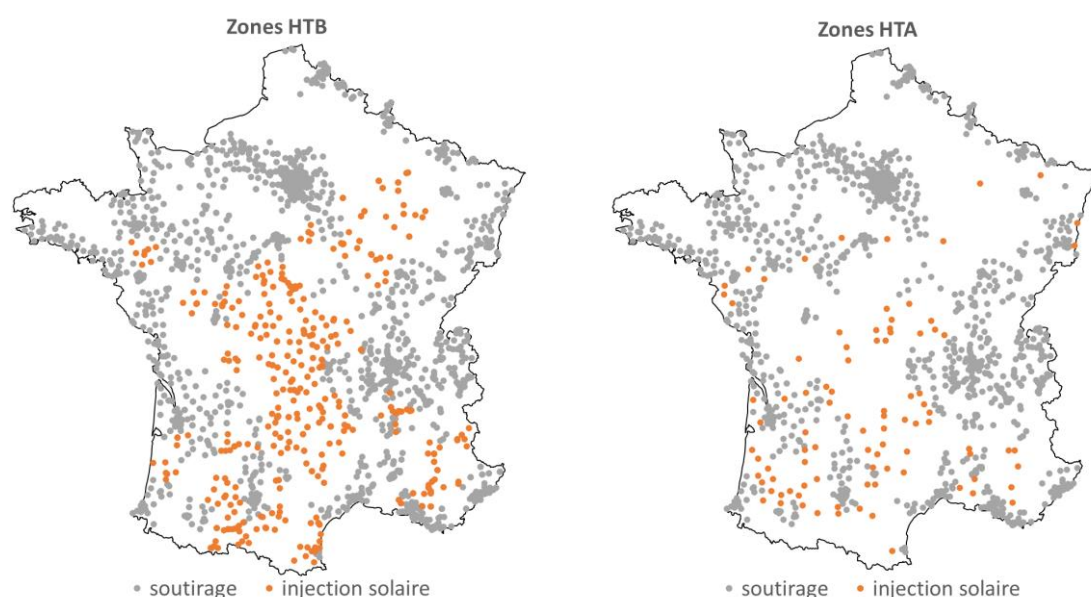


Figure 2. Zones d'injection et de soutirage transmises par RTE et Enedis aux termes de leurs projets de listes

Dans sa délibération n°2025-227 du 1^{er} octobre 2025, la CRE a considéré, s'agissant des zones d'injection, que les définitions retenues dans les TURPE 7 HTA-BT et HTB, interprétées à la lettre, conduiraient à retenir un faible nombre de zones, particulièrement en HTA.

En outre, il existe une incohérence entre les zones d'injection déterminées selon les critères de définition en HTB et les zones d'injection déterminées selon les critères de définition en HTA : une majorité des postes sources classés en zone d'injection en HTB ne sont pas classés en zones d'injection en HTA, alors même que la production solaire se développe majoritairement sur le réseau de distribution. Réciproquement, la majorité des postes sources classés en zone d'injection en HTA ne sont pas classés en zone d'injection en HTB dès lors que le réseau de distribution peut être dimensionné localement en injection par de la production solaire alors que le réseau de transport, qui agrège les flux à une maille plus importante, peut être dimensionné en soutirage.

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

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

Niveau de tension	Type de zone	Définition
HTA	injection	Poches saturées en injection dans le cadre d'un S3REnR ⁸ et dont la majorité de la puissance installée ou en file d'attente, en injection, correspond à de la production photovoltaïque, <u>et</u> , les poches situées en aval des zones d'injection définies par le gestionnaire du réseau de transport

⁸ Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

Cette extension de la définition des zones permet de retenir 320 zones d'injection HTA, contre 92 dans le projet d'Enedis. En outre, cette nouvelle définition est pertinente du point de vue du dimensionnement du réseau : la grande majorité de la production photovoltaïque étant raccordée en HTA ou en BT, les zones de réseau en HTA situées en aval de zones en HTB dimensionnées par l'injection photovoltaïque sont, la plupart du temps, également dimensionnées par l'injection photovoltaïque. Enfin, cette définition mettrait en cohérence les définitions des zones d'injection et des zones de soutirage.

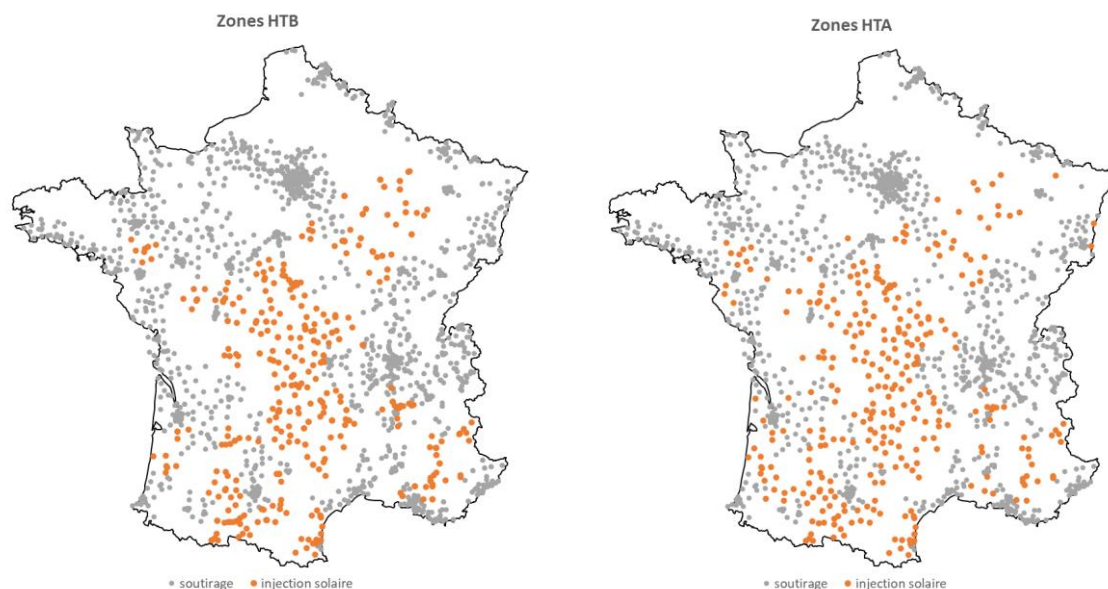


Figure 3. Zones d'injection et de soutirage retenues par la CRE aux termes de ses listes

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

3.2.3. Traitement des postes créés pendant la période TURPE 7

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

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

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

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

Question 2 Êtes-vous favorable aux modifications de critères techniques de définition des zones et aux évolutions des listes envisagées par la CRE pour la composante injection-soutirage ?

3.3. Placement des heures creuses méridiennes

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

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

En conséquence, la CRE propose de supprimer cette limitation afin de permettre l'attribution d'heures creuses méridiennes entre 11h et 14h.

Tableau 3 : Placement des heures creuses méridiennes

Saison	Heures creuses existantes à déplacer ⁹	Heures creuses à favoriser
Saison haute	De 7h à 11h et de 17h à 21h	Libre
Saison basse	De 7h à 10h et de 18h à 23h	De 2h à 6h et de 11h à 17h

Question 3 Êtes-vous favorable à l'autorisation d'attribution d'heures creuses méridiennes entre 11h et 14h ?

4. Dotation FPE 2026-2029 de EDF SEI, Gérédis et EEWf et dotation 2026 d'EDM

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.

De la même manière, Eau Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) est un opérateur intégré en ZNI qui produit, distribue et commercialise l'électricité sur les territoires de Wallis et Futuna. EEWf gère 263 km de réseaux électriques et achemine de l'électricité auprès d'environ 4 100 consommateurs. En 2024, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux d'EEWF s'élevait à 28 GWh.

⁹ Hors samedi et dimanche et jours fériés pour la HTB et hors dimanche pour la HTA.

Enfin, Gérédis est une ELD intervenant sur la partie rurale des Deux-Sèvres. Gérédis gère près de 15 100 km de réseaux électriques et achemine de l'électricité auprès d'environ 169 000 consommateurs. En 2024, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux de Gérédis s'élevait à 1 592 GWh.

4.1. Cadre de régulation tarifaire pour EDF SEI, Gérédis et EEWf

4.1.1. Grands principes tarifaires

4.1.1.1. 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-BT étant entré en vigueur le 1^{er} août 2025 pour une période d'environ 4 ans, la présente consultation publique concerne les niveaux de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, Gérédis et EEWf 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, Gérédis et EEWf (cf. § 4.1.1.2.4), 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 CRE envisage de reconduire, comme c'était le cas sur la période de dotation 2022-2025, une clause de rendez-vous, activable par EDF SEI, Gérédis ou EEWf. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient 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 %.

4.1.1.2. Détermination du niveau de dotation prévisionnel

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

Ainsi, les niveaux de dotation, que la CRE définira dans sa délibération prévue pour début 2026, seront 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, Gérédis et EEWf 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 ;
- 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 :

$$Dotation\ ou\ contribution_N = Recettes\ acheminement\ prév._N - CCN_{prév._N} - CNE_{prév._N}$$

Avec (cf. détails aux § 4.1.1.2.1 à 4.1.1.2.3) :

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

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

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

4.1.1.2.1. Recettes d'acheminement

L'ensemble des consommateurs d'électricité du territoire français se voit appliquer les grilles tarifaires telles que fixées dans le TURPE HTA-BT qui est entré 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 Gérédis et EEWf 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.

4.1.1.2.2. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation de EDF SEI, Gérédis et EEWf 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 d'EDF SEI et EEWf se composent de charges liées à l'achat des pertes et à l'achat des services systèmes et celles de Gérédis se composent des charges liées aux montants facturés par RTE à Gérédis au titre du raccordement des postes sources de Gérédis au réseau de transport, des charges dites de « CART » (Contrat d'Accès au Réseau de Transport : tarif facturé par RTE à Gérédis, en application du TURPE HTB, au titre des soutirages générés sur le réseau de transport par les clients raccordés au réseau de distribution) et des charges liées à l'achat des pertes.

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).

4.1.1.2.3. Charges de capital normatives

4.1.1.2.3.1. Principes généraux

Les charges de capital rémunèrent notamment le capital investi par le gestionnaire de réseaux, concessionnaire de l'activité de distribution publique d'électricité.

La CRE envisage à ce stade, pour déterminer le niveau des charges de capital relatives aux actifs affectables au domaine de tension HTA-BT, supportées par Gérédis, EDF SEI et EEWf pour les années 2026 à 2029, de se fonder sur la méthode de calcul des charges de capital prévue dans la délibération du TURPE 7 HTA-BT, définissant le niveau prévisionnel des charges de capital d'Enedis pour les années 2025 à 2028, à savoir :

- la couverture des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement ;
- l'application d'une marge sur actif à l'ensemble des actifs de la base d'actifs régulés (BAR), Gérédis, EDF SEI et EEWf ayant la responsabilité d'exploiter ces actifs, même lorsqu'ils ont été remis par un concédant ;
- l'application d'une rémunération supplémentaire au taux sans risque (avant impôts) pour les capitaux propres régulés (CPR), qui constituent les capitaux réellement investis par Gérédis, EDF SEI et EEWf ;

- pour les éventuels emprunts financiers, d'une rémunération additionnelle au taux sans risque (après impôts).

La BAR est constituée des immobilisations corporelles et incorporelles (au périmètre de l'activité de gestionnaire de réseaux, hors immobilisations en cours). Les CPR se construisent par différence entre, d'une part, la BAR et, d'autre part, les passifs de concession, les subventions d'investissement et les emprunts financiers.

4.1.1.2.3.2. Traitement des actifs HTB

Un concessionnaire tel qu'EDF SEI a dans son portefeuille d'actifs aussi bien les actifs affectables au domaine de tension HTA-BT (actifs HTA-BT) que les actifs affectables au domaine de tension HTB (actifs HTB). Les actifs HTB sont rémunérés selon les modalités énoncées au § 4.1.1.2.3.1, à l'exception de la définition du niveau des emprunts financiers.

En effet, les actifs HTB sont réputés financés par de la dette financière à hauteur de 60 %, en cohérence avec le taux d'endettement financier retenu dans les délibérations du TURPE HTB, tandis que les actifs HTA-BT sont réputés financés selon les mêmes proportions que les actifs de la société Enedis, soit un taux d'endettement de 0 %.

EDF SEI formule deux demandes d'évolution concernant la rémunération de ses actifs HTB :

- d'une part, EDF SEI demande que ses actifs HTB ne soient plus soumis au même principe de rémunération que RTE (i.e. considérés financés à 60 % par de la dette), mais à ceux d'Enedis (financement sur fonds propres) ;
- d'autre part EDF SEI demande que la coexistence de deux types d'actifs soit traitée via l'application d'un bêta pondéré des valeurs retenues pour RTE et Enedis à hauteur de la proportion des actifs HTA et HTB dans son portefeuille.

La CRE partage l'objectif de simplification de la méthode de rémunération. Elle envisage néanmoins à ce stade de retenir des modalités alternatives, consistant à séparer la BAR d'EDF SEI en deux BAR distinctes :

- une BAR HTA-BT, qui serait rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTA-BT d'Enedis et
- une BAR HTB, qui serait rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTB de RTE.

Cette proposition permet d'assurer un cadre de rémunération transparent et d'appliquer un traitement de la base d'actifs HTB cohérent avec celle de RTE avec l'application d'une rémunération au coût moyen pondéré du capital (CMPC).

A ce stade, la CRE n'envisage ce traitement spécifique des actifs HTB que pour EDF SEI, seul opérateur dont la BAR HTB représente une part significative de ses actifs.

Question 4 Êtes-vous favorable à la séparation de la BAR existante entre une BAR HTA-BT rémunérées selon les paramètres du TURPE 7 HTA-BT et une BAR HTB rémunérée selon les paramètres du TURPE 7 HTB ?

4.1.1.2.3.3. Paramètres de rémunération

Le taux de rémunération supplémentaire pour les CPR, ainsi que le taux de rémunération des emprunts financiers sont calculés sur la base de la moyenne du taux sans risque observée sur les dix dernières années.

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).

Ainsi, pour transposer les évolutions du cadre de régulation de ces décisions TURPE 7, la CRE envisage 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.

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

La prise en compte des données de court terme pourrait se faire de la manière suivante : pour les actifs HTA-BT : le taux sans risque utilisé dans le calcul du taux de rémunération des CPR, pondération identique à celle appliquée à Enedis dans le TURPE 7 HTA-BT, et pour les actifs HTB : le CMPC identique à celui appliqué à RTE dans le TURPE 7 HTB.

Question 5 Êtes-vous favorable à la prise en compte des données de court terme dans la fixation des taux de rémunération afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ?

4.1.1.2.3.4. Modalité de rémunération des actifs et des immobilisations en cours (IEC) en lien avec la spécificité des ZNI

Au cours de la période 2018-2021 et de la période 2022-2025, afin de tenir compte des spécificités de l'activité d'EDF SEI qui exploite également des réseaux HTB, les IEC (c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées mais n'ayant pas encore donné lieu à une mise en service d'actifs) d'EDF SEI relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB étaient rémunérées, de façon normative, au coût nominal de la dette applicable pendant la période tarifaire. En revanche, le cadre actuel ne prévoit pas de rémunération des IEC dans le domaine de tension HTA-BT, hors poste source.

Pour la période 2026-2029, la CRE envisage 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.

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 spécificités et les enjeux des territoires desservis, spécifique à ces territoires, et qui sont à l'origine d'après EDF SEI de chantiers plus longs et de coûts de portage accrus.

La CRE considère à ce stade 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.). Eu égard à ce cadre de régulation, la CRE 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 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 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. A ce stade, EDF SEI n'a pas apporté d'éléments permettant de quantifier cet allongement.

Question 6 Êtes-vous favorable à l'orientation de la CRE de ne pas appliquer une prime géographique sur la rémunération du capital pour les ZNI ?

Question 7 Concernant les actifs d'EDF SEI sujets au risque d'allongement de la durée des travaux en ZNI, êtes-vous favorable à l'élargissement de l'assiette des IEC éligibles à la rémunération au coût de la dette ? Avez-vous une remarque sur une limitation éventuelle de cette assiette (par exemple, un montant minimum par projet d'investissement ou une durée) ?

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

Dans ses délibérations n°2022-19¹⁰, n°2022-76¹¹ et n°2022-77¹², la CRE a retenu, pour la période FPE 2022-2025, un traitement des coûts échoués d'EDF SEI, Gérédis et EEWF en cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT 7, ATRD 6, 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 (voir partie 4.1.2.2) ;
- 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.

A ce stade, la CRE envisage de maintenir le cadre existant pour la période FPE 2026-2029, pour EDF SEI, Gérédis et EEWF, en cohérence avec le maintien du cadre incitatif dans le tarif TURPE 7.

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 des opérateurs, 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 ATRT 7, ATRD 6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE a retenu, pour la période de dotation FPE 2022-2025 d'EDF SEI, Gérédis et EEWF, 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.

A ce stade, la CRE propose de maintenir le cadre en vigueur, pour la période FPE 2026-2029.

Question 8 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE concernant le maintien du traitement des actifs sortis de l'inventaire (coûts échoués et actifs cédés) pour la période FPE 2026-2029 ?

¹⁰ [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](#)

¹¹ [Délibération n°2022-76 de la CRE du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation de Gérédis au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé](#)

¹² [Délibération n°2022-77 de la CRE du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation d'Eau Electricité de Wallis et Futuna \(EEWF\) au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé](#)

4.1.1.2.3.6. Projets de comptage évolué d'EDF SEI et de Gérédis

Les délibérations n°2018-071¹³ et n°2019-241¹⁴ de la CRE ont fixé le cadre de régulation incitative des projets de comptage évolué d'EDF SEI et de Gérédis 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 %.

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 envisage de modifier la régulation sur les coûts unitaires d'investissements des projets de comptage évolué d'EDF SEI et de Gérédis à partir FPE 2026-2029 de manière analogue à ce qui a été délibéré pour Enedis dans le TURPE 7 HTA-BT.

La CRE envisage donc de plafonner les montants pouvant être versés aux opérateurs au titre de la régulation incitative à 20 % du montant des investissements évités.

Question 9 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de plafonner les montants de l'incitation des coûts unitaires pour le projet de comptage évolué d'EDF SEI et de Gérédis à la fin de la période de déploiement massif (2024 pour EDF SEI et 2027 pour Gérédis) ?

4.1.1.2.4. 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 d'EDF SEI, Gérédis et EEWf. 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, Gérédis et EEWf 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 envisage de ne pas modifier le fonctionnement du CRCP.

Dès lors, chaque année de la période 2027-2029, la CRE envisage de publier 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 envisage de calculer 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, Gérédis et EEWf.

Question 10 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE sur la construction du revenu autorisé des opérateurs ?

¹³ [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](#)

¹⁴ [Délibération n°2019-241 de la CRE du 14 novembre 2019 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de Gérédis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA](#)

4.1.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts

4.1.2.1. Incitation à la maîtrise 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.

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. 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 (cf. partie 4.1.2.1.1).

4.1.2.1.1. Principes de couverture au CRCP des charges nettes d'exploitation

Le cadre de régulation tarifaire en vigueur différencie trois catégories de charges nettes d'exploitation qui font l'objet d'un traitement tarifaire spécifique :

- les charges nettes d'exploitation incitées : les opérateurs sont incités à la maîtrise de leurs charges d'exploitation et conservent la totalité des gains ou pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport aux trajectoires définies par la CRE. La majorité des charges d'exploitation des opérateurs font partie de cette catégorie (achats hors couverture des pertes d'énergie, charges de personnel, prestations externes, etc.) ;
- les charges nettes d'exploitation partiellement incitées : certains postes de charges dépendant de facteurs en partie maîtrisables par les opérateurs (notamment les charges d'énergie) sont inscrits en partie au CRCP. Le taux de partage des gains ou des pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle fixée par la CRE s'établit le plus souvent à 20 % (l'opérateur garde 20 % de l'écart à sa charge et le reste est pris en compte au CRCP) ;
- les charges nettes d'exploitation non incitées : pour des postes de charges et de recettes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs, les écarts entre le réalisé et le prévisionnel sont intégralement pris en compte au CRCP.

Les niveaux d'incitation des postes de charges incitées ou partiellement incitées envisagés par la CRE sont détaillés dans la partie 4.1. de la présente consultation publique.

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation vise à inciter les opérateurs à battre la trajectoire fixée, en leur laissant conserver le gain réalisé par rapport à cette dernière.

Il n'est pas problématique que les opérateurs battent la trajectoire dans la mesure où l'objectif de l'incitation est justement d'obtenir des gains de performance opérationnelle dans la durée dans l'intérêt des consommateurs finals. Néanmoins, il est indispensable et il revient à la CRE de s'assurer, d'une période tarifaire à l'autre, de la bonne prise en compte dans la fixation du niveau du tarif des performances atteintes par les opérateurs sur les périodes précédentes. De manière générale, la CRE envisage pour la période de dotation FPE 2026-2029 d'EDF SEI, Gérédis, et EEWf, de modifier le périmètre des postes de charges et de recettes du CRCP en cohérence avec le périmètre d'incitation appliqué à Enedis sur la période du TURPE 7.

4.1.2.2. Couverture au CRCP de certains postes

4.1.2.2.1. Cadre de régulation FPE 2022-2025

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 de certains postes préalablement identifiés. Il s'agit des postes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs.

Les postes concernés pour la période tarifaire FPE 2022-2025 sont rappelés ci-après.

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. § 4.1.2.2.3.) ;
- 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 2018¹⁵ ;
- les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet « *smart grids* »), pris en compte à 100 % ;
- les postes de recettes et assimilés :
 - les recettes tarifaires des opérateurs ;
 - 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 4.1.2.2.4) ;
- 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 4.1.1.2.3.5) ;
- les coûts échoués, au cas par cas (cf. partie 4.1.1.2.3.5).

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

- les pertes électriques sur le réseau des opérateurs (cf. partie 4.1.2.2.3) ;
- les coûts unitaires des investissements dans les réseaux (cf. partie 4.1.2.3.1) ;
- 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 4.1.5) ;
- la qualité de service et la continuité d'alimentation (cf. parties 4.1.4 et 4.1.6) ;
- les projets prioritaires (cf. partie 4.1.8) ;

¹⁵ [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](#)

- les charges de recherche et développement (R&D), conformément aux modalités de couverture détaillées en partie 4.1.7.

Enfin, concernant EEWf, le CRCP pourrait être utilisé en cas d'activation de la régulation des charges d'exploitation des systèmes de stockage conformément à la description de la régulation incitative faite en partie 4.1.2.2.5.

4.1.2.2.2. Demandes d'évolution des opérateurs et orientations préliminaires de la CRE

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

Les délibérations de la dotation FPE d'EDF SEI et Gérédis du 22 mars 2018¹⁶ et 19 juillet 2018¹⁷ ont 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 et Gérédis 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. Cette intégration était possible pour un ensemble de projets impliquant au total des charges d'exploitation annuelles supérieures à, respectivement, 150 k€ et 15 k€ sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues à ce stade.

Les opérateurs n'ont pas sollicité de ressources *via* le guichet Smart Grids depuis l'intégration de ce mécanisme.

EDF SEI est favorable à la suppression du mécanisme du guichet smartgrids décidée par la CRE pour Enedis en TURPE 7 et souhaite également bénéficier de la simplification de cette modalité.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage une évolution en cohérence avec celle établie pour Enedis dans le TURPE 7 et propose de ne pas maintenir ce dispositif, au regard de l'absence de mobilisation à ce jour.

Coûts échoués correspondant aux études des projets décidés dans le cadre des schémas stratégiques du système électrique

EDF SEI explique que ces projets (comme le doublement de la ligne de l'Ouest en Guyane) sont soumis à de nombreuses contraintes externes notamment en termes de protection de l'environnement et de la biodiversité et de concertation des populations (circulaire Ferracci du 21 mars 2025 relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité). Ils peuvent donc être remis en question et annulés indépendamment de la volonté d'EDF SEI. EDF SEI demande ainsi l'intégration au CRCP de ces coûts échoués.

Analyse préliminaire de la CRE

La délibération TURPE 7 HTB précise que les frais d'études sans suite pour des projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable et explicite de la CRE sont couverts. La CRE envisage ainsi, à ce stade, d'étendre ce cadre à EDF SEI et de couvrir les coûts échoués de tels projets ayant fait l'objet d'approbation de la CRE dans le cadre, notamment, de l'incitation envisagée concernant les budgets cibles HTB.

¹⁶ [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](#)

¹⁷ [Délibération n°2018-163 de la CRE du 19 juillet 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour GÉRÉDIS Deux-Sèvres au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé](#)

Avantage en nature

Les salariés des Industries Électriques et Gazières (IEG), dont font partie EDF SEI et Gérédis, 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. EDF SEI demande, compte tenu du fait du caractère non maîtrisable pour des prix de l'électricité et du gaz sur les marchés, l'intégration de ce poste au CRCP sur le modèle de la délibération de TURPE 7 HTA-BT.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage, pour la période suivante d'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. Cette évolution serait similaire à celle déjà décidée par la CRE pour les opérateurs gaziers dans les tarifs ATRD 7, ATRT 8 et ATS 3 et pour Enedis et RTE dans les tarifs TURPE 7. Pour Gérédis, la CRE envisage un cadre simplifié, similaire à ce qui est envisagé pour les ELD de gaz, pour tenir compte de la taille de l'ELD. Ces charges seraient prises en compte à 80 % au CRCP, afin de prémunir le GRD contre la variation des prix de l'énergie sur laquelle il n'a pas de maîtrise mais en conservant une incitation à la maîtrise des volumes consommés.

Impôts et taxes

EDF SEI demande, compte tenu de la forte volatilité et de l'absence totale de maîtrise par EDF SEI, l'intégration de ce poste au CRCP.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime que ce poste est raisonnablement prévisible et maîtrisable dans la mesure où l'assiette d'imposition des opérateurs est elle-même prévisible et maîtrisable. De plus, si de nouvelles dispositions étaient adoptées et si le niveau des charges nettes d'exploitation se trouvait modifié d'au moins 1 %, les opérateurs pourraient avoir recours à la clause de rendez-vous.

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 et Gérédis demandent à intégrer au CRCP ce poste.

Analyse préliminaire de la CRE

La continuité du cadre tarifaire est appropriée pour le traitement de charges avec une variabilité avérée pour éviter les arbitrages opportuns entre les périodes tarifaires. De façon analogue, la CRE estime que ce poste est raisonnablement prévisible et maîtrisable et que si de nouvelles dispositions étaient adoptées modifiant d'au moins 1 %, les opérateurs pourraient avoir recours à la clause de rendez-vous.

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.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage 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.

Dépenses relatives à Garance

Le cadre actuel (défini en partie 4.1.2.2.4) 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 4.2.1.4.2) 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.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE n'est pas favorable à l'intégration de ces charges au CRCP. L'aléa ayant eu lieu en 2025 et les travaux étant prévus pour 2026 et 2027, la CRE estime que ces charges ne relèvent plus d'un contexte d'urgence et sont maîtrisables par l'opérateur. La CRE estime ainsi que l'opérateur doit être incité à la maîtrise de ces charges qui, pour la phase de reconstruction, sont en majorité prévisibles et maîtrisables.

Dépenses relatives au portail commun (Gérédis)

Compte tenu de la dépendance de l'absence de décision sur les modalités pratiques de mise en place du portail commun et d'une visibilité suffisante sur les coûts correspondants, Gérédis demande la couverture au réel des charges relatives au portail commun *via* le CRCP.

Analyse préliminaire de la CRE

Au regard de l'importance des enjeux et des coûts associés à ce projet, la CRE estime nécessaire d'inciter l'opérateur à réaliser ce projet dans les délais et à en maîtriser les coûts. Néanmoins, le niveau et les incitations envisagées devront être proportionnés et donner les moyens nécessaires à l'opérateur pour réaliser le projet. La CRE envisage à ce stade une incitation des charges d'exploitation et d'investissement (*via* un budget-cible) sur les coûts de mise en œuvre du portail et des développements SI.

Question 11 Êtes-vous favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation, ainsi qu'aux orientations préliminaires envisagées par la CRE pour le périmètre couvert par le CRCP pour la période 2026-2029 ?

4.1.2.2.3. 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. Pour la période 2022-2024, le volume de pertes moyen est estimé à :

- 949 GWh/an correspondant à un coût moyen annuel de près de 122 M€ pour EDF SEI ;
- 112 GWh/an correspondant à un coût moyen annuel de près de 12,3 M€ pour Gérédis ;
- 1,9 GWh/an correspondant à un coût moyen annuel de près de 203 k€ pour EEWf.

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 et Gérédis, réalisées respectivement en 2017 et 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.

4.1.2.2.3.1. Rappel du dispositif en vigueur

La CRE a maintenu lors de la dernière période de dotation 2022-2025 pour EDF SEI et Gérédis, une incitation sur le coût des pertes plafonnée respectivement à 2 M€/an et 120 k€/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 :
 - Pour EDF SEI $V_{réf.} = 10,9 \% \times \text{énergie injectée pour l'année } N \times (1 - 0,10 \times \text{taux de compteurs évolués communicants au } 31/12/N-1 \times 1/ ((\text{Année initiale d'atteinte des gains}+3) - (\text{Année } N-1)) + \text{Nouvelles pertes techniques})^{18}$

Tableau 4 : Volume de pertes techniques de rupture d'EDF SEI 2022-2025

EDF SEI	2022	2023	2024	2025
Volumes de pertes techniques de rupture (GWh)	12,6	17,9	28,8	40,2

- Pour Gérédis $V_{réf.} = 6,4 \% \times \text{énergie injectée pour l'année } N \times (1 - 0,093 \times \text{taux de compteurs numériques posés au } 31/12/N-1 \times 1/ ((\text{Année initiale d'atteinte des gains}+3) - (\text{Année } N-1)) + \text{Nouvelles pertes techniques liées aux EnR})$

Tableau 5 : Volume de pertes techniques de Gérédis 2022-2025

Gérédis	2022	2023	2024	2025
Volumes de pertes techniques liées aux EnR (GWh)	1,9	1,8	1,9	1,9

- $P_{réel.}$ est le coût unitaire
 - passé moyen d'achat des pertes pour EDF SEI qui est de 72 €/MWh ;
 - réel d'achat des pertes constaté *ex post* pour Gérédis.

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 sera faite sur 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.

¹⁸ Pertes générées pour les nouveaux raccordements de producteur, de stockeur, de nouveaux appareils réseaux (compensateurs synchrones et selfs)

4.1.2.2.3.2. Bilan du dispositif sur la période 2022-2024

Le bilan du dispositif pour la période 2022-2024 est présenté dans le tableau ci-dessous avec une atteinte des objectifs pour les deux opérateurs sur l'ensemble de la période.

Tableau 6 : Bilan de la régulation incitative des pertes pour la période 2022-2024

EDF SEI	2022	2023	2024
Vref (GWh)	1 079	1 084	Pas encore disponible
Vréel (GWh)	901	989	Pas encore disponible
Incitation (k€) (+ gain pour l'opérateur ; - perte pour l'opérateur)		+3 933*	Pas encore disponible

*L'incitation est calculée tous les deux ans pour tenir compte de la temporalité du calcul définitif et de la variabilité des pertes d'EDF SEI.

Gérédis	2022	2023	2024
Vref (GWh)	122	114	110
Vréel (GWh)	119	111	106
Incitation (k€) (+ gain pour l'opérateur ; - perte pour l'opérateur)	+35	+88	+72

4.1.2.2.3.3. Evolutions envisagées pour la période 2026-2029Fonctionnement du dispositif

EDF SEI demande de tenir compte, dans la force de l'incitation, de la part des pertes liée aux réseaux HTB, pour lesquelles elle dispose de moins de leviers que RTE. En retenant le même niveau d'incitation pour les pertes sur les réseaux HTB que celle retenue pour RTE dans le TURPE 7 (10 %), l'incitation globale sur les pertes pour EDF SEI serait de l'ordre de 18 %.

La CRE rappelle 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 envisage à ce stade de ne pas retenir la proposition d'EDF SEI et de maintenir le niveau d'incitation à 20 %.

Volume de référence des pertes

Les opérateurs demandent une trajectoire cible incluant une hausse des pertes techniques.

- 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.

Tableau 7 : 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
<i>Hors nouvelles pertes techniques (équivalent %pertes)</i>					1025 (9,9%)	1033 (9,8%)	1047 (9,7%)	1054 (9,6%)
<i>Raccordement de nouveaux moyens de production</i>					14	16	18	20
<i>Compensateurs synchrones</i>					9	9	9	26
% Pertes	9,1%	10,0%	9,6%	10,1%	10,1%	10,0%	9,9%	10,0%

La CRE envisage de fixer une trajectoire plus ambitieuse sur les volumes de pertes d'EDF SEI en se fondant sur :

- l'application des gains Linky 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.

Les échanges relatifs aux volumes associés aux nouvelles pertes techniques doivent encore se poursuivre, pour confirmer leur prise en compte dans la trajectoire finale. La CRE attend notamment des éléments de la part d'EDF SEI sur la possibilité pour l'opérateur de compter séparément les volumes de consommation des compensateurs synchrones, ainsi que des justifications associées aux volumes de pertes des nouveaux moyens de production. Les trajectoires définitives pourraient être revues à l'aune de ces discussions.

Tableau 8 : Orientation de la CRE pour la régulation incitative des pertes - EDF SEI

	Méthode	2026	2027	2028	2029
Volume injection (GWh)		10394	10578	10803	10958
Volume pertes (GWh)		1048	1058	1074	1100
<i>Hors nouvelles pertes techniques (équivalent %pertes)</i>	Application des gains Linky et des gains des équipes fraudes	963 (9,3%)	968 (9,1%)	978 (9,1%)	981 (9,0%)
<i>Raccordement de nouveaux moyens de production</i>	Application de la demande d'EDF SEI	14	16	18	20
<i>Compensateurs synchrones</i>		9	9	9	26
% Pertes		9,5 %	9,4 %	9,3 %	9,4 %

- Gérédis

Gérédis indique dans sa demande une trajectoire haussière sur les volumes en précisant tenir compte de la croissance des capacités de production renouvelable raccordées sur son réseau sur la période à venir ainsi que des gains sur les pertes non techniques (PNT) attendus *via* le déploiement des compteurs communicants.

Tableau 9 : Demande de Gérédis pour la régulation incitative des pertes

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Volume injection (GWh)	1873	1750	1699		1739	1742	1750	1750
Volume pertes (GWh)	119	111	106		113	113	113	113
% Pertes	6,33 %	6,36 %	6,26 %		6,47 %	6,47 %	6,45 %	6,45 %

A ce stade, la CRE envisage de se fonder sur le taux historique des pertes constaté (6,34 %) et de lui appliquer les gains Linky attendus, avec l'hypothèse d'une baisse de 20 % des PNT à la fin du déploiement massif (2029).

En particulier, la CRE envisage de ne pas prendre en compte les nouvelles pertes techniques liées au développement des énergies renouvelables et envisage une méthodologie proche de celle appliquée pour Enedis. Notamment, la CRE envisage la matérialisation des gains Linky prévue dans le BP initial en tenant compte des conditions actuelles du réseau de l'opérateur et en incitant un taux de pertes global. Par ailleurs, Gérédis dispose d'un réseau connecté à ceux d'Enedis et de RTE et, de fait, a une part non négligeable de sa consommation importée des réseaux amonts. La CRE considère que la demande d'augmentation du taux de pertes pour la période suivante est, à ce stade, insuffisamment justifiée. Aussi, la CRE envisage de retenir la trajectoire de pertes suivante :

Tableau 10 : Orientation de la CRE pour la régulation incitative des pertes - Gérédis

	2025	2026	2027	2028	2029
Volume injection (GWh)		1739	1742	1750	1750
Volume pertes (GWh)		106	104	104	103
% Pertes		6,09 %	6,00 %	5,92 %	5,86 %

Question 12 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des pertes pour la période 2026-2029 ?

4.1.2.2.4. 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. Les opérateurs supportent un risque financier égal à la différence entre le seuil de couverture au CRCP et le niveau de couverture forfaitaire :

Tableau 11 : Cadre de couverture des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques

Cadre en vigueur			
M€	EDF SEI	Gérédis	EEWF
Couverture forfaitaire	4,4	0	0,150
Exposition financière	5,1	0,140	0,025
Seuil de couverture au CRCP	> 9,5	> 0,140	> 0,175

Concernant EDF SEI, une couverture additionnelle égale à 1,4 M€/an est versée chaque année au titre du solde lissé sur 20 ans des charges constatées par EDF SEI à la suite des cyclones Maria et Irma en 2017 pour remettre le réseau en état.

4.1.2.2.4.1. Bilan de la période 2022-2024**Tableau 12 : Bilan de la période 2022-2024 des charges relatives aux aléas climatiques**

EDF SEI	2022	2023	2024
Charges liées aux catastrophes naturelles (M€)	9,1	1,3	15,6
Coût (-) /gain (+) pour l'opérateur (M€)	-4,7	3,1	-5,1

Gérédis	2022	2023	2024
Charges liées aux catastrophes naturelles (M€)	-	-	0,125
Coût (-) /gain (+) pour l'opérateur (M€)	-	-	-0,125

EEWF	2022	2023	2024
Charges liées aux catastrophes naturelles (M€)	-	-	-
Coût (-) /gain (+) pour l'opérateur (M€)	0,15	0,15	0,15

4.1.2.2.4.2. Evolution du cadre de prise en compte des charges

Demande des opérateurs

- EDF SEI demande à abaisser la couverture forfaitaire à 2 M€/an (contre 4,4 M€ avec le cadre en vigueur) et le seuil de la couverture au CRCP des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques au-delà de 4 M€/an (contre 9,5 M€/an avec le cadre en vigueur). En effet, l'opérateur se fonde sur l'historique pour présenter une distinction entre d'une part un flux d'événements climatiques d'un impact financier d'environ 2 M€ annuels et l'occurrence d'événements cycloniques qui peuvent engendrer des coûts de plusieurs millions voire plusieurs dizaines de millions d'euros chacun.

Par ailleurs, EDF SEI demande la poursuite du versement de 1,4 M€/an relatif au solde des charges relatives aux cyclones Irma et Maria de 2017.
- Gérédis demande la reconduction du dispositif en vigueur, avec une couverture forfaitaire prenant compte de l'historique des charges constatées.
- EEWF n'a pas formulé de demande.

Analyse préliminaire de la CRE

- EDF SEI

La CRE estime que la demande de couverture récurrente demandée par EDF SEI de 2 M€/an est cohérente avec l'historique et envisage de retenir ce niveau.

En outre, la CRE estime que l'opérateur doit être incité à assurer la résilience du réseau *a minima* au même niveau que la période précédente au regard des moyens supplémentaires demandés par l'opérateur quant à la maintenance de ses ouvrages et l'établissement d'un stock stratégique. Ainsi, la CRE propose de maintenir l'exposition de l'opérateur à 5,1 M€/an. Au-delà de 7,1 M€, les coûts seraient couverts au CRCP.

Enfin, par cohérence avec le traitement des charges résultant du passage du cyclone Chido à Mayotte en décembre 2024, et par souci de clarification de la trajectoire tarifaire de ce poste, la CRE envisage 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.
- Gérédis

La CRE considère que la demande de Gérédis est cohérente et propose de retenir une couverture forfaitaire de 15 k€/an correspondant à la moyenne historique des charges constatées, ainsi qu'une couverture au CRCP pour les montants supérieurs à 155 k€ afin de conserver le niveau d'exposition de l'opérateur.
- EEWF

En l'absence de demande de EEWF, la CRE propose de fixer la couverture forfaitaire à 0 k€, en cohérence avec la moyenne historique constatée, ainsi qu'une couverture au CRCP pour les montants supérieurs à 25 k€ afin de conserver le niveau d'exposition de l'opérateur.

La synthèse du cadre de régulation relatif aux aléas climatiques envisagé à ce stade est présenté ci-dessous :

Tableau 13 : Cadre envisagé par la CRE pour le cadre de couverture des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques

Cadre envisagé par la CRE			
M€	EDF SEI	Gérédis	EEWF
Couverture forfaitaire	2	0,015	0
Exposition financière	5,1	0,14	0,025
Seuil de couverture au CRCP	> 7,1	> 0,155	> 0,025

4.1.2.2.4.3. Evolution du périmètre des charges prises en compte

Sur la base du retour d'expérience des événements climatiques survenus ces dernières années en ZNI, la CRE a constaté que les opérateurs ont comptabilisé, au titre du poste au CRCP de charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques, des frais annexes n'étant pas des coûts de remise en état de leur réseau (frais de bouche, d'hébergement, primes, etc.).

Si la CRE ne remet pas en question la pertinence de certaines de ces charges, elle estime néanmoins que ce poste au CRCP a vocation à couvrir les opérateurs de leur exposition aux événements climatiques sur leur périmètre de desserte, en prenant en compte les charges relevant directement de la remise en état du réseau.

A ce titre, la CRE considère que le périmètre des charges pouvant faire l'objet d'une couverture par ce poste nécessite d'être précisé afin que seules les charges directement corrélées à l'activité de remise en état du réseau puissent faire l'objet d'une couverture. Ainsi, la CRE envisage de restreindre ce périmètre 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.

La CRE rappelle que l'exclusion de certaines charges du périmètre de couverture du fonds de péréquation n'empêcherait pas les opérateurs d'engager ces dépenses, celles-ci seraient seulement engagées au sein de la trajectoire globale incitée.

En outre, la CRE envisage de lancer, au cours de la période tarifaire 2026-2029, un audit portant sur les charges récemment constatées par les opérateurs au titre du poste de charges d'exploitation pour aléas climatiques. Cet audit aurait notamment pour objet de préciser les typologies de charges constatées par les opérateurs, ainsi que les modalités de couverture de ces charges (FPE, CSPE, FACE¹⁹, fonds étatiques, subventions diverses, etc.). L'objet de cet audit serait notamment de s'assurer de l'efficacité des dépenses engagées ainsi que de l'absence de double couverture.

Question 13 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour le cadre de régulation relatif aux aléas climatiques ?

4.1.2.2.5. Régulation incitative des charges d'exploitation liées aux systèmes de stockage par batterie de EEWF

Comme précisé en partie 4.2.1.4.2, la CRE propose de retenir une trajectoire de charges d'exploitation liées aux systèmes de stockage par batterie de Wallis et Futuna. Cependant, compte tenu de l'incertitude liée à la date de mise en service de ces deux actifs, la CRE envisage de mettre en place un cadre de régulation incitative permettant d'allouer ces charges sous réserve de la mise en service effective des actifs.

A ce stade, la CRE envisage le mécanisme suivant :

- les montants sont alloués à EEWF sur la base de la trajectoire retenue dans la délibération FPE, et sur la base du calendrier prévisionnel de mise en service des projets (à ce stade janvier 2026 et janvier 2027 pour les systèmes de stockage respectifs de Wallis et Futuna) ;
- en cas de retard dans la mise en service, les montants sont restitués aux utilisateurs des réseaux, via le CRCP, selon les modalités suivantes :
 - l'opérateur restitue l'intégralité des charges annuelles liées à un actif (le cas échéant deux actifs) de stockage si celui-ci n'est pas mis en service sur l'année mentionnée *supra* ;

¹⁹ Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale

- l'opérateur restitue partiellement les charges liées à un actif (le cas échéant deux actifs) de stockage si celui-ci est mis en service sur l'année mentionnée *supra*, mais à une date ultérieure, au *pro rata temporis*.

La CRE envisage d'affecter les charges aux différents actifs au *pro rata* des charges d'investissement des systèmes de stockage définies en partie 4.2.4.2, soit à ce stade :

Tableau 14 : Références des charges d'exploitation des actifs de stockage de Wallis et Futuna

Achats services externes - Stockage (k€) (hors charges de personnel)	2026	2027	2028	2029
Demande révisée	218	222	227	231
dont Wallis	166	169	173	176
dont Futuna	52	53	54	55

Question 14 Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative conditionnant la couverture des charges d'exploitation des actifs de stockage à la date de mise en service ?

4.1.2.3. Régulation incitative des coûts d'investissements

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

4.1.2.3.1.1. 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.

Pour les années 2022 à 2024, EDF SEI a transmis, pour chaque catégorie d'ouvrage, les données définitives :

- de la valeur totale des ouvrages mis en service (en euros) ;
- du nombre total de chantiers réalisés correspondant à ces mises en service ;
- de la longueur totale des canalisations concernées ou du nombre total d'unités pour ces mises en service.

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 et la revalorisation du prix de point dans l'avenant des marchés branchement.

Tableau 15 : Bilan de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement d'EDF SEI 2022-2024

EDF SEI	2022	2023	2024
Réalisé coût unitaire de branchement sec consommateur BT ≤ 36 kVA (k€)	1,67	1,98	2,45
Objectif coût unitaire de branchement sec consommateur BT ≤ 36 kVA (k€)	1,77	1,86	1,93
Incitations (k€)	183	-229	-300

4.1.2.3.1.2. Evolutions envisagées par la CRE pour la période 2026-2030

La régulation incitative sur les coûts unitaires ayant permis d'inciter EDF SEI à la maîtrise de ses coûts, la CRE considère pertinent de la reconduire pour la prochaine période tarifaire et envisage de le faire évoluer à la marge, en particulier dans un contexte où la trajectoire d'investissements d'EDF SEI est en forte hausse.

La CRE envisage 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 forte sur la période 2026-2029 du fait de l'intégration des EnR. La CRE a par ailleurs étendu le périmètre incité de la régulation incitative des coûts unitaires d'Enedis aux postes HTA-BT pour la période TURPE 7.

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

La CRE envisage de réhausser le plafond financier de la régulation incitative sur les coûts unitaires d'environ +27 % supplémentaires. 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.

Question 15 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ?**4.1.2.3.2. Incitation à la maîtrise des coûts des grands projets**

Comme décrit dans la partie 4.2.4, 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.

Concernant Gérédis, l'opérateur est chargé d'initier le projet de portail commun (voir partie 4.1.8.2.2) en finançant la plateforme commune tout en adaptant son SI et ses webservices sur le modèle d'Enedis.

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 envisage d'introduire une régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'EDF SEI et de Gérédis.

La CRE envisage 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€. Ce seuil représente une application à environ 10 projets sur la période 2026-2029. Pour Gérédis, seul le projet de portail commun et l'adaptation du SI associé seraient concernés et ont déjà fait l'objet d'un audit.

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 pourrait 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 et Gérédis, pour autant qu'elles soient efficaces, la CRE envisage d'entrer l'actif dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
 - si les dépenses d'investissements réalisées par les opérateurs pour ce projet se situaient entre 95 % et 105 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne serait attribuée ;
 - si les dépenses d'investissements réalisées étaient inférieures à 95 % du budget cible, l'opérateur bénéficierait d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissements réalisées ;
 - si les dépenses d'investissements réalisées par l'opérateur étaient supérieures à 105 % du budget cible, l'opérateur supporterait une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissements réalisées et 105 % du budget cible.

4.1.2.3.3. Incitation aux investissements au bénéfice de la collectivité

EDF SEI est un opérateur intégré exerçant ses missions sur l'ensemble de la chaîne de l'approvisionnement en électricité des ZNI. A ce titre, certains investissements dans le réseau peuvent générer des coûts supplémentaires à l'échelle du réseau, mais peuvent créer des gains opérationnels et financiers à l'échelle 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 créeraient ainsi des économies matérialisées dans la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE).

EDF SEI demande à ce titre, de bénéficier d'une incitation encourageant les investissements dans les technologies et les projets qui bénéficient aux 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.

Réalisant son activité dans le cadre d'un contrat de service public, la CRE considère qu'EDF SEI doit exercer ses missions de façon efficace et optimale. La CRE n'est à ce stade pas opposée à l'introduction d'une telle incitation, mais elle devrait le cas échéant être proportionnée à l'économie réellement générée.

A ce stade, la CRE ne dispose pas d'éléments suffisants pour proposer l'introduction d'une telle régulation incitative mais envisage de poursuivre les discussions avec EDF SEI.

Question 16 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant l'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets sur le niveau HTB et des investissements au bénéfice de la société ?

4.1.3. 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.

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

Pour la période 2022-2025, les ELD faisant l'objet d'une analyse de leur compte pour le FPE suivent jusqu'à 3 indicateurs incités financièrement selon les ELD.

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 (hors régulation spécifique au projet de comptage évolué) sont les suivants :

Tableau 16 : Liste des indicateurs pour la régulation incitative des raccordements

Indicateurs	EDF SEI	Gérédis	EEWF
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	Incité financièrement	
<i>BT > 36 kVA, collectif HTA</i>	Incité financièrement	Incité financièrement	
Délai moyen de raccordement (jours)			Suivi
<i>Consommateur BT ≤ 36 kVA</i>	Incité financièrement	Incité financièrement	
<i>Consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau</i>	Incité financièrement		

Producteurs BT > 36 kVA et HTA Incité
financièrement

Délai moyen de raccordement (jours) Incité
financièrement

4.1.3.2. Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service 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 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 17 : 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 individuels et collectifs 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 très en-deçà des objectifs attendus.

Sur la période 2022-2024, les performances de Gérédis sont en-deçà des objectifs fixés. Les résultats des indicateurs sur l'activité de raccordement se sont particulièrement dégradés et notamment sur le segment BT > 36 kVA. Gérédis explique cette dégradation par un volume toujours plus important de demandes à traiter, et également par davantage de contraintes à gérer lors de la phase d'étude (congestion sur le réseau HTA et sur certains postes sources). Pour le raccordement des consommateurs BT ≤ 36 kVA, en 2024, Gérédis indique que ce délai serait en partie (plus de la moitié du résultat) de la responsabilité du client.

Les résultats des indicateurs sur la période 2022-2024 sont détaillés dans le tableau ci-dessous pour Gérédis, l'opérateur a supporté un malus de 96 k€ :

Tableau 18 : Bilan de la régulation incitative des raccordements de Gérédis 2022-2024

Gérédis		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	94,0%	94,0%	95,0%
	Résultat	87,0%	91,5%	93,9%
<i>BT > 36 kVA, collectif HTA</i>	Objectif	93,0%	95,0%	97,0%
	Résultat	88,3%	98,5%	43,2%
Délai moyen de raccordement (jours)				
<i>Consommateur BT</i>	Objectif	79	73	67
	Résultat	63	104	115
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	Objectif	92,0%	92,0%	92,0%
	Résultat	82,1%	90,1%	95,5%

4.1.3.3. 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. De même, la performance de Gérédis dans les domaines ciblés s'est dégradée.

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 des ELD, la CRE envisage 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 forces d'incitation des indicateurs sont analysées en partie 4.1.10 4.1.10.

4.1.3.3.1. Adaptations envisagées du cadre actuel

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

EDF SEI a indiqué dans sa demande des objectifs proches des performances déjà réalisées en considérant que ce niveau est déjà satisfaisant.

Gérédis a indiqué, dans sa demande, des objectifs inférieurs au dernier objectif 2025 compte tenu de la dégradation observée en 2024.

La CRE envisage de fixer des objectifs qui tendent à se rapprocher des performances attendues pour Enedis.

Tableau 19 : Objectifs envisagés 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 demandé				94%	94,5%	95%	96%
	Objectif envisagé par la CRE				97%	97%	98%	98%
BT > 36 kVA, collectif HTA	Résultat	91,2%	90,6%	88,5%				
	Objectif demandé				89%	89%	89%	89%
	Objectif envisagé par la CRE				91%	92%	93%	94%

Gérédis		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	87,0%	91,5%	93,9%				
	Objectif demandé				95%	95%	95%	95%
	Objectif envisagé par la CRE				96%	96%	97%	97%
BT > 36 kVA, collectif HTA	Résultat	88,3%	98,5%	43,2%				
	Objectif demandé				90%	90,5%	91%	91,5%
	Objectif envisagé par la CRE				97%	97%	97%	97%

Délai moyen de raccordement

EDF SEI a indiqué dans sa demande des objectifs légèrement baissiers en considérant que les gains marginaux seront difficiles à obtenir.

Gérédis a indiqué, dans sa demande, des objectifs proches du dernier objectif 2025. Toutefois, la demande d'objectifs est accompagnée d'une volonté de modifier le périmètre de l'indicateur afin de retirer les délais imputables aux clients.

La CRE envisage de fixer des objectifs plus ambitieux que les demandes des opérateurs. Pour EDF SEI, les objectifs envisagés matérialisent l'objectif du projet Raccordement²⁰ et pour Gérédis tendent à se rapprocher des meilleurs délais déjà atteints en se fondant sur la moyenne réalisée des performances passées.

Jusqu'à présent, Gérédis était incité sur le délai moyen de raccordement uniquement pour les affaires de raccordement de consommateurs ≤ 36 kVA. La CRE envisage de créer une unique incitation sur le délai moyen de raccordement pour une nouvelle catégorie comprenant les affaires de consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau. Les délais envisagés à ce stade se fondent sur les délais prévus pour Enedis dans le TURPE 7 pour chacune des catégories, pondérés par le nombre d'affaires.

Tableau 20 : Objectifs envisagés des délais moyens de raccordement

EDF SEI		2022	2023	2024	2026	2027	2028	2029
Délai moyen de raccordement								
<i>Consommateur BT ≤ 36 kVA</i>	Résultat	80	80	59				
	Objectif demandé				57	56	55	55
	Objectif envisagé par la CRE				57	51	46	40
<i>Consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau</i>	Résultat	384	318	269				
	Objectif demandé				250	240	230	220
	Objectif envisagé par la CRE				250	232	214	195
<i>Producteurs BT > 36 kVA et HTA</i>	Résultat	562	518	588				
	Objectif demandé				500	400	325	275
	Objectif envisagé par la CRE				500	400	325	275

²⁰ 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.

Gérédis		2022	2023	2024	2026	2027	2028	2029
Délai moyen de raccordement								
Consommateurs BT ≤ 36 kVA	Résultat	98	104	115				
	Objectif demandé				61	60	59	58
	Objectif envisagé par la CRE				94	85	76	67
Consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau								
	Résultat	-	-	-				
	Objectif demandé					-		
	Objectif envisagé par la CRE			177	170	163	157	

Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT, la CRE a introduit une incitation financière basée sur la durée effective du raccordement remplaçant l'indicateur basé sur une date convenue de réalisation du raccordement au titre que ce dernier ne permettait pas réellement de mesurer précisément la performance de l'opérateur.

En cohérence avec cette évolution, la CRE envisage ainsi le remplacement de cet indicateur pour Gérédis par une incitation sur le délai moyen.

4.1.3.3.2. Evolutions envisagées pour tenir compte des enjeux d'EDF SEI

S2REnR : lancement des révisions de schémas et réalisation des ouvrages prioritaires

Les Schémas Régionaux de Raccordement aux Réseaux pour les installations EnR (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 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.

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 méthode 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 envisage ainsi :

- 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 4.1.8).

Incitation sur les affaires de raccordement les plus longues

Les résultats des délais de raccordement d'EDF SEI de la période passée indiquent des délais particulièrement longs pour un certain nombre d'affaires. Afin d'analyser les causes et assurer un suivi de ces affaires, la CRE envisage de mettre en place un indicateur incité financièrement dédié aux affaires les plus tardives. Pour cela, un délai maximal admissible par catégorie de raccordement sera défini et toutes affaires dépassant ce délai fera l'objet d'une pénalité pour EDF SEI.

Au stade de la consultation publique, les paramètres suivants sont envisagés :

Tableau 21 : Paramètre de l'incitation sur les délais de raccordement particulièrement longs

	Consommateurs BT ≤ 36 kVA	Consommateurs BT > 36 kVA, HTA	Producteurs BT > 36 kVA et HTA
Incitation	110 € x V	150 € x V	200 € x V
Plafond	- 259 k€		

Question 17 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la régulation incitative des raccordements pour la période 2026-2029 ?

4.1.4. 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.

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

Pour la période 2022-2025, les gestionnaires de réseaux faisant l'objet d'une analyse de leur compte pour le FPE suivent jusqu'à 7 indicateurs, parmi lesquels jusqu'à 4 sont incités financièrement selon les ELD. Ils peuvent être communs à l'ensemble des gestionnaires de réseaux (comme le taux de réponse aux réclamations de fournisseurs et de consommateurs dans les délais par exemple) ou spécifiques à certaines.

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.

Les indicateurs incités financièrement (hors régulation spécifique au projet de comptage évolué) sont les suivants :

Tableau 2222 : Indicateurs suivis de la qualité de service

Indicateurs	EDF SEI	Gérédis	EEWF
Nombre de rdv planifiés non respectés ayant donné lieu au versement d'une pénalité	Suivi (versement direct au client)	Suivi (versement direct au client)	Suivi (versement direct au client)
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Incité financièrement	Incité financièrement	Suivi
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Incité financièrement	Incité financièrement	Suivi
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Incité financièrement	Incité financièrement	Suivi

4.1.4.2. Bilan du dispositif de régulation incitative des délais de raccordement sur la période 2022-2024

Sur la période 2022-2024, les performances d'EDF SEI ont été proches des objectifs fixés et le GRD a supporté un malus global de 0,1 M€ pour les indicateurs de qualité de service.

Les résultats des indicateurs sur la période 2022-2024 sont détaillés dans le tableau ci-dessous pour EDF SEI :

Tableau 2323 : Bilan de la régulation incitative de la qualité de service d'EDF SEI 2022-2024

EDF SEI		2022	2023	2024
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Objectif	93,0 %	93,0 %	94,0 %
	Résultat	92,6 %	94,5 %	90,4 %
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Objectif	0	0	0
	Résultat	686	528	1 228
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Objectif	95,0 %	95,0 %	95,0 %
	Résultat	94,8 %	94,7 %	95,6 %

Sur la période 2022-2024, les performances de Gérédis ont été en-dessous des objectifs fixés et le GRD a supporté un malus global de 6 k€ pour les indicateurs de qualité de service.

Les résultats des indicateurs sur la période 2022-2024 sont détaillés dans le tableau ci-dessous pour Gérédis :

Tableau 2424 : Bilan de la régulation incitative de la qualité de service de Gérédis 2022-2024

Gérédis		2022	2023	2024
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Objectif	93,0 %	93,0 %	94,0 %
	Résultat	94,6 %	95,8 %	91,3 %
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Objectif	0	0	0
	Résultat	2	1	13
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Objectif	99,0 %	99,0 %	99,0 %
	Résultat	98,8 %	99,2 %	97,0 %

4.1.4.3. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2026-2029

Globalement, sur la période 2022-2024, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service ont permis d'inciter à la performance des opérateurs 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 des ELD, la CRE envisage d'adopter une approche similaire à celle retenue pour le TURPE 7 HTA-BT concernant Enedis :

- 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 des ELD ;
- 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 4.1.10.

Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

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

Gérédis demande que l'objectif soit maintenu au niveau de l'objectif de 2025, c'est-à-dire à 94 % pour ensuite s'établir à 96 % pour la période 2027-2029.

Compte tenu de la performance déjà atteinte par EDF SEI (94,5 % en 2023), la CRE envisage de relever l'objectif cible, selon une trajectoire progressive de 94 % à 97 %. Pour Gérédis, l'opérateur ayant atteint 96 % en 2023 mais 91 % en 2024, la CRE envisage un objectif de 95 % à 96 %.

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

Gérédis demande la suppression de cet indicateur.

Pour la période suivante, la CRE envisage 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 tandis que Gérédis en demande la suppression.

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

Taux de réclamations multiples

La CRE a introduit une incitation financière en TURPE 6 sur le taux de réclamations multiples afin d'inciter Enedis à renforcer la qualité de ses premières réponses aux réclamations des utilisateurs. Les réclamations multiples concernent en général les réclamations les plus complexes, notamment liées à des demandes d'indemnisation ou à des perturbations d'alimentation.

Gérédis demande à fixer un objectif décroissant entre 15 % et 12 % entre 2026 et 2029.

La CRE envisage d'introduire cet indicateur pour Gérédis avec un objectif à 12 % pour inciter l'opérateur à la qualité de ses réponses aux utilisateurs.

Tableau 2525 : Objectifs envisagés de la qualité de service

EDF SEI	2024 (réalisé)	2026	2027	2028	2029
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	90,4 %	94 %	95 %	96 %	97 %
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 %				

Gérédis	2024 (réalisé)	2026	2027	2028	2029
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	91,3 %	95 %	95 %	96 %	96 %
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	13	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 %				

Question 18 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période 2026-2029 ?

4.1.5. 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.

La délibération n°2019-241 de la CRE du 14 novembre 2019 a quant à elle mis en place le cadre de régulation incitative pour le projet de comptage évolué de Gérédis.

Ce cadre de régulation incite EDF SEI et Gérédis 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.

4.1.5.1. 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 Gérédis et EDF SEI s'appuie sur 5 indicateurs incités financièrement, qui portent sur la performance du système de comptage évolué.

En outre, Gérédis est également incité sur la qualité de la pose par le biais de l'indicateur « Taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement », qui ne fait en revanche plus l'objet d'un suivi ou d'une incitation pour EDF SEI.

Les indicateurs de performance du système de comptage évolué incités financièrement, définis pour la période 2022-2025, sont 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.

4.1.5.2. 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 2626 : 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 %

Du fait de sa performance en lien avec le projet de déploiement des compteurs évolués, Gérédis a également bénéficié d'un bonus global pour les indicateurs spécifiques au comptage évolué, à hauteur de près de 0,3 M€ sur la période 2022-2024.

Le résultat des indicateurs sur la période 2022-2024 est détaillé dans le tableau suivant pour Gérédis :

Tableau 2727 : Bilan de la régulation incitative des indicateurs relatifs au comptage évolué de Gérédis 2022-2024

Gérédis		2022	2023	2024
Taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement	Objectif	2,6 %	1,8 %	0,9 %
	Résultat	0,3 %	0,3 %	0,3 %
Taux de télé-relevés journaliers réussis	Objectif	93 %	95 %	95 %
	Résultat	95,8 %	95,9 %	97,3 %
Taux de publication des index réels mensuels	Objectif	93 %	95 %	95 %
	Résultat	99,1 %	98,9 %	98,4 %
Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	Objectif	1,5 %	1 %	1 %
	Résultat	0,7 %	0,5 %	0,7 %
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	Objectif	97 %	98 %	98 %
	Résultat	100 %	100 %	100 %
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur	Objectif	94 %	96 %	96 %
	Résultat	99,1 %	99,3 %	99,2 %

4.1.5.3. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2026-2029

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

- fixer des objectifs plus ambitieux que précédemment pour les indicateurs existants, en cohérence avec la performance d'EDF SEI et de Gérédis 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 4.1.10.

Taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement

Concernant le « Taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement », Gérédis demande la suppression de son suivi incité pour la période 2026-2029.

La CRE envisage de supprimer cet indicateur pour EDF SEI et de maintenir son suivi incité jusqu'en 2027 seulement pour Gérédis pour tenir compte de la fin du déploiement massif.

Taux de télé-relevés journaliers réussis

EDF SEI et Gérédis ont dépassé les résultats attendus sur la période réalisée. EDF SEI et Gérédis proposent donc une trajectoire permettant une amélioration progressive de cet indicateur avec un objectif respectif de 97 % à 98 % et de 96 % à 97 %.

La CRE envisage de fixer un objectif à 98 % pour EDF SEI et un objectif croissant entre 97,5 % et 99 % pour Gérédis traduisant un objectif ambitieux pour les opérateurs et proche du niveau fixé pour Enedis à la même période du projet de comptage évolué.

Taux de respect de publication des index réels mensuels

EDF SEI demande de plafonner la trajectoire pour la prochaine période tarifaire à 98,5 % et indique que le résultat dépend de la bonne performance des opérateurs télécoms. Gérédis, quant à lui, demande de fixer un objectif croissant entre 96 % et 97 % ne reflétant par le niveau d'atteinte des objectifs passés.

La CRE envisage de fixer un objectif à 99 % pour EDF SEI et Gérédis traduisant un objectif ambitieux pour les opérateurs et proche du niveau fixé pour Enedis à la même période du projet de comptage évolué.

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

EDF SEI demande de plafonner la trajectoire pour la prochaine période tarifaire à 1 % et souhaite revoir l'assiette de calcul pour exclure les compteurs coupés au court-circuit. Gérédis demande un abaissement progressif de l'objectif compris entre 0,9 % et 0,75 % afin de tenir compte du réalisé.

La CRE envisage 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.

Taux de disponibilité du portail internet « clients »

EDF SEI demande de plafonner la trajectoire pour la prochaine période tarifaire à 99,5 %, tandis que Gérédis demande un plafonnement à 98 %.

Compte tenu du niveau de résultats très élevés obtenus sur la période 2022-2024, la CRE envisage à ce stade de ne plus inciter cet indicateur et de le maintenir en suivi.

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

EDF SEI demande une trajectoire progressive allant jusqu'à 96 % et explique que ses performances sont dépendantes de la performance des opérateurs télécoms. Gérédis demande un objectif croissant entre 97 % et 98 %.

La CRE envisage de passer cet indicateur en suivi sans incitation 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. Pour Gérédis, l'objectif envisagé est de 99 % afin de maintenir les performances.

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 2 de la présente consultation publique :

Tableau 2828 : Objectifs envisagés pour les indicateurs relatifs au comptage évolué

EDF SEI	2024 (réalisé)	2026	2027	2028	2029
Taux de télé-relevés journaliers réussis	96,5 %	98 %	98 %	98 %	98 %
Taux de publication des index réels mensuels	98 %	99 %	99 %	99 %	99 %
Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	1,3 %	1 %	1 %	0,5 %	0,5 %
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur					

Gérédis	2024 (réalisé)	2026	2027	2028	2029
Taux de réinterventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement	0,9 %	0,3 %	0,3 %		
Taux de télé-relevés journaliers réussis	97,3 %	97,5 %	98 %	98,5 %	99 %
Taux de publication des index réels mensuels	98,4 %	99 %	99 %	99 %	99 %
Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	0,7 %	0,7 %	0,6 %	0,6 %	0,5 %
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur	99,2 %	99 %	99 %	99 %	99 %

Enfin, la CRE propose 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 et en 2028 pour Gérédis :

- « 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 ».

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

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 et prendra fin en 2026 pour Gérédis.

Passées ces échéances respectives, il n'y aura 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.

A cet égard, la CRE considère que les incitations à la maîtrise des coûts des projets de comptage évolué de Gérédis et d'EDF SEI doivent être limitées en proportion.

La CRE envisage donc, à ce stade, de plafonner les montants pouvant être versés respectivement à Gérédis et 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.

Question 19 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur le maintien et l'extension de la régulation incitative de la performance des systèmes de comptage évolué de Gérédis et EDF SEI pour la période 2026-2029 ?

Question 20 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant le plafonnement de la régulation incitative des coûts unitaires pour les projets de comptage évolué de Gérédis et EDF SEI ? Avez-vous des remarques concernant le plafond envisagé ?

4.1.6. Régulation incitative de la 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.

4.1.6.1. Rappel du dispositif de régulation incitative de la continuité d'alimentation en vigueur

Durée moyenne et fréquence de coupure

Pour la période 2022-2025, la continuité d'alimentation d'EDF SEI, Gérédis et EEWf hors événements exceptionnels et hors coupures liées à la production d'électricité est 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.

Tableau 2929 : Objectifs de la qualité d'alimentation 2022-2025

		Critère B (min/an)	Critère M (min/an)	Critère F-BT (coupures/an)
Valeur de référence sur la période 2022-2025	EDF SEI	220,2	166	3,79
	Gérédis	57,5	24	-
	EEWF	-	-	-

A ce jour, seuls EDF SEI et Gérédis sont incités financièrement sur leurs indicateurs de qualité d'alimentation (critère B, B et F-BT pour EDF SEI, critère B et M pour Gérédis). Ces trois indicateurs pour EEWf ainsi que le critère F-BT pour Gérédis sont néanmoins suivis.

Pour la période 2022-2025, la CRE avait conservé les forces d'incitations fixés dans la délibération n°2019-301 du 19 décembre 2019 :

Tableau 3030 : Niveau d'incitation pour la qualité d'alimentation 2022-2025

		Critère B	Critère M	Critère F-BT
Force de l'incitation sur la période 2022-2025	EDF SEI	87 k€/min	111 k€/min	73 k€/coupure
	Gérédis	28 k€/min	26 k€/min	-
	EEWF	-	-	-

Afin de limiter le risque financier pour EDF SEI et Gérédis lié aux incitations susmentionnées, la CRE avait maintenu le plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur à $\pm 3,5$ M€ par an pour EDF SEI et ± 120 k€ par an pour Gérédis.

Mécanisme pour coupures longues

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.

Dans le cadre d'une coupure d'un utilisateur de plus de cinq heures, le TURPE 6 HTA-BT prévoyait qu'EDF SEI et Gérédis versent à cet utilisateur une pénalité forfaitaire, déclinée par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives. Estimant qu'EEWF n'était pas suffisamment mature, la CRE avait proposé de ne pas soumettre l'opérateur à ce mécanisme. L'incitation, reconduite dans le TURPE 7 HTA-BT, est la suivante :

- pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA l'indemnité 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, l'indemnité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure ;
- pour les consommateurs raccordés en HTA, l'indemnité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure.

En cohérence avec cette incitation, une trajectoire prévisionnelle de charges a été déterminée par la CRE et intégrée dans les charges nettes d'exploitation d'EDF SEI et Gérédis. De plus, un plafond au-delà duquel les sommes versées par ces opérateurs sont compensées via le CRCP est mis en place.

Tableau 3131 : Couverture des indemnités pour coupure longue 2022-2025

		Couverture tarifaire	Plafond
Force de l'incitation sur la période 2022-2025	EDF SEI	3,7 M€	6,5 M€
	Gérédis	36 k€	216 k€

Par ailleurs, le cadre prévoit que les ELD et EDF SEI puissent, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, 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.

4.1.6.2. Bilan du dispositif de régulation incitative de la continuité d'alimentation sur la période 2022-2025

Les résultats (présentés en détail par la suite) sont globalement inférieurs aux objectifs d'EDF SEI pour la qualité d'alimentation et les coupures longues et légèrement supérieurs pour Gérédis. Au total, EDF SEI a supporté un malus de 11,6 M€ sur la période 2022-2024 tandis que Gérédis a perçu un bonus de 4,8 k€.

Durée moyenne et fréquence de coupure

EDF SEI

La CRE observe une tendance à la dégradation de la performance au cours de la période 2022-2024. EDF SEI rappelle que les incidents sur ses ouvrages HTB affectent directement le critère B, et que leur faible fréquence est source de volatilité sur la qualité d'alimentation.

Les résultats d'EDF SEI, notamment sur les critères B et M, associés à la force des incitations initialement fixée, ont conduit EDF SEI à atteindre le plancher d'incitation de -3,5 M€ en 2023 et 2024. Au total, EDF SEI a supporté, sur l'ensemble de la période 2022-2024, un malus cumulé de 7,9 M€.

Tableau 3232 : Bilan de la qualité d'alimentation d'EDF SEI 2022-2024

EDF SEI						
Indicateur		2022	2023	2024	Moyenne 2022 – 2024	Cumulé 2022-2024
Critère B <i>(Durée moyenne de coupure en BT)</i>	Objectif (min)	220,2	220,2	220,2	220,2	
	Résultats (min)	216,2	276,6	264,3	252,37	
Critère M <i>(Durée moyenne de coupure en HTA)</i>	Objectif (min)	166	166	166	166	
	Résultats (min)	177,4	203	242,3	207,6	
Critère F-BT <i>(Fréquence moyenne de coupure en BT)</i>	Objectif (nb/an)	3,8	3,8	3,8	3,8	
	Résultats (nb/an)	3,4	4,3	3,5	3,7	
Total qualité d'alimentation	Montant total d'incitations versé (k€)	- 888,9	- 3 500	- 3 500	- 2 630	- 7 889

Gérédis

En dehors de l'année 2023 marquée par l'occurrence de tempêtes et d'incidents sur des postes sources, les indicateurs de qualité d'alimentation de Gérédis sont inférieurs aux seuils fixés.

Au total, Gérédis a bénéficié, sur l'ensemble de la période 2022-2024, d'un bonus cumulé de 120 k€.

Tableau 3333 : Bilan de la qualité d'alimentation de Gérédis 2022-2024

Gérédis						
Indicateur		2022	2023	2024	Moyenne 2022 – 2024	Cumulé 2022-2024
Critère B <i>(Durée moyenne de coupure en BT)</i>	Objectif (min)	57,5	57,5	57,5	57,5	
	Résultats (min)	45,1	58,3	52,9	52,1	
Critère M <i>(Durée moyenne de coupure en HTA)</i>	Objectif (min)	24,0	24,0	24,0	24,0	
	Résultats (min)	14,7	36,4	13,0	21,4	
Total qualité d'alimentation	Montant total d'incitations versé (k€)	120	- 120	120	40	120

Mécanisme de pénalités pour coupures longues

On observe une tendance à la dégradation de la performance sur la période. Sur l'ensemble de la période 2022-2024, EDF SEI et Gérédis ont chacun versé aux consommateurs un total de 13,1 M€ et 223 k€ à travers le mécanisme de pénalité pour coupures longues. Les versements réalisés par ces deux opérateurs ont été supérieurs à leur trajectoire prévisionnelle prévue par leur dotation FPE, les charges réellement supportées par EDF SEI et Gérédis sur la période 2022-2024 ont été de 3,7 M€ et 115 k€.

Tableau 3434 : Bilan du mécanisme de coupure longue 2022-2024

		2022	2023	2024	Cumulé 2022-2024
Pénalité pour coupures longues (k€)	EDF SEI	4 920	4 844	5 071	14 836
	Gérédis	41,8	51,1	130,3	223,2
Dont montants couverts par la dotation FPE (k€)	EDF SEI	3700	3 700	3 700	11 100
	Gérédis	36	36	36	108
Dont montants supportés par l'opérateur (k€)	EDF SEI	1 220	1 144	1371	2 494
	Gérédis	5,8	15,1	94,3	115,2

4.1.6.3. Demande des opérateurs

Dans leurs dossiers tarifaires, EDF SEI et Gérédis ont exprimé des demandes prudentes concernant les indicateurs de qualité d'alimentation :

Tableau 3535 : Demande des opérateurs pour les indicateurs de qualité d'alimentation

Indicateur	Opérateur	2026	2027	2028	2029
Critère B (Durée moyenne de coupure en BT)	EDF SEI	250	250	245	245
	Gérédis	57,5	57,5	57,5	57,5
Critère M (Durée moyenne de coupure en HTA)	EDF SEI	230	230	225	220
	Gérédis	24,0	24,0	24,0	24,0
Critère F-BT (Fréquence moyenne de coupure en BT)	EDF SEI	3,7 (non incité)	3,7 (non incité)	A déterminer	A déterminer
	Gérédis				

Dans leur demande tarifaire, EDF SEI et Gérédis demandent à ne pas être incités sur les indicateurs relatifs à la fréquence de coupure. EDF SEI rappelle que la saisie des données de coupure reste manuelle pour 4 des 5 territoires, que la fiabilisation des données est dépendante de la réconciliation des données SIG-SysCoDOM (horizon fin 2027), et que des objectifs incités pourraient être fixés à l'issue. De son côté, Gérédis rappelle que le caractère rural de son réseau expose particulièrement l'opérateur à cet indicateur, dans la mesure où les réseaux aériens sont généralement associés à des cycles de réenclenchement.

4.1.6.4. Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2026-2029

La CRE envisage pour la période à venir, de reconduire le mécanisme actuel de régulation incitative de la continuité d'alimentation, en adaptant le niveau des objectifs pour tenir compte des performances passées et dans un souci d'amélioration constante de la performance d'EDF SEI et Gérédis ainsi que le dispositif existant concernant les indemnités pour coupure longue.

En plus des niveaux d'objectifs, la CRE prévoit de rehausser les plafonds d'incitation afin de préserver le niveau de risque des opérateurs au regard de l'augmentation de leur revenu autorisé et par souci de cohérence avec les niveaux de plafonds appliqués à Enedis (voir partie 4.1.10). Enfin, la CRE envisage d'inciter le suivi de l'indicateur de fréquence de coupure moyenne en basse tension pour Gérédis (critère F-BT). Les adaptations que la CRE envisage à ce stade sont présentées ci-après pour chacun des indicateurs.

Critères B et M

Pour les critères B et M d'EDF SEI et Gérédis, la CRE envisage de retenir une valeur proche de la moyenne du réalisé 2022-2024, avec des valeurs stables pour Gérédis et décroissantes pour EDF SEI afin de retrouver des valeurs proches de l'objectif de la période précédente tout en prenant en compte la réalité des dernières années. Par ailleurs, la CRE ne prévoit pas d'inciter ces indicateurs pour EEWf.

Les valeurs cibles envisagées par la CRE pour ces deux critères sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3636 : Objectifs envisagés par la CRE pour les indicateurs de critères B et M

		2026	2027	2028	2029
EDF SEI	Critère B (min/an)	250	240	230	220
	Critère M (min/an)	220	210	195	180
Gérédis	Critère B (min/an)	52	52	52	52
	Critère M (min/an)	20	20	20	20

Critère F-BT

Pour le critère F-BT d'EDF SEI, la CRE prévoit de fixer un objectif de référence qui serait égal à la moyenne des résultats 2022-2024, soit 3,7 coupures/an pour EDF SEI.

Par ailleurs, dans sa délibération n°2022-76 du 10 mars 2022, la CRE n'avait pas introduit ce critère F-BT pour Gérédis en considérant que l'opérateur ne disposait pas d'un historique assez profond. A ce stade, la CRE estime que Gérédis dispose d'un meilleur historique et qu'un indicateur basé sur la moyenne historique permet de prendre en compte le caractère rural du réseau de l'opérateur. A ce titre, la CRE envisage d'inciter Gérédis sur le critère F-BT en fixant un objectif de référence égal à la moyenne des résultats 2022-2024, soit 2,6 coupures/an. Par ailleurs, la CRE ne prévoit pas d'inciter ces indicateurs pour EEWf.

Tableau 3737 : Objectifs envisagés par la CRE pour le critère F-BT

Critère F-BT (nb coupure/an)	2026	2027	2028	2029
EDF SEI	3,7	3,7	3,7	3,7
Gérédis	2,6	2,6	2,6	2,6

Critère F-HTA

Dans le cadre des travaux TURPE 5, la CRE avait invité EDF SEI et Gérédis à travailler notamment sur la mise en place du suivi, sans incitation financière, de la fréquence moyenne annuelle de coupure en HTA.

Dans ses délibérations n°2022-19 du 20 janvier 2022 et n°2022-76 du 10 mars 2022, la CRE n'a toutefois pas introduit ce critère F-HTA en raison du fait qu'EDF SEI devait au préalable mettre en place des actions visant à garantir l'exhaustivité de la collecte des coupures brèves et que Gérédis ne disposait pas d'un historique assez profond. EDF SEI rappelle dans son dossier tarifaire que la fiabilisation des données est dépendante de la réconciliation des données SIG-SysCoDOM, et que ce projet devrait arriver à son terme fin 2027.

A ce stade, la CRE ne prévoit pas d'introduire d'incitation financière sur l'indicateur F-HTA, mais se réserve la possibilité de l'introduire une fois le chantier de réconciliation des données finalisé, et au plus tard dès la prochaine période tarifaire.

Incitations financières

La CRE envisage de conserver les montants d'incitations financières fixés dans les délibérations n°2022-19 du 20 janvier 2022 et 2022-76 du 10 mars 2022, et de fixer l'incitation financière de Gérédis pour le critère F-BT à 29 k€/coupure, comme indiqué ci-dessous :

Tableau 3838 : Niveau des incitations envisagé par la CRE pour les indicateurs de qualité d'alimentation

	Critère B	Critère F-BT	Critère M
EDF SEI	87 k€/min	73 k€/coupure	111 k€/min
Gérédis	28 k€/min	29 k€/coupure	26 k€/min

Pour EDF SEI, la CRE envisage 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.

Afin de limiter le risque financier pour EDF SEI et Gérédis lié à la mise en place des incitations susmentionnées, la CRE envisage toutefois de maintenir le plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par les opérateurs à ± 5 M€ par an pour EDF SEI et ± 360 k€ par an pour Gérédis.

Question 21 Partagez-vous les modalités envisagées par la CRE pour les 4 indicateurs de qualité d'alimentation ?

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

4.1.7.1. 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 d'EDF SEI du 22 mars 2018, 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 dispositif a ensuite été reconduit pour la période 2022-2025 pour EDF SEI, par la délibération de la CRE du 20 janvier 2022, et étendu à Gérédis par la délibération de la CRE du 10 mars 2022.

Ce mécanisme de régulation incitative concerne les dépenses de R&D, y compris les dépenses pour les projets de type « *smart grids* » 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 des opérateurs ;
- 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 et Gérédis, est le suivant :

Tableau 3939 : Montants des charges d'exploitation de R&D soumis à la régulation incitative 2022-2024

	2022		2023		2024	
	EDF SEI	Gérédis	EDF SEI	Gérédis	EDF SEI	Gérédis
Délibéré inflaté (M€ courants)	5,2	0,3	5,4	0,3	5,6	0,3
Réalisé (M€ courants)	5,1	0,1	5,5	0,3	5,6	0,3

EDF SEI a ainsi dépensé le budget alloué à la R&D fixé par la CRE lors des années 2022 à 2024.

Concernant Gérédis, 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 et Gérédis pour la période 2025-2029.

4.1.7.2. Projets de réseaux électriques intelligents

Les délibérations n°2018-070 du 22 mars 2018 et n°2018-163 du 19 juillet 2018 de dotation FPE d'EDF SEI et Gérédis, ont 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 ses délibérations n°2022-19 et n°2022-76 de dotation FPE 2022-2025 d'EDF SEI et Gérédis.

Le dispositif permet à EDF SEI et à Gérédis de demander, une fois par an, pour une prise en compte lors du calcul du CRCP, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liés à un futur projet, ou un ensemble de futurs projets, relevant des réseaux électriques intelligents. Cette intégration est possible pour un ensemble de projets impliquant au total des charges d'exploitation annuelles supérieures à 150 k€ sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues à ce stade.

Dans ses délibérations de dotation FPE d'EDF SEI et de Gérédis susmentionnées, la CRE considérait que ce mécanisme pouvait s'appliquer à des programmes de recours à des flexibilités mais qu'il n'était pas adapté au cas de prestations multi-services rendues par des dispositifs de stockage dans des micro-réseaux isolés.

Le dispositif n'ayant jamais été sollicité par EDF SEI, ni par Gérédis, la CRE envisage 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.

Question 22 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant le maintien du cadre de régulation incitative de la R&D pour EDF SEI et Gérédis ?

Question 23 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la suppression du guichet « projets de réseaux électriques intelligents » pour EDF SEI et Gérédis ?

4.1.8. Régulation incitative des projets prioritaires

4.1.8.1. Rappel du dispositif de régulation incitative des projets prioritaires

Lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques²¹, 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.

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 (à l'exception de EEWf), la CRE a décidé de mettre en place ce même mécanisme pour EDF SEI et Gérédis 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/Gérédis 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 et 500 €/mois de retard pour Gérédis est appliquée ;
 - 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 et à 1 000 €/mois pour Gérédis ;
 - 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 et à 2 000 €/mois pour Gérédis ;
 - le montant global de l'ensemble des pénalités versées est plafonné à 300 k€ par an pour EDF SEI et à 50 k€ par an pour Gérédis.

²¹ [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](#) :

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

4.1.8.2. Propositions d'évolutions 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 envisage à ce stade de reconduire ce dispositif pour EDF SEI et Gérédis, en réhaussant le niveau des incitations financières et en y intégrant une liste de projets prioritaires, et de l'étendre à EEWf.

A ce stade, la CRE identifie deux actions prioritaires pour EDF SEI, une action prioritaire pour Gérédis, et une action prioritaire pour EEWf. Ces actions sont décrites ci-après ainsi que leur délai de mise en œuvre associé.

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

4.1.8.2.1. Projets prioritaires envisagés pour EDF SEI

Pour EDF SEI, la CRE envisage à ce stade d'introduire les projets prioritaires suivants :

- 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.

L'essor des EnR 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 envisage d'inciter EDF SEI à développer de nouvelles offres de raccordement en alternative des offres classiques (offres de raccordement de référence – ORR).

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.

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

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 la majorité des schémas présente des niveaux de saturation élevés (entre 70 % des capacités des schémas à 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 à la Réunion.

Le décret S2REnR va introduire des dispositions permettant de faciliter et d'accélérer la création de capacité nécessaire aux raccordements des installations de production d'énergies renouvelables. Parmi ces dispositions, l'introduction des ouvrages prioritaires, dont la méthode 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 envisage ainsi de mettre en place un projet prioritaire ciblant la réalisation dans les délais dès l'approbation du schéma jusqu'à la mise en service du/des ouvrage(s)) des ouvrages prioritaires des S2REnR.

4.1.8.2.2. Projets prioritaires envisagés pour Gérédis

Une dynamique concurrentielle insuffisante a été constatée sur les territoires de desserte des GRD-ELD d'électricité et de gaz, en particulier sur le bas de portefeuille. Sur ces territoires hors ZNI, qui représentent respectivement 5 % et 4 % des utilisateurs, la dynamique concurrentielle observée reste inférieure aux zones de desserte des gestionnaires de réseaux nationaux Enedis et GRDF (qui représentent respectivement 95 % et 96 % des utilisateurs).

Pour répondre à ce constat, la CRE a manifesté, à travers sa délibération n°2021-121 du 10 juin 2021²², la volonté d'une convergence des flux et des webservices des GRD-ELD au format des GRD nationaux ainsi que le développement d'un portail commun permettant aux fournisseurs alternatifs d'accéder aux services des différents GRD-ELD au travers d'une unique plateforme.

Ce projet permettrait donc de simplifier, d'uniformiser les SI et limiter les coûts d'entrée sur le marché pour les fournisseurs alternatifs en harmonisant les données partagées entre les GRD-ELD en s'appuyant sur le référentiel d'Enedis.

En décembre 2021, les syndicats des ELD ont soumis à la CRE une étude technico-économique détaillée du projet de « portail commun ». Ce rapport incluait une estimation des investissements nécessaires ainsi qu'un calendrier préliminaire d'exécution. La CRE a demandé à actualiser ce chiffrage et fait auditer le projet en 2024 afin de déterminer précisément le niveau des charges prévisionnelles.

La CRE a opté pour un déploiement séquentiel compte tenu des coûts élevés et du nombre important d'acteurs. Par conséquent, la CRE envisage de commencer par un déploiement initial limité aux périmètres de Gérédis pour l'électricité et de R-GDS et Régaz pour le gaz. Cette délimitation est justifiée par plusieurs facteurs : (i) des coûts-bénéfices plus attractifs, avec seulement le SI de Gérédis à adapter pour l'électricité et des SI semblables à ceux de GRDF chez R-GDS et Régaz, (ii) une maîtrise plus aisée par la CRE des coûts associés, les coûts de Gérédis étant compensés par le FPE forfaitaire, et (iii) une gouvernance simplifiée grâce à un nombre réduit de GRD-ELD et d'éditeurs SI à coordonner.

Compte tenu de l'ampleur du projet et des charges engagées, et des enjeux associés, la CRE envisage d'introduire les charges associées à ce projet dans les charges prévisionnelles incitées (partie 0) et d'inciter le respect de la date de mise en service du portail sous forme de projet prioritaire. A ce stade, les charges et la date de mise en service définies se fondent sur le dernier chiffrage disponible, correspondant à l'audit des coûts de réalisation du projet pour lequel la CRE avait mandaté un auditeur externe en 2024.

Gérédis serait ainsi incité à la mise en service du portail commun au 1^{er} janvier 2029.

4.1.8.2.3. Projets prioritaires envisagés pour EEWf

Compte tenu de l'ampleur des projets de stockage d'électricité par batteries sur les territoires de Wallis et Futuna, de son enjeu pour l'atteinte des objectifs de la PPE et des charges engagées, la CRE envisage d'introduire un projet prioritaire concernant le respect de la date de mise en service de ces batteries.

Pour ce faire, la CRE envisage à ce stade de retenir les dates suivantes, indiquées par EEWf durant les échanges liés aux travaux tarifaires, comme références :

- janvier 2026 pour la batterie de Wallis ;
- janvier 2027 pour la batterie de Futuna.

²² [Délibération n°2021-121 de la CRE du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD](#)

La régulation incitative proposée en consultation publique permettrait de déclencher un bonus en cas de mise en service du système à une date antérieure à la date cible (valable uniquement pour Futuna). *A contrario*, une pénalité est envisagée en cas de mise en service du système à une date ultérieure à la date cible.

Les montants d'incitations envisagés sont les suivants :

Tableau 40 : Niveau d'incitation envisagé pour les projets prioritaires d'EEWF

Incitations (% du coût estimé du projet)	Bonus	Malus
Durée comprise entre 1 et 12 mois	0,08 %	0,08 %
Durée supérieure à 13 mois	Non applicable	0,16 %

Les montants d'investissements estimatifs retenus pour les systèmes de stockage par batterie de Wallis et Futuna sont :

Tableau 41 : Montant prévisionnel d'investissement et capacité des projets de stockage d'EEWF

	Capex (M€)	Capacité
Wallis	6,20	10 MW – 10 MWh
Futuna	1,95	2 MW – 2 MWh

La CRE envisage d'effectuer le calcul de cette régulation incitative annuellement lors de l'exercice de calcul du CRCP et de la dotation annuelle de l'opérateur.

4.1.8.2.4. Synthèse du niveau de l'incitation

Pour inciter les opérateurs à mettre en œuvre ces projets, la CRE propose de retenir les incitations suivantes :

Tableau 42 : Synthèse des paramètres envisagés pour la régulation incitative des projets prioritaires

	EDF SEI	Gérédis	EEWF
Pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE (€)	6 000	1 000	0,08 % du coût du projet
Pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE (€)	12 000	2 000	0,08 % du coût du projet
Pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE (€)	24 000	4 000	0,16 % du coût du projet
Plafonnement des incitations financières (k€)	600	100	-

Pour EEWf, la CRE propose toutefois d'ajuster le cadre afin que l'incitation financière corresponde à un pourcentage du coût du projet (environ 0,08 % du coût du projet par exemple). Ainsi, EEWf percevrait un bonus égal à 0,08 % du coût du projet par mois d'avance si celui-ci est mis en service avant la date retenue par la CRE, et un malus de 0,08 % du coût du projet par mois de retard au cours des 12 mois suivant la date retenue par la CRE, puis de 0,16 % par mois de retard au-delà.

Question 24 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant les évolutions du cadre de régulation incitative des projets prioritaires pour les opérateurs ?

4.1.9. Régulation incitative du placement des plages temporelles

Dans la partie 4.3.1 de la présente consultation publique, la CRE envisage qu'EDF SEI engage 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 envisage dans la présente consultation publique d'inciter EDF SEI sur la mise en conformité des plages temporelles des compteurs, assortie de pénalités en cas de retard (et d'un bonus en cas de respect des délais).

Pour ce faire, la CRE envisage d'introduire un indicateur mesurant le nombre total de compteurs communicants dotés d'un calendrier distributeur comprenant des heures creuses à déplacer, divisé par le nombre total de compteurs communicants. Le périmètre serait restreint aux compteurs communicants de niveau 1 (compteur posé, télé relevable et télé opérable à distance) ou 2 (compteur de niveau 1 permettant l'accès aux nouvelles prestations de données quotidiennes, de courbes de charge et de calendrier fournisseur).

L'incitation envisagée serait constituée d'un bonus de 30 k€ attribué à EDF SEI si le niveau de l'indicateur atteint la cible au 30 décembre de l'année N (voir objectifs ci-dessous). Chaque mois à compter du 1^{er} janvier de l'année N, une pénalité serait déduite du revenu autorisé d'EDF SEI, à proportion de 3 k€ par point de pourcentage de l'indicateur. Un plafond de pénalités serait fixé à 170 k€/an.

	Au 31 décembre 2026	Au 31 décembre 2027	Au 31 décembre 2028	Au 31 décembre 2029
Corse	52 %	25 %	4 %	0 %
Guadeloupe	56 %	27 %	11 %	0 %
Réunion	63 %	45 %	27 %	9 %
Martinique	37 %	12 %	0 %	0 %
Guyane	0 %	0 %	0 %	0 %

Question 25 Avez-vous des remarques concernant les modalités de régulation incitative du placement des plages temporelles envisagées par la CRE ?

4.1.10. Evolution des niveaux de la régulation incitative

Les revenus autorisés demandés par les opérateurs connaissent une forte augmentation et aboutissent dans leurs demandes à une augmentation de respectivement 27 % et 14 % pour EDF SEI et Gérédis 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 envisage de faire évoluer les montants du niveau des incitations ainsi que des plafonds de bonus/malus associés.

Les évolutions indexées au revenu autorisé sont à ce stade présentées avec une hausse de +27 % et de +14 % en règle générale pour les deux opérateurs. Ce taux sera revu dans la délibération finale après détermination du revenu autorisé des opérateurs pour la prochaine période tarifaire.

Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau

La CRE envisage 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 envisage 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 envisage de renforcer la régulation incitative des raccordements au réseau de distribution pour la période 2026-2029 au regard des enjeux de cette activité (cf. partie 4.1.3). 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.

En ce qui concerne Gérédis, les plafonds ont été particulièrement augmentés en raison d'un niveau d'incitation faible comparé aux autres opérateurs : sur la période actuelle, le plafond de 50 100 € rapporté au revenu autorisé représente 0,05 % contre 0,27 % pour Enedis ou 0,15 % pour EDF SEI.

De plus, la CRE envisage 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.

Les niveaux des incitations suivraient la même évolution (voir détail annexe 2).

Tableau 43 : Synthèse des plafonds d'incitation de la régulation incitative des raccordements

Plafond	EDF SEI		Gérédis	
	2022-2025	2026-2029	2022-2025	2026-2029
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	203 000 €	259 000 €	12 500 €	62 500 €
Délai moyen de raccordement	852 000 €	1 917 000 €	18 800 €	112 800 €
<i>Consommateur BT ≤ 36 kVA</i>	426 000 €	852 000 €	18 800 €	75 200 €
<i>Consommateurs BT > 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau</i>	213 000 €	426 000 €	-	37 600 €
<i>Producteurs BT > 36 kVA et HTA</i>	213 000 €	639 000 €	-	-
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	-	-	18 800 €	Supprimé
TOTAL	1 055 000 €	2 176 000 €	50 100 €	175 300 €

Régulation incitative de la qualité de service

La CRE envisage 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 envisage 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 » et l'introduction de l'indicateur « Taux de réclamation multiples » pour Gérédis.

Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué

La CRE envisage 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 envisage la suppression de l'incitation sur l'indicateur « Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur » pour EDF SEI et également sur l'indicateur « Taux de disponibilité du portail internet « clients » » pour EDF SEI et Gérédis.

Régulation incitative de la qualité d'alimentation

Pour EDF SEI, la CRE envisage 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 (cf. partie **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Pour Gérédis, les plafonds de qualité d'alimentation ont été particulièrement augmentés en raison d'un niveau d'incitation faible comparé aux autres opérateurs : sur la période précédente, le plafond de 120 000 € rapporté au revenu autorisé représenté 0,12 % contre 0,55 % pour Enedis ou 0,50 % pour EDF SEI.

Régulation incitative des projets prioritaires

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

Question 26 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la hausse des plafonds des régulations incitatives de qualité de service, de qualité d'alimentation, de coûts unitaires et des raccordements ?

4.2. Niveau de dotation

Le revenu autorisé des opérateurs 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 4.2.1) ;
- les charges liées au système électrique, qui recouvrent le coût d'achat des pertes. Ces charges sont quasi-intégralement couvertes au CRCP (cf. partie 0.2) ;
- les charges de capital normatives, résultant des paramètres de rémunération retenus (cf. partie **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**2.5) et de la trajectoire d'investissements des opérateurs (cf. partie 4.2.4).

4.2.1. 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 des opérateurs ;
- de la production immobilisée, c'est-à-dire l'immobilisation par les opérateurs de la main-d'œuvre allouée à la réalisation d'investissement.

4.2.1.1. Bilan de la période 2022-2024

Sur la période 2022-2024, les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique ont été globalement supérieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée dans la délibération FPE pour la période 2022-2024 pour EDF SEI, tandis qu'elles ont été légèrement inférieures aux prévisions pour Gérédis et EEWf.

Tableau 44 : Bilan des CNE (hors charges de système électrique) des opérateurs entre 2022 et 2024 (en M€)

En M€ courants	Charges prévisionnelles	Charges réalisées	Ecart (réalisé – prévisionnel)	Ecart (%)
EDF SEI	816,1	840,1	24	2,9 %
Gérédis	99,5	92,8	-6,7	-6,7 %
EEWF	11,5	11,3	-0,2	-1,7 %

Sur les années 2022-2024, les principaux écarts entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de la délibération ajustée de l'inflation s'expliquent par :

- EDF SEI :
 - une sous-réalisation des contributions raccordement des utilisateurs (+51,4 M€) ;
 - un dépassement du poste « Consommations externes » relatif aux dépannages et dépenses supplémentaires liées aux événements climatiques exceptionnels (+22,1 M€) ;
 - une sous-réalisation du poste « Charges de personnel » (-18,2 M€) du fait, notamment, d'une hypothèse erronée sur le poste des charges de pensions concernant une dotation pour provision long terme ;
 - une sous-réalisation du poste « Impôts et taxes » (-10,4 M€) qui s'explique principalement par la baisse des taux de CVAE et les résultats financiers du groupe EDF en 2022 ;
- Gérédis :
 - une augmentation des contributions de raccordement (-5,5 M€) résultant notamment de la forte augmentation des raccordements producteurs ;
 - une baisse des charges de personnel (-2,1 M€) résultant notamment de la baisse des taux de charges patronales et des taux CNIEG ;
 - une baisse des impôts et taxes (-2,5 M€) résultant notamment d'une baisse des contributions FACE, d'une IFER plus faible que prévu et d'une baisse des taux CVAE ;
- EEWf :
 - un dépassement du poste « Achats et services externes » (+4,1 M€) notamment expliqué par une hausse de l'entretien et l'élagage liés aux aléas climatiques ;
 - une sous-réalisation du poste « Charges de personnel » (-0,4 M€) ;
 - un dépassement du poste « Production immobilisée et stockée » (+2,7 M€) lié au dépassement du poste « Achats et services externes » ;
 - un dépassement du poste « Autres produits » (+1,1 M€).

4.2.1.2. Demandes des opérateurs

Pour évaluer les trajectoires de charges nettes d'exploitation des opérateurs, la CRE retient les hypothèses d'inflation suivantes :

Tableau 45 : Inflation prévisionnelle

	2025	2026	2027	2028	2029
IPC hors tabac²³	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %

Ces hypothèses seront ajustées avec les dernières prévisions disponibles au moment de la décision tarifaire.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles demandées par les opérateurs pour la période suivante (hors charges de système électrique, présentées en partie 0.2) sont les suivantes :

Tableau 46 : Demande de CNE des opérateurs pour la période 2026-2029 (en M€ courants)

En M€ courants		2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
EDF SEI	Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	302,0	316,4	337,7	341,0	349,4
	<i>Evolution (%)</i>		4,8 %	6,8 %	1,0 %	2,4 %
Gérédis	Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	32,1	37,9	41,2	42,3	43,8
	<i>Evolution (%)</i>		17,8 %	8,8 %	2,7 %	3,4 %
EEWF	Charges nettes d'exploitation (hors CSE)	4,2	4,8	5,1	5,2	5,3
	<i>Evolution (%)</i>		15,2 %	5,2 %	1,8 %	1,8 %

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 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.

²³ Voir le site du FMI

Gérédis a présenté une demande de 41,3 M€/an en moyenne de CNE hors charges liées au système électrique soit +18 % en 2026 par rapport à 2024 suivi d'une évolution de +5 %/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 achats et services externes de +4,6 M€/an principalement associée aux besoins d'entretien des postes sources qui seront en augmentation (S3R) ainsi qu'à l'augmentation des coûts informatiques, notamment en raison de la modernisation des SI de Gérédis ;
- une hausse des charges de personnels de +2,3 M€/an associée à l'augmentation des besoins pour la gestion des postes sources, des raccordements et de la flexibilité ;
- une hausse des redevances de concession de +1,5 M€/an en lien avec l'augmentation du volume d'actif de la concession ;
- la disparition des charges associées au FACE (-1,3 M€/an) ;
- enfin l'évolution d'autres charges pour +2,1 M€/an.

EEWF a présenté une demande de 5,1 M€/an en moyenne, avec des CNE hors charges liées au système électrique, soit une hausse de +15 % en 2026 par rapport à 2024 suivie d'une évolution 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 achats et services externes de 633 k€/an principalement associée à la mise en service et l'exploitation des nouveaux actifs de stockage ;
- une hausse des charges de personnel de 420 k€/an principalement associée à l'arrivée des actifs de stockage ;
- une hausse de la production immobilisée de -290 k€/an liée aux actifs de stockage ;
- enfin l'évolution d'autres charges pour +130 k€/an.

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

La CRE a demandé aux opérateurs de présenter leur 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 les cabinets Schwartz & Co et PIA-AEC pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation (hors charges de système électrique) des opérateurs. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2025. Les rapports des auditeurs, fondés sur la demande des opérateurs, sont publiés en même temps que le présent document de consultation publique. Ces audits permettent 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.

Les audits ont pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs 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.

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

4.2.1.4.1. Résultats de l'audit externe

Le périmètre des coûts audité par les consultants inclut les charges nettes d'exploitation, et ne comprend pas les charges de système électrique, présentées en partie 0.2

Tableau 47 : Résultats de l'audit externe sur les CNE (hors système électrique) des opérateurs

Ajustements préconisés par l'auditeur sur les CNE (hors système électrique) (en M€)	2026	2027	2028	2029
EDF SEI	-9,1	-15,6	-16,2	-17,4
Gérédis	-2,8	-4,4	-4,5	-4,7
EEWF	-0,7	-0,9	-1,0	-1,0

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

Synthèse des ajustements recommandés par l'auditeur pour EDF SEI :

Le total des ajustements sur la période s'élève à 58,3 M€, soit 14,6 M€ par an. Les principaux ajustements recommandés par l'auditeur sont présentés ci-après :

Consommations externes

- Exploitation / Maintenance : l'auditeur préconise un ajustement de 27,7 M€ en lien principalement avec les nouvelles obligations légales de débroussaillage (OLD)²⁴. La demande initiale d'EDF SEI 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 2001²⁵, 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 préfectoral²⁶ datant de mai 2025.
- 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.

Impôts et taxes

- IFR : l'auditeur préconise un ajustement de 5,2 M€ en retenant une trajectoire reprenant le réalisé 2024 indexé sur l'inflation.

Autres produits et charges opérationnels

- Avantage Nature Energie : la trajectoire est ajustée de 3,1 M€ sur la base de l'évolution prévisionnelle du TRV bleu pour l'année 2025 issue de la délibération n°2025-10²⁷, puis la prévision d'évolution tarifaire de EDF SEI est maintenue.

²⁴ 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 sont en cours pour la Corse, conjointement avec les zones PACA et Occitanie.

²⁵ Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique

²⁶ [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](#)

²⁷ [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](#)

Synthèse des ajustements recommandés par l'auditeur pour Gérédis :

Le total des ajustements sur la période s'élève à 16,5 M€, soit 4,1 M€ par an. Les principaux ajustements recommandés par l'auditeur sont présentés ci-après :

Achats et services

- Entretien réseau MT BT Postes : l'auditeur ajuste la trajectoire de 1 M€, pour corriger une double comptabilisation de l'inflation ;
- Frais de télécommunication : le consultant ajuste la trajectoire de 0,5 M€, considérant que le niveau de référence des charges additionnelles liées à la hausse du nombre d'OMT (Organe de Manœuvre Télécommandé) et au projet Linky devant être comptabilisé ne peut être le prévisionnel 2025 (non connu) mais le réalisé 2024 ;
- Fournitures : l'auditeur ajuste la trajectoire de 0,6 M€ en raison d'une croissance des besoins insuffisamment justifiée par l'opérateur.

Autres charges

- Rémunération fournisseur : l'auditeur supprime les coûts associés (6,2 M€) à ce poste puisqu'ils sont compensés entièrement par le terme tarifaire R_f.

Charges de personnel

- Avantage en nature : le consultant ajuste de 1,3 M€, retenant la moyenne du réalisé 2022-2023 par ETP, corrigée de l'inflation et indexée au nombre d'ETP et à une hypothèse d'évolution des TRVE/PRVG sur la prochaine période ;
- Rémunération statutaire : le consultant ajuste de 1,1 M€ sur la base de l'évolution moyenne de la qualification des profils sur la période.

Synthèse des ajustements recommandés par l'auditeur pour EEWf :

Le total des ajustements sur la période s'élève à 3 615 k€, soit 904 k€ par an²⁸. Les principaux ajustements recommandés par l'auditeur sont présentés ci-après.

Achats et services

- Charges liées aux systèmes de stockage : l'auditeur propose d'ajuster ces charges pour un montant de 2 059 k€ sur la période 2026-2029. En effet, EEWf n'a pas présenté de contrat signé ou d'éléments probants permettant de justifier le montant d'OPEX demandé pour ce poste ;
- Achats externes : en l'absence de justification concernant la hausse des charges, l'auditeur ajuste le montant global pour un montant de 1 190 k€ sur la période 2026-2029, sur la base de la moyenne 2022-24 inflatée.

Charges de personnel

- Rémunération : l'auditeur a recalé la trajectoire de hausse de rémunération initialement demandée à 3 %/an par EEWf considérant qu'elle n'est pas suffisamment justifiée. Celle-ci induit par conséquent un ajustement de 265 k€ sur la période 2026-2029.

²⁸ Les ajustements tiennent compte de la ventilation du rejeu de l'inflation par l'auditeur dans son rapport.

4.2.1.4.2. Analyse préliminaire de la CRE du périmètre hors système électrique

EDF SEI

Outil de conduite

EDF SEI a formulé un besoin complémentaire, non pris en compte dans sa demande initiale, concernant ses charges relatives à son outil de conduite. La CRE envisage de ne retenir qu'une partie de cette demande, en cohérence avec les coûts historiques. Elle retient ainsi un ajustement de 1,9 M€ sur la période.

Cyclone Garance

EDF SEI a affiné son estimation des charges de reconstruction du réseau après le passage du cyclone Garance en 2025 à la Réunion. Le GRD a expliqué 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 (voir tableau ci-dessous) soient entièrement couvertes par le CRCP 2026 et n'a pas intégré ces montants à sa demande.

La CRE envisage d'intégrer ces charges prévisionnelles aux trajectoires prévisionnelles de dotation d'EDF SEI. De plus, la CRE estime que l'opérateur doit être incité à la maîtrise de ces charges qui, pour la phase de reconstruction, sont prévisibles et maîtrisables.

Tableau 48 : Charges relatives à Garance

Charges relatives au cyclone Garance (M€)	2026	2027	2028	2029
Charges d'exploitation	15,2	0,2	-	-
Investissement	14,2	9,8	-	-

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 clé d'exploitation. EDF SEI a identifié une anomalie quant au résultat de l'application de cette clé 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.

A ce stade des discussions, la CRE envisage 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.

Gérédis

Portail commun fournisseur

Concernant le portail commun, Gérédis n'a pas intégré dans son dossier tarifaire de coûts prévisionnels et demande à être couvert au réel sur ces charges *via* le CRCP.

La CRE envisage d'intégrer les charges associées au portail commun sur la base du chiffrage médian de l'audit externe qu'elle avait réalisé en 2024 concernant ce projet, soit 0,7 M€ de charges d'exploitation et 15,3 M€ d'investissement sur la période 2026-2029. Par ailleurs, au regard de l'importance du projet et des charges associées, la CRE envisage l'introduction d'une régulation incitative de type action prioritaire pour inciter Gérédis à la mise en œuvre de ce projet dans les délais prévus (cf. partie 4.1.8).

R&D

La CRE envisage un ajustement complémentaire concernant les charges de R&D de Gérédis. L'opérateur indique dans son dossier tarifaire qu'un partenariat est en cours d'élaboration pour un projet de R&D ayant pour objectif d'analyser les données métiers afin d'apporter une aide à la décision et améliorer la qualité de service. A ce stade, la CRE retient un ajustement de 0,9 M€, dans la mesure où les nouveaux projets s'ajoutent à un socle de dépenses qui n'a pas été justifié par Gérédis.

EEWF

La CRE considère que les trajectoires et ajustements proposés par l'auditeur sont cohérents avec la situation de l'opérateur et son activité à l'exception des charges liées au stockage d'électricité pour lesquelles la CRE apporte une analyse complémentaire.

En effet, comme précisé dans la partie 4.2.1.4.1, l'auditeur a proposé un ajustement complet des charges d'exploitation liées aux batteries de Wallis et Futuna. Toutefois, à la suite des échanges avec l'auditeur, EEWF a fourni une seconde trajectoire concernant ces charges. Les trajectoires sont détaillées ci-dessous :

Tableau 49 : Trajectoires de charges d'exploitation des systèmes de stockage d'énergie de Wallis et Futuna

Achats services externes - Stockage (k€) (hors charges de personnel)	2026	2027	2028	2029
Demande révisée	218	222	227	231

La CRE considère à ce stade que ces coûts sont cohérents avec ceux de projets similaires en outre-mer. En conséquence, la CRE propose de retenir cette seconde trajectoire.

Par ailleurs, la CRE propose la mise en place d'une régulation incitative *ad hoc* permettant de reprendre les montants alloués si le stockage n'est pas mis en service. Ce cadre de régulation est précisé en partie 4.1.2.2.4.

Synthèse des ajustements complémentaires CRE

Tableau 50 : Synthèse des ajustements complémentaires de la CRE sur les CNE

Ajustements proposés par la CRE sur les CNE (hors système électrique) (en M€)	2026	2027	2028	2029
EDF SEI	-15,2	-0,2	1,0	1,0
Gérédis	-0,5	-0,2	-0,2	0,7
EEWF	+0,2	+0,2	+0,2	+0,2

4.2.1.4.3. Synthèse des ajustements envisagés et des charges d'exploitation

En synthèse, la CRE propose en consultation publique, pour la période à venir, les ajustements liés aux charges nettes d'exploitation (hors charges liées au système électrique) suivants :

Tableau 51 : Synthèse des ajustements totaux envisagés sur les CNE

Ajustements totaux CNE (hors système électrique) (en M€)	2026	2027	2028	2029
EDF SEI	6,1	-15,4	-15,2	-16,4
Gérédis	-3,3	-4,7	-4,8	-4,0
EEWF	-0,5	-0,7	-0,7	-0,8

La CRE propose, en consultation publique :

- une borne basse de la trajectoire des charges nettes d'exploitation de EDF SEI, Gérédis et EEWf constituée de la trajectoire de l'auditeur et des analyses complémentaires de la CRE ;
- une borne haute correspondant à la demande des opérateurs.

Les niveaux des charges nettes d'exploitation des opérateurs pour la période 2026-2029 devraient être compris entre les bornes haute et basse.

Tableau 52 : Trajectoire des bornes hautes et basses des CNE hors système électrique (en M€)

En M€ (courants)	CNE hors CSE	2026	2027	2028	2029
EDF SEI	Borne haute : demande opérateur	316,4	337,7	341,0	349,4
	Borne basse : résultant des ajustements présentés	322,4	322,3	325,8	332,9
Gérédis	Borne haute : demande opérateur	37,9	41,2	42,3	43,8
	Borne basse : résultant des ajustements présentés	34,6	36,5	37,6	39,8
EEWF	Borne haute : demande opérateur	4,8	5,1	5,2	5,3
	Borne basse : résultant des ajustements présentés	4,3	4,4	4,4	4,5

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats de ses analyses sur les ajustements recommandés par l'auditeur et les retours à la présente consultation publique.

Question 27 Avez-vous des observations sur l'analyse préliminaire de la CRE relative aux charges nettes d'exploitation des opérateurs sur la période 2026-2029 ?

4.2.2. Charges du système électrique

Les charges de système électrique (CSE) 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 4.1.2.2.3) ;

Pour Gérédis, opérant en France continentale :

- du coût d'accès au réseau de transport, c'est-à-dire le TURPE HTB dont les opérateurs s'acquittent auprès de RTE ;
- des raccordements de postes sources au réseau public de transport.

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

4.2.2.1. Bilan de la période 2022-2024

Sur la période 2022-2024, les charges liées à l'exploitation du système électrique supportées par les opérateurs ont été supérieures aux charges prévisionnelles fixées par le tarif d'environ 31 % au-delà de la trajectoire prévisionnelle (corrigée de l'inflation réelle).

Tableau 53 : Bilan des Charges de système électrique des opérateurs entre 2022 et 2024

En M€ courants	Charges prévisionnelles	Charges réalisées	Ecart (réalisé – prévisionnel)	Ecart (%)
EDF SEI	274,9	365,5	90,7	33 %
Gérédis	60,7	72,5	11,8	19 %
EEWF	0,3	0,6	0,3	101 %

Les écarts entre les charges réalisées et les trajectoires prévisionnelles sont portés par :

- EDF SEI : la forte augmentation des prix de l'énergie (+59 %) a dépassé la diminution des volumes de pertes (-17 %) obtenue grâce au déploiement des compteurs communicants et la fiabilisation du bilan électrique, par rapport à la trajectoire délibérée ;
- Gérédis :
 - le coût des pertes de l'opérateur a augmenté de 88 % par rapport à la trajectoire délibérée avec une augmentation des coûts unitaires de 105 % compensée en partie par une baisse des volumes de pertes de 8 % sur la période ;
 - la forte augmentation des coûts des pertes a été en partie compensée par une diminution des coûts d'acheminement depuis les réseaux amonts avec une baisse de -16 % par rapport à la trajectoire délibérée (relative à la baisse des volumes de consommation et à l'avoir exceptionnel de RTE versé en 2022) ;
- EEWF : le prix moyen des pertes s'est établi en moyenne à un niveau 55 % au-dessus par rapport aux estimations de la trajectoire délibérée. L'effet volume est lié au taux de pertes important en 2022 de 8 % contre 6,2 % estimé initialement. Toutefois, ce taux de pertes a diminué sur les années 2023 et 2024 pour s'établir à 6,6 % en 2024, soit une baisse de 18 % entre 2024 et 2022.

4.2.2.2. Demandes des opérateurs

Les prévisions de charges liées au système électrique présentées par les opérateurs dans leurs demandes de dotation pour la période FPE 2022-2025, sont présentées dans le tableau ci-après :

Tableau 54 : Demande de CNE des opérateurs pour la période 2026-2029

		2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
EDF SEI (M€)	Charges de système électrique	147,6	100,0	99,6	101,2	105,3
	Evolution (%)		-32,3 %	-0,4 %	1,6 %	4,1 %
Gérédis (M€)	Charges de système électrique	23,8	20,6	20,4	20,8	21,6
	Evolution (%)		- 14 %	- 1 %	2 %	4 %
EEWF (k€)	Charges de système électrique	253	225,4	224,2	226,1	231,8
	Evolution (%)		-11,1 %	-0,5 %	0,9 %	2,5 %

Les demandes des opérateurs conduiraient à des variations des charges liées au système électrique sur la période suivante de :

- EDF SEI : -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 ;
- Gérédis : -3,0 M€, soit -13 %, par rapport au réalisé 2024. La baisse des charges s'explique majoritairement par une baisse du coût unitaire des pertes de 30 % par rapport à 2024 sur la période compensée en partie par une hausse des volumes acheminés ;
- EEWf : -28 k€, soit -11,1 % par rapport au réalisé, avec des charges qui augmenteraient légèrement ensuite sur la période FPE 2026-2029 de 0,9 % en moyenne par an.

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

Tableau 55 : Demande de CSE des opérateurs 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
Gérédis	Volume pertes (GWh)	106,1	112,6	112,7	113,0	113,0
	Taux de pertes (%)	6,7 %	6,9 %	6,9 %	6,9 %	6,9 %
	Prix des pertes en M€	10,4	8,2	7,4	7,5	7,6
	Coût unitaire en €/MWh	97,8	72,4	65,8	66,3	67,4
EEWF	Volume pertes (GWh)	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1
	Taux de pertes (%)	6,6 %	7,0 %	7,0 %	7,0 %	7,0 %
	Prix des pertes en k€	253	201	200	201	207
	Coût unitaire en €/MWh	127,7	96,1	94,7	94,8	96,6

4.2.2.3. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage des ajustements sur le niveau de charges de système électrique des opérateurs en cohérence avec le niveau des incitations sur le volume de pertes décrites précédemment (cf. partie 4.1.2.2.3).

EDF SEI

La CRE envisage un ajustement de la trajectoire de l'opérateur pour matérialiser les gains, d'une part, du déploiement des compteurs évolués et, d'autre part, des performances des équipes de lutte contre la fraude.

Tableau 56 : 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	9,5 %	9,4 %	9,3 %	9,4 %
Ajustement (M€)	-5,4	-5,6	-5,9	-6,3
Charges de système électrique envisagées par la CRE (M€)	94,6	94,1	95,3	99,0

Gérédis

La CRE envisage un ajustement de la trajectoire de l'opérateur pour matérialiser les gains du déploiement des compteurs évolués dont le déploiement massif se termine en 2027.

Tableau 57 : Charges de système électrique Gérédis

Charges de système électrique	2026	2027	2028	2029
Charges accès aux réseaux amonts – Demande de Gérédis (M€)	12,5	13,0	13,3	13,5
Charges de raccordement RTE – Demande de Gérédis (M€)	-	-	-	0,5
Charges relatives aux pertes – Demande de Gérédis (M€)	8,2	7,4	7,5	7,6
Taux de pertes demandé par Gérédis	6,9 %	6,9 %	6,9 %	6,9 %
Taux de pertes envisagé par la CRE	6,1 %	6,0 %	5,9 %	5,9 %
Ajustement (M€)	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6
Charges de système électrique envisagées par la CRE (M€)	20,3	20,0	20,3	21,0

EEWF

S'agissant des charges de système électrique de EEWF, celles-ci se décomposent en deux postes présents au CRCP, l'un correspondant aux pertes électriques et l'autre aux charges liées aux services systèmes.

Concernant les pertes électriques, la CRE propose d'ajuster le taux de pertes pour la période 2026-2029. En effet, la trajectoire prévisionnelle de EEWF fixe un taux de perte à 7,0 % pour la période 2026-2029. Cependant, la période 2022-2024 a démontré une baisse du taux de pertes de 8,0 % en 2022 à 6,5 % et 6,6 % respectivement en 2023 et 2024. En conséquence, la CRE propose de retenir un taux de pertes à 6,5 % pour la construction de la trajectoire future. Par ailleurs, la partie 4.1.2.2 de la présente consultation publique précise que le cadre lié aux charges de système électrique prévoit une couverture au réel des pertes au CRCP.

Tableau 58 : Charges de système électrique EEWf

Charges de système électrique	2026	2027	2028	2029
Charges services systèmes – Demande EEWf (k€)	24,5	24,7	24,9	25,1
Charges relatives aux pertes - Demande EEWf (k€)	200,9	199,5	201,3	206,7
Taux de pertes EEWf (%)	7,0 %	7,0 %	7,0 %	7,0 %
Taux de pertes proposé par la CRE	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %
Ajustement (k€)	-14,2	-14,1	-14,2	-14,6
Charges de système électrique envisagées par la CRE (k€)	211,2	210,1	211,9	217,2

Par ailleurs, la CRE propose de retenir la demande de EEWf concernant les achats services systèmes du fait de la cohérence de la demande et de la méthodologie utilisée.

En synthèse, les trajectoires proposées par la CRE sont détaillées ci-dessous :

Tableau 59 : Synthèse des CSE

	CSE	2026	2027	2028	2029
EDF SEI (M€)	Borne haute : demande opérateur	100,0	99,6	101,2	105,3
	Borne basse : résultant des ajustements présentés	94,6	94,1	95,3	99,0
Gérédis (M€)	Borne haute : demande opérateur	20,6	20,4	20,8	21,6
	Borne basse : résultant des ajustements présentés	20,3	20,0	20,3	21,0
EEWF (k€)	Borne haute : demande opérateur	225,4	224,2	226,1	231,8
	Borne basse : résultant des ajustements présentés	211,2	210,1	211,9	217,2

Question 28 Avez-vous des observations sur le niveau de charges de système électrique envisagé par la CRE sur la période 2026-2029 ?

4.2.3. Paramètres de rémunération

4.2.3.1. Demandes des opérateurs

La demande 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.

La demande de Gérédis a été établie sur les bases suivantes :

- 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 2,9 % (nominal, avant impôts) en hausse par rapport à celui du taux actuel (2,3 %), portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 5,4 % contre 4,8 % actuellement ;
- un taux de rémunération additionnel des emprunts financiers de 2,1 % (nominal, avant impôts) en hausse par rapport à celui du taux actuel (1,7 %) portant ainsi la rémunération totale des emprunts financiers (taux emprunts financiers + marge sur actif) à 4,9 % contre 4,2 % actuellement ;
- un taux de rémunération total des actifs relatifs au déploiement des compteurs numériques de 6,49 % identique au taux actuel (6,49 %).

La demande de EEWf a été établie sur les bases suivantes :

- 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 2,9 % (nominal, avant impôts) en hausse par rapport au taux actuel (2,3 %), portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 5,4 % en hausse par rapport au taux actuel (4,8 %).

4.2.3.2. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE n'envisage pas de retenir, pour la période FPE 2026-2029, les demandes de modification des paramètres de rémunération d'EDF SEI. En particulier, l'opérateur appuie sa demande sur l'ajout d'une prime géographique visant à prendre en compte les spécificités et les enjeux propres à chaque territoire desservi (+160 pbs), à l'origine d'après EDF SEI de chantiers plus longs et de coûts de portage. La CRE présente son analyse au 4.1.1.2.3.4 de la consultation, et considère qu'il serait nécessaire qu'EDF SEI apporte des éléments quantitatifs s'agissant des coûts de portage.

La CRE envisage de retenir, pour fixer le niveau de rémunération des différents actifs d'EDF SEI, Gérédis et EEWf (hors compteurs numériques), les mêmes paramètres que ceux retenus lors du TURPE 7 pour Enedis (pour les actifs relevant du domaine HTA-BT) ou RTE (pour les actifs relevant du domaine HTB d'EDF SEI).

Par ailleurs, conformément à la délibération n°2019-241 du 14 novembre 2019, la CRE envisage de mettre à jour le taux appliqué au projet de comptage évolué de Gérédis en fonction des paramètres du FPE 2026 - 2029.

L'estimation à ce stade des niveaux des taux de rémunération intervenant dans le calcul des charges de capital d'EDF SEI, Gérédis et EEWf pour la période FPE 2026-2029 est la suivante :

Tableau 60 : Taux de rémunération envisagés

Taux de rémunération	FPE 2026-2029	
Actifs HTA-BT	Marge sur actif	2,5 %
	Taux supplémentaire de rémunération des capitaux propres régulés	2,9 %
	Taux supplémentaire de rémunération des emprunts financiers	2,1 %
Actifs HTB	Taux de rémunération des actifs du domaine HTB (nominal avant IS)	5,0 %
	Taux de rémunération des IEC du domaine HTB (coût de la dette HTB nominal, avant IS)	2,9 %
Actifs comptage	Taux supplémentaire de rémunération des actifs comptage ²⁹	7,1 %

Question 29 Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération envisagés pour la période FPE 2026-2029 ?

4.2.4. Investissements

4.2.4.1. Bilan de la période FPE 2022-2025

Sur la période 2022-2024, les investissements ont été globalement en ligne par rapport aux charges prévisionnelles fixées dans la délibération FPE pour la période 2022-2024 pour EDF SEI, tandis qu'elles ont été supérieures aux prévisions pour Gérédis et EEWf.

Sur les années 2022-2024, les principaux écarts entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de la délibération ajustée de l'inflation s'expliquent par :

- EDF SEI :
 - une sous-réalisation des investissements pour le comptage évolué en lien avec des économies réalisées sur les coûts unitaires des compteurs (-35 M€ sur la période) ;
 - un dépassement du poste « obligations réglementaires et sécurité » principalement associé à une hausse des déplacements d'ouvrages, difficilement prévisible (+24 M€ sur la période) ;
 - une sur-réalisation des dépenses de renforcement (+17 M€ sur la période) ;
- Gérédis :
 - un dépassement des dépenses de raccordement en lien avec la forte augmentation des raccordements de petits producteurs (+28 M€ sur la période) ;
 - une sous-réalisation des dépenses pour les postes sources en lien avec le décalage de travaux et de délai d'approvisionnement anormalement long sur la période (-7 M€ sur la période) ;

²⁹ Y compris prime de régulation incitative de 200bps.

- une sous-réalisation des investissements pour le comptage évolué en lien avec un retard de déploiement en début de période mais également des économies réalisées sur les coûts unitaires des compteurs (-4 M€ sur la période) ;
- EEWf :
 - un dépassement des investissements réseau en lien avec une augmentation de la consommation et du nombre de clients raccordés (+365 k€ sur la période) ;
 - un dépassement des investissements engins et véhicules justifié par un besoin non prévu de remplacement de 8 véhicules d'exploitation et 2 camions nacelles (+532 k€ sur la période).

Tableau 61 : Bilan des investissements 2022-2024

EDF SEI (M€)	2022		2023		2024	
	Délibéré	Réalisé	Délibéré	Réalisé	Délibéré	Réalisé
Raccordement	90,5	90,6	91,0	83,8	92,8	91,7
Renforcement	74,6	69,3	84,1	90,3	87,3	103,3
Obligation réglementaires & sécurité	20,2	27,2	19,0	26,2	18,3	28,2
SI	26,8	24,5	30,4	25,9	29,2	31,1
Projet comptage évolué	42,8	32,3	47,1	31,8	38,2	29,2
Total	254,9	243,9	271,7	257,9	265,8	283,6

Gérédis (M€)	2022		2023		2024	
	Délibéré	Réalisé	Délibéré	Réalisé	Délibéré	Réalisé
Raccordement	4,5	10,2	4,7	17,1	4,7	14,7
Réseau	15,0	15,0	16,8	16,0	17,2	16,3
Postes sources	11,8	10,3	3,3	2,3	8,7	3,8
IRVE	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,5
Projet comptage évolué	6,4	4,1	6,6	4,8	6,4	6,1
Divers	4,9	5,4	5,3	5,6	5,1	6,8
Total	44,8	47,2	38,7	47,9	44,4	50,3

EEWF (k€)	2022		2023		2024	
	Délibéré	Réalisé	Délibéré	Réalisé	Délibéré	Réalisé
Réseau, lignes, branchements	668	933	666	755	666	677
Engins et véhicules	1	106	32	262	0	196
Compteurs	55	3	55	17	55	22
Outillage et matériel/mobilier	77	67	67	55	76	55
Travaux et agencements bâtiments	0	76	0	60	0	35
Total	801	1 185	820	1 150	797	984

4.2.4.2. Trajectoire des dépenses d'investissements

Les trois opérateurs ont 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).

Pour EDF SEI en particulier, 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.

Concernant Gérédis, l'évolution de ses investissements s'explique principalement par la mise en place de cinq postes source (+20 M€/an par rapport au niveau moyen 2022-2024) compensée en partie par la baisse des investissements du projet de comptage évolué (-4 M€/an).

Concernant EEWf, l'évolution de ses investissements s'explique principalement par l'implémentation des systèmes de stockage par batteries (+8,3 M€ sur la période) ainsi qu'un développement de projet de compteurs communicants (+1,5 M€ sur la période). Par ailleurs, EEWf prévoit une baisse de ses investissements concernant les lignes, branchements et transformateurs (-671 k€ par an en moyenne entre les périodes 2022-2024 et 2026-2029).

Tableau 62 : 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
SI	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

Gérédis (M€)	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029	Moyenne annuelle 2026-2029	Moyenne annuelle 2022-2024
Raccordement	14,7	14,1	9,8	9,5	9,3	10,7	14,0
Réseau	16,3	18,7	19,9	20,2	20,5	19,8	15,8
Postes sources	3,8	6,9	17,5	37,0	40,8	25,5	5,5
IRVE	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,5	2,3
Projet comptage évolué	6,1	3,0	0,6	0,6	0,1	1,1	5,0
Divers	6,8	2,3	2,3	4,6	2,2	2,8	5,9
Total	50,3	47,4	52,6	74,6	75,5	62,5	48,5

EEWF (k€)	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029	Moyenne annuelle 2026-2029	Moyenne annuelle 2022-2024
Réseau, lignes, branchements	677	117	117	117	117	117	788
Engins et véhicules	196	101	38	38	38	53	188
Compteurs (dont compteurs évolués)	22	189	1 320	-	-	377	14
Outillage et matériel/mobilier	55	-	-	-	-	-	59
Travaux et agencements bâtiments	35	67	25	8	-	25	57
Stockage	-	6 285	2 011	-	-	2 074	-
SI	-	-	-	126	335	116	-
Total	984	6 758	3 511	289	490	2 762	1 106

4.2.4.3. Analyse préliminaire de la CRE

A ce stade, la CRE considère que les hausses prévues par les opérateurs sont globalement cohérentes et traduisent la croissance de l'activité des 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.

La CRE n'envisage pas d'ajustement sur les trajectoires proposées par EDF SEI pour les dépenses d'investissements dans les réseaux.

En ce qui concerne Gérédis, en cohérence avec l'analyse formulée en partie 4.1.2.2, la CRE envisage d'introduire les charges relatives au projet de portail commun dans les trajectoires prévisionnelles d'investissement.

Concernant EEWF, la CRE considère, à ce stade, que le projet de compteurs intelligents proposé par EEWF n'est pas suffisamment justifié. En particulier, le plan d'affaires n'est pas détaillé et l'investissement est prévu au cours d'une période déjà marquée par un fort volume d'investissements pour EEWF. De plus, l'introduction des batteries sur Wallis-et-Futuna va modifier le fonctionnement du réseau électrique. Par conséquent, la CRE n'a pas retenu ce projet dans la trajectoire envisagée.

Tableau 63 : 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
Gérédis (M€)	250	+7	257
EEWF (k€)	11 049	-1 508	9 541

Question 30 Avez-vous des remarques sur les trajectoires d'investissements proposées par EDF SEI, Gérédis et EEWF ?

4.2.5. Trajectoire des charges de capital

La base d'actifs régulés d'EDF SEI, Gérédis et EEWF est constituée des immobilisations corporelles et incorporelles (au périmètre de l'activité de gestionnaire de réseaux, hors immobilisation en cours).

Les capitaux propres régulés se construisent par la différence entre, d'une part, la BAR, et d'autre part, les passifs de concession, les subventions d'investissement et les emprunts financiers.

Les niveaux prévisionnels de la BAR, de la BAR relative au projet de comptage évolué (pour EDF SEI et Gérédis), des capitaux propres régulés, des emprunts financiers et des immobilisations en cours du domaine HTB pris en compte dans le calcul des charges de capital d'EDF SEI, Gérédis et EEWf pour les années 2026-2029 seraient les suivantes :

- **EDF SEI**

Tableau 64 : Niveaux prévisionnels des bases d'actifs régulés d'EDF SEI

Au 01/01/N (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
BAR HTA-BT (hors comptage évolué)	2 356	2 466	2 588	2 718	2 532
Dont CPR	773	876	991	1 114	939
BAR Comptage évolué	151	141	130	119	135
BAR HTB	682	714	749	787	733
IEC HTA-BT	128	144	149	155	144
IEC HTB	123	137	142	148	138

- **Gérédis**

Tableau 65 : Niveaux prévisionnels des bases d'actifs régulés de Gérédis

Au 01/01/N (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
BAR (hors comptage évolué)	704,3	739,7	782,0	843,9	767,5
Dont CPR	81,2	93,0	109,5	127,9	102,9
Dont Emprunts financiers	25,6	26,7	28,3	43,1	31,0
BAR comptage évolué	23,9	27,3	27,1	26,9	26,3

- **EEWF**

Tableau 66 : Niveaux prévisionnels des bases d'actifs régulés d'EEWF

Au 01/01/N (k€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
BAR	19 810	21 032	20 499	20 261	20 401
Dont CPR	11 045	12 674	12 535	12 672	12 231

Ces trajectoires associées aux paramètres de rémunération demandés par EDF SEI, Gérédis et EEWf aboutissent aux demandes suivantes d'EDF SEI, Gérédis et EEWf en matière de charges de capital :

Tableau 67 : Synthèse des demandes de CCN des opérateurs

Au 01/01/N (en M€ courants)	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029	Moyenne
Demande de CCN d'EDF SEI	261,8	344,0	359,3	378,3	397,9	369,9
Demande de CCN de Gérédis	49,3	56,4	58,0	60,6	64,2	59,8
Demande de CCN d'EEWF	1,0	1,7	2,1	2,0	2,0	2,0

En application des analyses préliminaires de la CRE, le niveau prévisionnel des charges de capital pour les années 2026 à 2029 serait le suivant :

- **EDF SEI**

Tableau 68 : Trajectoire de CCN envisagée par la CRE pour EDF SEI

Charges de capital d'EDF SEI envisagées par la CRE (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
Rémunération HTA-BT	81,3	87,0	93,4	100,3	90,5
Rémunération HTB	34,1	35,7	37,5	39,3	36,7
Dotations	184,1	189,7	198,4	206,8	194,7
IEC HTB	3,6	4,0	4,1	4,3	4,0
Charges de capital prévisionnelles (hors comptage évolué)	303,1	316,4	333,4	350,7	325,9
Rémunération des actifs de comptage évolué	10,7	10,0	9,2	8,4	9,6
Charges de capital prévisionnelles totales	313,8	326,5	342,6	359,1	335,5

- **Gérédis**

Tableau 69 : Trajectoire de CCN envisagée par la CRE pour Gérédis

Charges de capital de Gérédis envisagées par la CRE (M€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
Rémunération	20,7	21,9	23,7	26,1	23,1
Dotations	32,6	32,8	34,3	36,0	33,9
Charges de capital prévisionnelles (hors comptage évolué)	53,3	54,8	58,0	62,1	57,0
Rémunération des actifs de comptage évolué	3,4	3,7	3,7	3,6	3,6
Charges de capital prévisionnelles totales	56,5	58,3	61,5	65,6	60,5

- **EEWF**

Tableau 70 : Trajectoire de CCN envisagée par la CRE pour EEWF

Charges de capital d'EEWF envisagées par la CRE (k€ courants)	2026	2027	2028	2029	Moyenne
Rémunération	816	893	876	874	865
Dotations	904	1 012	978	981	969
Charges de capital prévisionnelles totales	1 719	1 905	1 854	1 855	1 833

Question 31 Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges de capital pour EDF SEI, Gérédis et EEWF sur la période FPE 2026-2029 ?

4.2.6. Charges à couvrir prévisionnelles

4.2.6.1. Demande des opérateurs

Les tableaux ci-dessous récapitulent les demandes des opérateurs au périmètre des CNE totales et des CCN prévisionnelles :

Tableau 71 : Evolution du revenu autorisé demandé par les opérateurs pour la période FPE 2026-2029

EDF SEI En M€ courants	Réalisé 2024	Estimé 2025	2026	2027	2028	2029
Charges nettes d'exploitation	302,0	327,2	316,4	337,7	341,0	349,4
Charges du système électrique	147,6	112,4	100,0	99,6	101,2	105,3
Charges de capital normatives	283,9	294,3	344,0	359,3	378,3	397,9
Total	733,5	733,9	760,4	796,6	820,6	852,6
<i>Evolution N/N-1</i>		0,0%	3,6%	4,8%	3,0%	3,9%

Gérédis En M€ courants	Réalisé 2024	Estimé 2025	2026	2027	2028	2029
Charges nettes d'exploitation	32,1	35,9	37,9	41,2	42,3	43,8
Charges du système électrique	23,8	Non disponible	20,6	20,4	20,8	21,6
Charges de capital normatives	49,2	Non disponible	56,4	58,0	60,6	64,2
Total	105,2	Non disponible	114,9	119,7	123,7	129,6
<i>Evolution N/N-1</i>		Non disponible	Non disponible	4,2%	3,3%	4,8%

EEWF En k€ courants	Réalisé 2024	Estimé 2025	2026	2027	2028	2029
Charges nettes d'exploitation	4 206,5	4 310,6	4 844,2	5 094,2	5 184,0	5 275,6
Charges du système électrique	253,5	Non disponible	225,4	224,2	226,1	231,8
Charges de capital normatives	953,5	Non disponible	1 776,8	2 115,6	2 063,0	2 062,2
Total	5 413,4	Non disponible	6 846,5	7 434,0	7 473,1	7 569,6
<i>Evolution N/N-1</i>		Non disponible	Non disponible	8,6%	0,5%	1,3%

4.2.6.2. Analyse préliminaire de la CRE

L'analyse préliminaire de la CRE repose, d'une part, sur les rapports d'audit sur les charges d'exploitation des opérateurs, d'autre part sur ses propres analyses portant sur les paramètres de rémunération, les demandes de modification du cadre tarifaire et les charges du système électrique.

Tableau 72 : Revenu autorisé pour la période FPE 2026-2029 : bornes basse et haute

EDF SEI En M€ courants		2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
Borne haute	Charges nettes d'exploitation	302,0	316,4	337,7	341,0	349,4
	Charges du système électrique	147,6	100,0	99,6	101,2	105,3
	Charges de capital normatives	283,9	344,0	359,3	378,3	397,9
	Total	733,5	760,4	796,6	820,6	852,6
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		3,6%	4,8%	3,0%	3,9%
Borne basse	Charges nettes d'exploitation	302,0	322,4	322,3	325,8	332,9
	Charges du système électrique	147,6	94,6	94,1	95,3	99,0
	Charges de capital normatives	283,9	313,8	326,5	342,6	359,1
	Total	733,5	730,8	742,8	763,7	791,0
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		-0,4%	1,6%	2,8%	3,6%

Gérédis En M€ courants		2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
Borne haute	Charges nettes d'exploitation	32,1	37,9	41,2	42,3	43,8
	Charges du système électrique	23,8	20,6	20,4	20,8	21,6
	Charges de capital normatives	49,2	56,4	58,0	60,6	64,2
	Total	105,2	114,9	119,7	123,7	129,6
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		9,2%	4,2%	3,3%	4,8%
Borne basse	Charges nettes d'exploitation	32,1	34,6	36,5	37,6	39,8
	Charges du système électrique	23,8	20,3	20,0	20,3	21,0
	Charges de capital normatives	49,2	56,5	58,3	61,5	65,6
	Total	105,2	111,4	114,8	119,3	126,4
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		5,9%	3,1%	3,9%	6,0%

	EEWF En k€ courants	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
Borne haute	Charges nettes d'exploitation	4 207	4 844	5 094	5 184	5 276
	Charges du système électrique	253	225	224	226	232
	Charges de capital normatives	953	1 777	2 116	2 063	2 062
	Total	5 413	6 846	7 434	7 473	7 570
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		26,5%	8,6%	0,5%	1,3%
Borne basse	Charges nettes d'exploitation	4 333	4 391	4 447	4 511	4 333
	Charges du système électrique	211	210	212	217	211
	Charges de capital normatives	1 719	1 905	1 854	1 855	1 719
	Total	6 263	6 507	6 513	6 583	6 263
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		15,7%	3,9%	0,1%	1,1%

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

4.2.7.1. Evolutions constatées sur la période 2022-2024

Le nombre de consommateurs raccordés a évolué à la hausse en moyenne de +1,5 % par an pour EDF SEI, de +1,7 % par an pour Gérédis, et de +1,0 % pour EEWF.

Les volumes acheminés par EDF SEI et par EEWF ont augmenté respectivement de 0,7 % et de 5,5 % en moyenne sur la période 2022-2024, tandis qu'ils ont diminué de 3,3 % pour Gérédis.

Tableau 73 : Bilan des volumes acheminés et du nombre de consommateurs sur la période 2022-2024

	Réalisé	2022	2023	2024	2025 (estimé)
EDF SEI	Nombre d'utilisateurs du réseau	1 239 002	1 255 089	1 270 336	1 287 502
	Volume acheminé (GWh)	8 979	8 914	8 995	9 177
Gérédis	Nombre d'utilisateurs du réseau	162 745	165 693	168 834	171 846
	Volume acheminé (GWh)	1 753	1 642	1 592	1 609
EEWF	Nombre d'utilisateurs du réseau	3 951	4 058	4 107	4 149
	Volume acheminé (MWh)	23	25	28	28

Sur la période 2022-2024, les recettes perçues par EDF SEI et EEWF ont été plus élevées qu'anticipées dans la trajectoire FPE, de respectivement 3 % et de 18 %, tandis qu'elles ont été inférieures de 4 % pour Gérédis.

Tableau 74 : Bilan des recettes sur la période 2022-2025

k€	2022		2023		2024		2025	
	Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Estimé
EDF SEI	426 299	422 972	450 115	476 156	466 102	486 288	478 516	567 217
Gérédis	79 909	75 284	82 338	78 571	83 533	82 184	81 441	Non estimé
EEWF	1 017	1 078	1 103	1 283	1 166	1 510	1 152	1 635

4.2.7.2. Demande des gestionnaires de réseaux

Les trajectoires de volume acheminé d'EDF SEI, Gérédis et EEWF sont globalement en hausse sur la période 2024-2029. Cette hausse se traduit par une hausse du même ordre des recettes prévisionnelles après application du TURPE :

- EDF SEI prévoit une accélération sur les années à venir de la croissance de la consommation avec une augmentation moyenne de +1,9 % par an des volumes d'énergie acheminés sur la période 2024-2029 ;
- Gérédis a connu une période de baisse de sa consommation et projette une reprise progressive avec une augmentation moyenne de +0,6 % par an des volumes d'énergie acheminés sur la période 2024-2029 ;
- bien que le nombre de PDL continue d'augmenter modérément, EEWF indique que la croissance des volumes acheminés ralentit par rapport à la forte croissance connue la période passée, avec une augmentation moyenne de +1,5 % par an sur la période 2024-2029.

Tableau 75 : 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
Gérédis	Volume acheminé (GWh)	1 626	1 629	1 638	1 638
	Recettes prévisionnelles (k€)	89 841	91 563	93 697	95 315
EEWF	Volume acheminé (MWh)	29	29	30	30
	Recettes prévisionnelles (k€)	1 715	1 736	1 758	1 780

4.2.7.3. Analyse de la CRE

La CRE considère que les trajectoires des opérateurs sont cohérentes avec la dynamique de leur territoire. A ce stade, elle envisage de retenir les prévisions proposées par EDF SEI, Gérédis et EEWF en termes d'évolution du nombre de consommateurs raccordés et de volumes d'énergie soutirée.

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

Les niveaux de dotations d'EDF SEI, Gérédis et EEWf sur la période 2026-2029, qui résulteraient des orientations envisagées par la CRE à ce stade sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 76 : Niveau de dotation prévisionnel : bornes basse et haute

	EDF SEI En M€ courants	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
Borne haute	(A) Chiffre d'affaires TURPE	486,3	581,5	601,7	623,2	642,1
	(B) Charges nettes d'exploitation	302,0	316,4	337,7	341,0	349,4
	(C) Charges du système électrique	147,6	100,0	99,6	101,2	105,3
	(D) Charges de capital normatives	283,9	344,0	359,3	378,3	397,9
	(E) Niveau de dotation prévisionnelle (B) + (C) + (D) - (A)	247,2	178,8	194,9	197,3	210,5
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		-27,7 %	9,0 %	1,3 %	6,6 %
Borne basse	(A) Chiffre d'affaires TURPE	486,3	581,5	601,7	623,2	642,1
	(B) Charges nettes d'exploitation	302,0	322,4	322,3	325,8	332,9
	(C) Charges du système électrique	147,6	94,6	94,1	95,3	99,0
	(D) Charges de capital normatives	283,9	313,8	326,5	342,6	359,1
	(E) Niveau de dotation prévisionnelle (B) + (C) + (D) - (A)	247,2	149,3	141,1	140,5	148,9
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		-39,6 %	-5,5 %	-0,4 %	6,0 %

	Gérédis En M€ courants	2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
Borne haute	(A) Chiffre d'affaires TURPE	82,2	91,4	93,4	95,6	97,2
	(B) Charges nettes d'exploitation	32,1	37,9	41,2	42,3	43,8
	(C) Charges du système électrique	23,8	20,6	20,4	20,8	21,6
	(D) Charges de capital normatives	49,2	56,4	58,0	60,6	64,2
	(E) Niveau de dotation prévisionnelle	23,0	23,5	26,3	28,1	32,4
	(B) + (C) + (D) - (A)					
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		2,0 %	11,8 %	7,1 %	15,3 %
Borne basse	(A) Chiffre d'affaires TURPE	82,2	91,4	93,4	95,6	97,2
	(B) Charges nettes d'exploitation	32,1	34,6	36,5	37,6	39,8
	(C) Charges du système électrique	23,8	20,3	20,0	20,3	21,0
	(D) Charges de capital normatives*	49,2	56,5	58,3	61,5	65,6
	(E) Niveau de dotation prévisionnelle	23,0	20,0	21,4	23,7	29,2
	(B) + (C) + (D) - (A)					
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		-13,1 %	7,0 %	10,8 %	23,2 %

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

EEWF En k€ courants		2024 Réalisé	2026	2027	2028	2029
Borne haute	(A) Chiffre d'affaires TURPE	1 510	1 665	1 686	1 708	1 730
	(B) Charges nettes d'exploitation	4 207	4 844	5 094	5 184	5 276
	(C) Charges du système électrique	253	225	224	226	232
	(D) Charges de capital normatives	953	1 777	2 116	2 063	2 062
	(E) Niveau de dotation prévisionnelle	3 904	5 182	5 748	5 765	5 840
	(B) + (C) + (D) - (A)					
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		32,7 %	10,9 %	0,3 %	1,3 %
Borne basse	(A) Chiffre d'affaires TURPE	1 510	1 665	1 686	1 708	1 730
	(B) Charges nettes d'exploitation	4 207	4 333	4 391	4 447	4 511
	(C) Charges du système électrique	253	211	210	212	217
	(D) Charges de capital normatives	953	1 719	1 905	1 854	1 855
	(E) Niveau de dotation prévisionnelle	3 904	4 598	4 821	4 805	4 853
	(B) + (C) + (D) - (A)					
	<i>Evolution (%) N/N-1</i>		17,8 %	4,8 %	-0,3 %	1,0 %

4.2.9. Niveau de la dotation prévisionnelle 2026 pour EDM

4.2.9.1. Contexte

Le 14 décembre 2024, le cyclone tropical nommé « Chido » a frappé l'ensemble de l'île de Mayotte avec des conséquences dévastatrices pour le territoire, la population et les infrastructures.

Si les centrales de production de Badamiers et Longoni ainsi que le réseau HTB ont été relativement épargnés par le cyclone « Chido », environ 60 % à 90 % du réseau HTA-BT aérien a été détruit ou fortement endommagé.

En raison de la forte mobilisation d'EDM pour le rétablissement du système électrique au cours de l'année 2025, les conditions pour la transmission d'un dossier tarifaire compatible avec le calendrier du FPE n'étaient pas réunies. Aussi, la CRE a proposé, dans sa consultation publique n°2025-03 du 27 mars 2025³⁰, d'établir une trajectoire tarifaire pour l'année 2026 uniquement, sur la base des éléments à sa disposition, puis de reprendre le processus classique de mécanique tarifaire pour fixer la trajectoire prévisionnelle pour la période 2027-2029.

³⁰ [Consultation publique n°2025-03 de la CRE du 27 mars 2025 portant sur la modification du cadre de régulation du FPE d'Électricité de Mayotte à la suite du passage du cyclone Chido](#)

Les orientations envisagées à ce stade par la CRE pour définir la trajectoire tarifaire pour l'année 2026 sont présentées ci-dessous.

4.2.9.2. Modalités envisagées par la CRE pour fixer la trajectoire tarifaire 2026 d'EDM

A ce stade, la CRE envisage de fixer la trajectoire tarifaire 2026 d'EDM en se fondant sur le revenu autorisé prévisionnel 2025 d'EDM, indexé de l'inflation prévisionnelle 2026.

Elle considère notamment que les surcoûts générés par le cyclone Chido sont couverts par ailleurs au titre du mécanisme de versement anticipé qu'elle a mis en place dans sa délibération du 10 juin 2025³¹, et que cette modalité envisagée pour la trajectoire 2026 ne ferait pas peser de risque financier supplémentaire sur EDM.

Tableau 77 : Niveau de dotation prévisionnel envisagé pour EDM

EDM En M€ courants	2024 Réalisé	2025 Prévisionnel ³²	2026
(A) Chiffre d'affaires TURPE	21 839	24 968	26 161
(B) Charges nettes d'exploitation	21 940	20 996	21 374
(C) Charges du système électrique	4 790	2 817	2 868
(D) Charges de capital normatives	20 639	23 361	23 781
(E) Niveau de dotation prévisionnelle (E) = (B) + (C) + (D) - (A)	25 530	22 206	21 862
Evolution (%) N/N-1		- 13 %	- 2 %

Ainsi, la dotation prévisionnelle 2026 pour EDM serait de 21 862 k€. A noter que la CRE se réserve la possibilité d'ajuster la méthode envisagée afin de prendre en compte tout élément substantiel apporté par EDM concernant les différents postes du revenu autorisé.

Question 32 Êtes-vous favorable aux modalités envisagées par la CRE pour fixer la trajectoire tarifaire 2026 d'EDM ?

4.3. Structure

4.3.1. Placement des plages d'heures creuses en ZNI

4.3.1.1. Enjeux

De la même manière qu'en 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.

³¹ [Délibération n°2025-135 de la CRE du 10 juin 2025 portant sur la modification du cadre de régulation du FPE d'Électricité de Mayotte à la suite du passage du cyclone Chido](#)

³² Au titre de l'année 2025, un taux d'inflation prévisionnel de 1,20 % a été retenu, conformément à la délibération n°2022-75 du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation d'EDM

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.

Dans la délibération TURPE 7 HTA-BT, la CRE a demandé à EDF SEI de travailler à la prise en compte des enjeux locaux des réseaux dans l'affectation des régimes d'heures creuses de telle sorte que des règles spécifiques pour les ZNI puissent être définies dans la délibération FPE.

De façon complémentaire aux évolutions envisagées dans la présente CP, la CRE s'apprête à lancer une seconde consultation publique portant sur l'évolution des signaux tarifaires en ZNI et visant notamment à renforcer l'attractivité de l'option HP/HC sur ces territoires. En effet, le signal tarifaire induit par les TRVE constitue un levier complémentaire à celui de l'optimisation du placement des heures pleines et des heures creuses pour renforcer l'intérêt du signal HP/HC pour le système électrique. A ce titre, la CRE veillera à assurer une cohérence entre les signaux tarifaires portés par les TRVE et par le TURPE.

4.3.1.2. 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. En ZNI, le taux de souscription à l'option HP/HC est bien inférieur à celui observé en hexagone. Le signal heures pleines/heures creuses est pourtant le seul signal permettant de mobiliser la flexibilité des consommateurs BT inf 36kVA en ZNI.

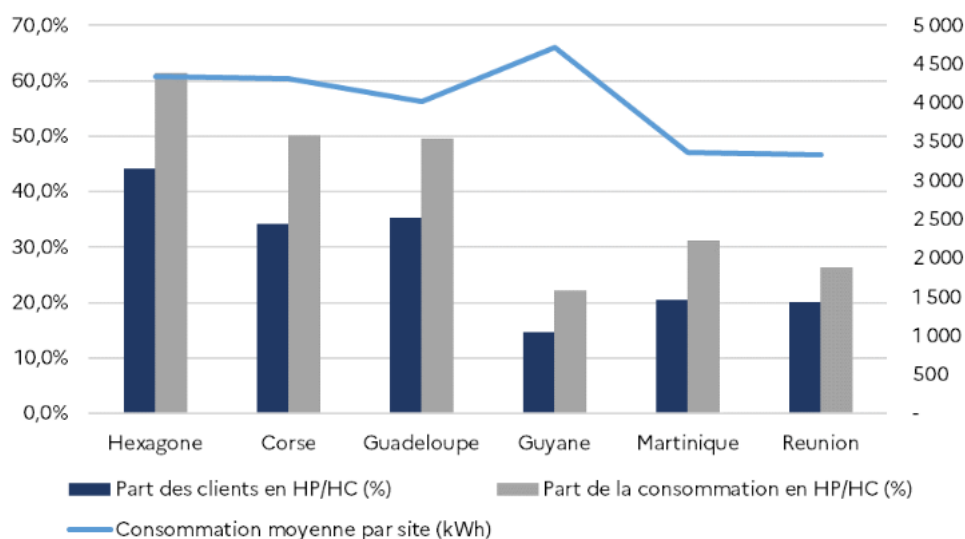


Figure 4 : Part des clients et de la consommation de l'option HP/HC chez les résidentiels inf 36 kVA dans les principales ZNI – données : EDF SEI, EDM

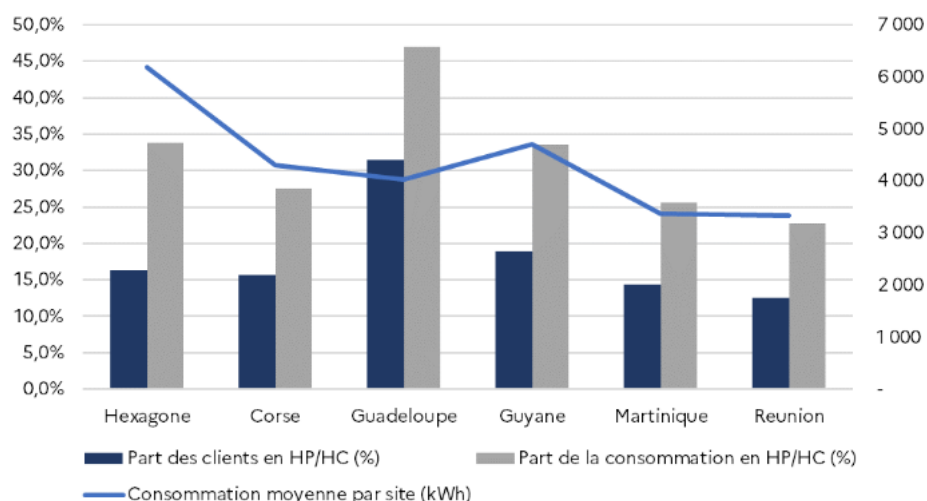


Figure 5 Part des clients et de la consommation de l'option HP/HC chez les professionnels inf 36 kVA dans les principales ZNI

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 78 : 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.

4.3.1.3. Régimes d'heures creuses

Concernant les régimes d'heures creuses envisagés par EDF SEI, l'opérateur estime que :

- les plages en journée les plus favorables seront entre 9h et 16h dans les territoires ultra-marins, entre 11h et 16h l'été en Corse et entre 13 et 15h l'hiver en Corse ;
- les périodes problématiques identifiées pour les heures creuses sont les heures autour de la pointe soir, de 18h à 22h. Plusieurs régimes existants comprennent des heures creuses entre 21h et 22h. EDF SEI estime que ces régimes ne devront plus être attribués à des nouveaux clients mais pourront être maintenus jusqu'au déploiement des heures creuses solaires pour lisser les appels de puissance et limiter les changements de plages pour les clients ;
- enfin, EDF SEI considère que la pointe résiduelle du matin dans tous les territoires est bien plus basse que la pointe du soir et aura même tendance à disparaître avec le développement du PV.

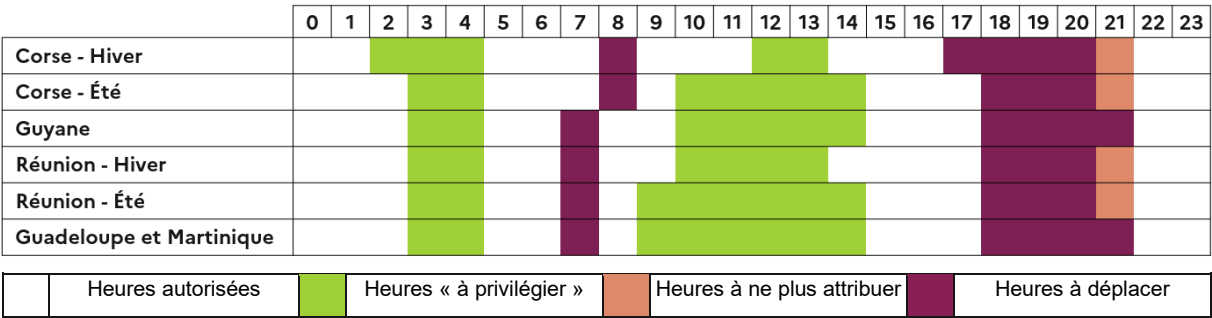


Figure 6 : Evolution envisagée des régimes d'heures creuses

Analyse de la CRE

La CRE est à ce stade favorable aux régimes d'heures creuses envisagés par EDF SEI.

Néanmoins, la CRE constate que les régimes nocturnes en vigueur resteraient compatibles avec les régimes envisagés par EDF SEI, et qu'il serait toujours possible d'affecter le régime 22h-6h ou 23h-7h. La CRE note que ces régimes présentent tout de même un potentiel d'optimisation en plaçant des heures creuses en journée.

A ce stade, la CRE attache une priorité à la prise en compte des contraintes sur le réseau et des opportunités pour l'équilibre offre-demande, ainsi qu'à l'accompagnement des consommateurs. Aussi, la CRE souhaite qu'EDF SEI s'assure qu'un maximum de clients se voient attribuer un régime comportant au moins 3 heures creuses diurnes.

4.3.1.4. Expérimentation menée par EDF SEI en Corse

EDF SEI a mené, en 2023-2024, une expérimentation consistant à affecter des heures creuses diurnes à un panel de clients volontaires, afin d'évaluer les gains potentiels pour le système électrique résultant du déplacement de la consommation électrique. En moyenne, la consommation par client déplacée du soir à l'après-midi s'est établie à 1,1 kWh, soit environ 7 % de la consommation journalière.

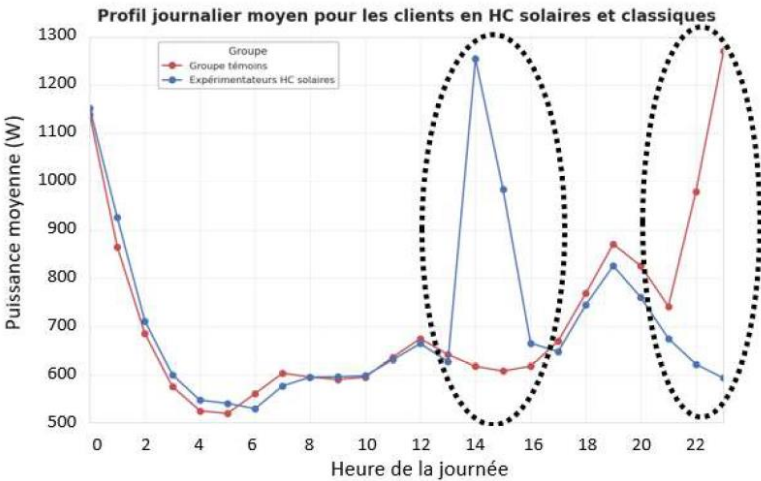


Figure 7 : Profil journalier moyen pour les clients en HC solaires et classiques - source EDF SEI

Par ailleurs, EDF SEI a estimé, dans le cas de la Corse, que les gains à horizon 2028 pour le système électrique – du point de vue de la production et dans un des scénarios d'offre-demande étudiés – sont les plus importants pour les 40 000 premiers clients passés en heures creuses solaires, et que les gains marginaux sont nuls entre 80 000 et 100 000 clients, seuil au-delà duquel ils décroissent. En effet, un trop grand volume d'heures creuses solaires pourrait contraindre EDF SEI à redémarrer des moyens de production thermiques pour rétablir l'équilibre offre demande.

L'expérimentation confirme ainsi l'intérêt de la mise en œuvre d'une optimisation du placement des HC. EDF SEI finalise par ailleurs ses analyses sur l'intérêt d'une saisonnalisation des HC.

4.3.1.5. Modalités de mise en œuvre

En première analyse, EDF SEI a fourni une trajectoire d'optimum économique sur les différents territoires (voir graphique ci-dessous) mais propose néanmoins de viser une stratégie de bascule à un rythme moins rapide afin de tenir compte d'une part, des incertitudes sur le développement du photovoltaïque, et d'autre part sur les contraintes réseau n'ayant pas encore été modélisées. A ce stade, EDF SEI extrapole les comportements clients sur l'ensemble des territoires à partir de l'expérience menée en Corse, mais considère qu'une phase pilote est nécessaire pour les caractériser sur chacun d'entre eux.

Pour ces raisons, le rythme de bascule proposé par EDF SEI serait de 3 000 à 12 000 clients par an selon les territoires.

EDF SEI prévoit de mener en Guadeloupe et à la Réunion, entre 2025 et 2026, 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.

En outre, EDF SEI estime que la trajectoire proposée permettrait malgré tout de capter environ 80 % des gains potentiels pour le système électrique en 2028. Dans ce scénario, la bascule de l'intégralité du portefeuille actuel de clients ayant souscrit une option HC-HP serait atteinte en 2033.

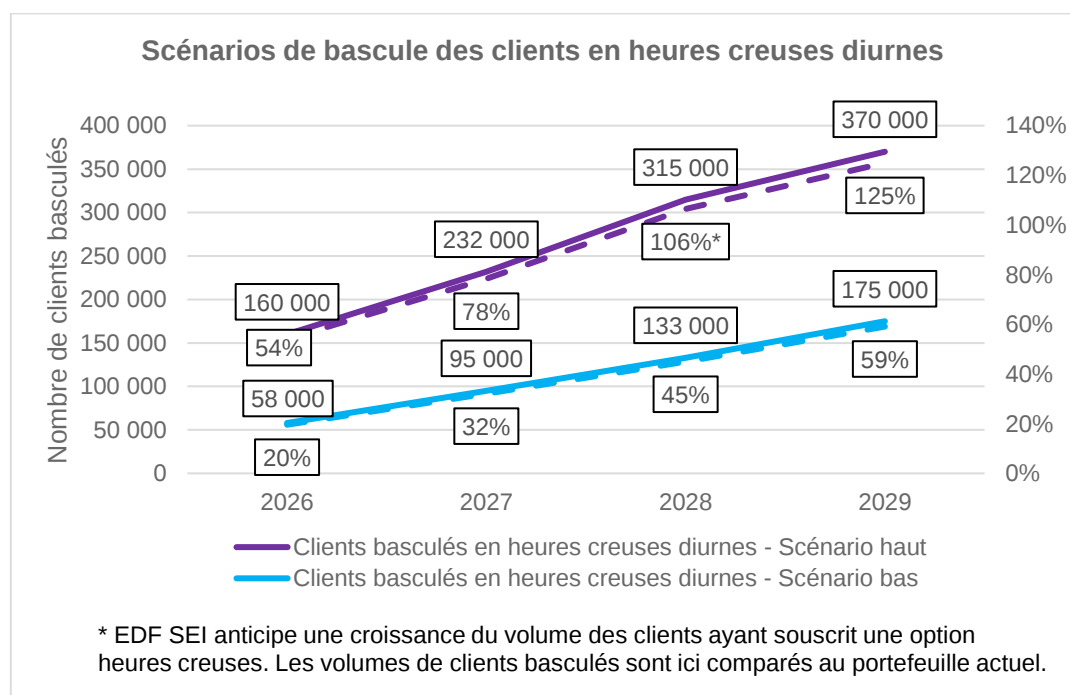


Figure 8 Scénarios de bascule des clients en heures creuses diurnes

Analyse de la CRE

A ce stade, la CRE envisage de prévoir la bascule progressive des clients ayant souscrit une option heures creuses en heures creuses diurnes, tant que les gains marginaux pour le système résultant de cette bascule sont positifs ou nuls.

En outre, la CRE envisage de demander à EDF SEI de mener les études complémentaires de manière à affiner les trajectoires de déploiement sur l'ensemble des territoires dans la délibération FPE, et de mettre en œuvre les phases pilotes dans les meilleurs délais.

Enfin, sur la base des éléments transmis à date par EDF SEI, en particulier les analyses portant sur les gains économiques pour le système électrique, la CRE envisage de retenir pour chaque territoire la trajectoire correspondant à l'optimum économique pour la bascule des clients concernés.

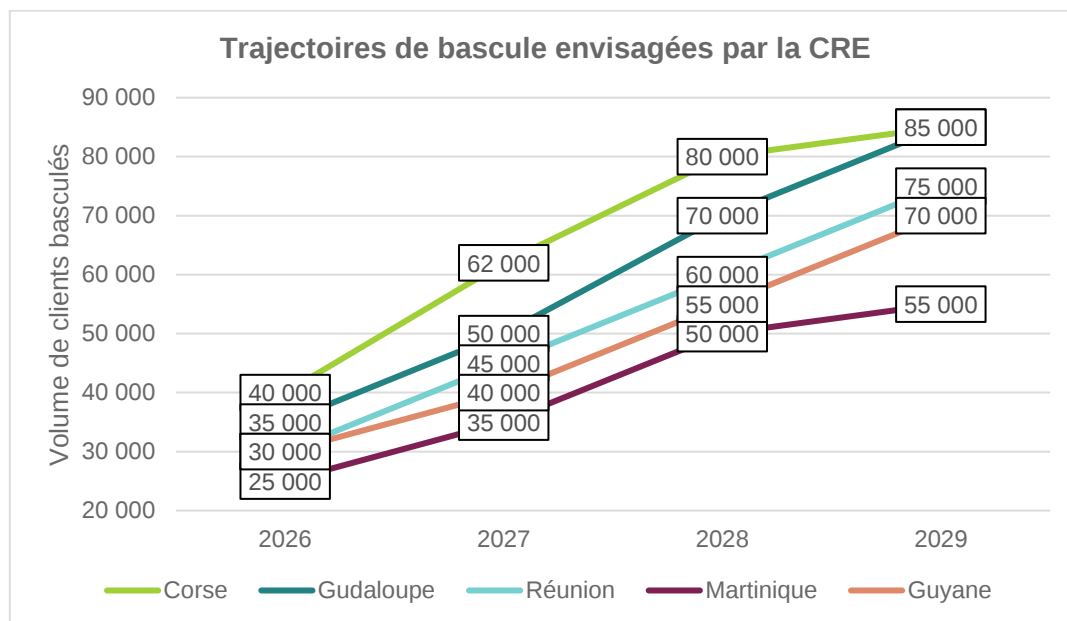


Figure 9 Trajectoires de déploiement envisagées par la CRE

A noter que des analyses menées par EDF SEI autour des cibles à définir pour chaque territoire sont en cours et sont susceptibles d'enrichir les modalités de mise en œuvre qui seront retenues par la CRE au stade de la délibération.

4.3.1.6. Autres modalités envisagées par la CRE

Spatialisation du déploiement des heures creuses

Dans son dossier tarifaire, EDF SEI alerte sur le risque d'accroissement des tensions sur certains tronçons des réseaux électriques du fait du déploiement des heures creuses. En particulier, les contraintes portant sur des lignes transportant une part importante des énergies renouvelables en direction des zones de consommation pourraient être renforcées du fait des heures creuses diurnes. Bien que ce risque soit considéré comme limité par EDF SEI dans la mesure où le facteur prépondérant d'accroissement des tensions sur les systèmes électriques est le développement des capacités de production renouvelable, l'opérateur indique poursuivre ses analyses sur les zones potentiellement sujettes à risque.



Figure 10 Synthèse des flux et des contraintes à la Réunion à la pointe du soir et à la pointe méridienne (source EDF SEI)

Pour pallier ce risque, EDF SEI évoque notamment la possibilité de spatialiser le déploiement des heures creuses sur certains territoires. Dans l'attente des résultats des analyses menées par EDF SEI, la CRE se réserve la possibilité, au stade de la délibération, de moduler le déploiement des heures creuses sur certains territoires, en fonction notamment des capacités photovoltaïques raccordées au niveau de chaque poste source.

Saisonnalisation des régimes d'heures creuses

Dans son dossier tarifaire, EDF SEI évoque le possible intérêt de différencier les régimes d'heures creuses selon la saison, notamment en Corse et à la Réunion où la saisonnalité est plus marquée que sur les autres territoires. Cette première analyse d'EDF SEI se fonde sur ses projections de l'équilibre offre demande à horizon 2028 pour un scénario volontariste (scénario « Azur »).

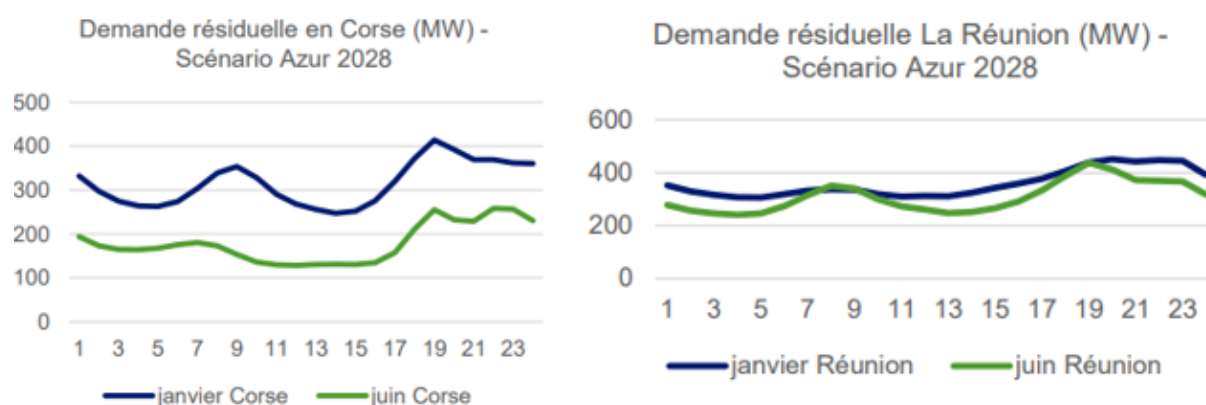


Figure 11 Influence des saisons sur la demande en électricité (source EDF SEI)

Les analyses sur l'intérêt de la saisonnalisation n'étant pas encore terminées par EDF SEI au stade de la consultation publique, la CRE se réserve la possibilité d'introduire une différenciation saisonnière dans les régimes d'heures creuses appliqués en ZNI.

4.3.1.7. Cadre de régulation incitative envisagé par la CRE

Au regard de l'importance de cette évolution pour le système électrique, la CRE envisage d'inciter EDF SEI sur la mise en conformité des plages temporelles des compteurs. Le cadre de régulation incitative envisagé par la CRE est précisé dans la partie 3.8.

Question 33 Êtes-vous favorable aux modalités de mise en œuvre des heures creuses diurnes en ZNI envisagées par la CRE ?

4.3.2. Composante additionnelle pour comptage non communicant

A l'issue de la phase de déploiement massif des compteurs Linky, fin 2024, 90 000 utilisateurs restaient équipés de compteurs non communicants sur le périmètre de desserte d'EDF SEI. Concernant Gérédis, la date prévisionnelle de fin du déploiement massif est fixée au 31 décembre 2027. 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 2022³³ 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 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le 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 cohérence avec cette délibération, le calendrier de mise en œuvre de cette composante par EDF SEI et Gérédis prévu par la CRE est le suivant :

Tableau 79 : Synthèse des dates d'application de la composante additionnelle pour comptage non communicant

	EDF SEI	Gérédis
Date d'atteinte du taux de 90% de compteurs communicants	31/12/2024	21/12/2027
Date limite de mise en œuvre de la composante additionnelle pour comptage non communicant	31/12/2025	31/12/2028

Question 34 Avez-vous d'autres remarques concernant la consultation publique ?

³³ [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 \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

Annexe 1 : Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau

A ce stade, la formule envisagée par la CRE en application des évolutions décrites au paragraphe 3.2.1.3.3 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
 - Pour EDF SEI : coût unitaire prévu moyen d'achat des pertes fixé à 86 €/MWh ;
 - Pour Gérédis : coût réel d'achat des pertes constaté *ex post* ;
- $V_{\text{réf}}$ est le volume de référence calculé à partir du
 - taux historique ;
 - du taux de déploiement des compteurs numériques ;
 - du volume des pertes techniques liées au développement des EnR.

$V_{\text{réf}}$	2026	2027	2028	2029
EDF SEI (GWh)	1048	1058	1074	1100
Gérédis (GWh)	113	113	113	113

Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité de service

Cette annexe détaille les nouvelles dispositions envisagées par la CRE à ce stade en complément du mécanisme en vigueur pour EDF SEI, Gérédis et EEWf dans le cadre du TURPE 7 HTA-BT.

Pour les indicateurs correspondants à des taux, la CRE propose de demander aux GRD 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

Opérateur	EDF SEI et Gérédis
Calcul	<u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</u>
Périmètre	- 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	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	- 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

Opérateur	Gérédis et EDF SEI
Calcul	<u>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</u>
Périmètre	- 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	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	Gérédis Objectif envisagé : - 95 % du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 ; - 96% du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2029.

	<u>EDF SEI</u>	<u>Objectifs envisagés :</u> - 94 % du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 ; - 95 % du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 ; - 96 % du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 ; - 97 % du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029.
Incitations	<u>Gérédis</u>	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 44 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 44 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : - 7 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
	<u>EDF SEI</u>	<u>Incitations envisagées :</u> - 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 : ± 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

Opérateur	<i>Gérédis et EDF SEI</i>
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	- 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	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagé :</u> - 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires

Incitations	<u>Gérédis</u>	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours. - Valeur plancher des incitations : - 1,6 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
	<u>EDF SEI</u>	<u>Incitations envisagées :</u> - 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

1.1.4 Taux de réclamations multiples

Opérateur	Gérédis
Calcul	Nombre de réclamations multiples pour un même point de connexion et un même type de réclamation/nombre total de réclamations
Périmètre	- toutes les réclamations reçues par le GRD (dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ou au consommateur) - tous canaux de transmission de la réclamation - tous fournisseurs, tous types de consommateurs confondus
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>L'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</u> <u>Proposition d'objectifs :</u> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 12,0%
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 1 décimale - versement : à travers le CRCP
	- pénalités : 5 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 5 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : ± 50 k€
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2026

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

Opérateur	Gérédis et EDF SEI
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	- Tous les raccordements en soutirage ou en injection

Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Gérédis</u> <u>Objectifs envisagés pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> - du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 96 % - du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2029 : 97 % <u>Objectifs envisagés pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> - du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 97 %.
	<u>EDF SEI</u> <u>Objectifs envisagés pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> - du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 97 % - du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2029 : 98 % <u>Objectifs envisagés pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> - 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	<u>Gérédis</u> <u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> - Pénalités : (223 € 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 : (223 € 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 <u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> - Pénalités : (726 € 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 : (726 € 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 : ± 62,5 k€ - Versement au travers du CRCP
	<u>EDF SEI</u> <u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> - 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

		<u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> - Pénalités : $(922 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Bonus : $(922 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : $\pm 259 \text{ k€}$ - Versement au travers du CRCP
--	--	---

1.2.2 Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement

Opérateur	Gérédis et EDF SEI	
Calcul	<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>	
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	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	Gérédis	<u>Objectifs envisagés :</u> - <u>pour les raccordements consommateurs BT $\leq 36 \text{ kVA}$ en jours calendaires :</u> - o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 94 jours - o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 85 jours - o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 76 jours - o du 1er janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 67 jours - <u>pour les raccordements consommateurs BT < 36 kVA, HTA et secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau en jours calendaires :</u> - o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 177 jours - o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 170 jours - o du 1er janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 163 jours - o du 1er janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 157 jours
	EDF SEI	<u>Objectifs envisagés :</u> - <u>pour les raccordements consommateurs BT $\leq 36 \text{ kVA}$ en jours calendaires :</u> - o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 57 jours - o du 1er janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 56 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 les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau, en jours calendaires :</u> - o du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 250 jours - o 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 - <u>pour les raccordements producteurs BT > 36 kVA et HTA :</u> ○ 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	Gérédis	<u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT ≤ 36 kVA :</u> - Pénalités : (6 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (6 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 75,2 k€ <u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT > 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau :</u> - Pénalités : (12 € 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 : (12 € 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 : ± 37,6 k€ - Versement au travers du CRCP
	EDF SEI	<u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT ≤ 36 kVA :</u> - 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€ <u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT > 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau :</u> - 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€ <u>Incitations pour les raccordements producteurs BT > 36 kVA et HTA :</u> - 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€ - Versement au travers du CRCP
--	--

1.2.3 Incitation sur les affaires de raccordement les plus longues

Opérateur	EDF SEI
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	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Délai maximal admissible :</u> - <u>pour les raccordements consommateurs BT ≤ 36 kVA en jours calendaires :</u> - o à définir - <u>pour les raccordements consommateurs BT > 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau, en jours calendaires :</u> - o à définir - <u>pour les raccordements producteurs BT > 36 kVA et HTA :</u> - o à définir
Incitation	<u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT ≤ 36 kVA :</u> - Pénalités : 110 € par affaire au-dessus du délai maximal admissible des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année <u>Incitations pour les raccordements consommateurs BT > 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau :</u> - Pénalités : 150 € par affaire au-dessus du délai maximal admissible des des raccordements des consommateurs BT > 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année <u>Incitations pour les raccordements producteurs BT > 36 kVA et HTA :</u> - Pénalités : 200 € 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 : - 259 k€ - Versement au travers du CRCP

1.3 Indicateurs relatifs au comptage évolué

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

Opérateur	Gérédis
Calcul	Numérateur : nombre de ré-interventions au cours de l'année Dénominateur : nombre de compteurs évolués posés au cours de l'année
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué a été effectuée
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagé :</u> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 0,3%
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(1,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année - Les bonus sont de $(1,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année - Valeur plancher de l'incitation : $\pm 4,4 \text{ k€}$ - Le versement se fait au travers du CRCP

1.3.2 Taux de télé-relevés journaliers réussis

Opérateur	Gérédis et EDF SEI	
Calcul	Numérateur : nombre de télé-relevés des index réussis dans la journée le jour J Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants	
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants Hors jours de montée de version SI	
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	<u>Gérédis</u>	<u>Objectifs envisagés :</u> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 97,5% - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 98,0% - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 98,5% - du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 99,0%
	<u>EDF SEI</u>	<u>Objectif envisagé :</u> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 98,0%

Incitations	<u>Gérédis</u>	- 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 : $\pm 56,5 \text{ k€}$
	<u>EDF SEI</u>	- 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 publication des index réels mensuels

Opérateur	<i>Gérédis et EDF SEI</i>	
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	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	<u>Gérédis</u>	<u>Objectif envisagé :</u> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 99,0%
	<u>EDF SEI</u>	<u>Objectif envisagé :</u> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 99,0%
	<u>Gérédis</u>	- 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 : $\pm 56,5 \text{ k€}$
	<u>EDF SEI</u>	- 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 : $\pm 450 \text{ k€}$
--	--	--

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

Opérateur	Gérédis et EDF SEI	
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	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	<u>Gérédis</u>	<u>Objectifs envisagés :</u> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 0,7% - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2028 : 0,6% - du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 0,5%
	<u>EDF SEI</u>	<u>Objectif envisagé :</u> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2027 : 1,0% - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2029 : 0,5%
Incitations	<u>Gérédis</u>	- 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 : $\pm 37,7 \text{ k€}$
	<u>EDF SEI</u>	- 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 : $\pm 288 \text{ k€}$

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

Opérateur	Gérédis
Calcul	<i>Numérateur : nombre de prestations télé-opérables réalisées le jour J demandé par le fournisseur</i> <i>Dénominateur : nombre de prestations télé-opérables demandés par le fournisseur le jour J</i>
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagé :</u> - du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 99,0%
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de (33 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année - Les bonus sont de (33 € x 1 % x V) par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année - Valeur plancher de l'incitation : ± 413 k€ - Le versement se fait au travers du CRCP

2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Opérateur	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	Gérédis, EDF SEI, EEWf	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.	Gérédis, EDF SEI	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	Gérédis, EDF SEI, EEWf	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
Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement	EEWF	Délai moyen de réalisation d'un raccordement en soutirage ou injection entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement et la date de mise en exploitation de l'ouvrage.	Mensuelle	2022
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	EEWF	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 EEWf / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle	2020
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	EEWF	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 EEWf	Trimestrielle	2020
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	EEWF	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	2020

Taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Gérédis	Nombre de changements de fournisseurs clôturés et réalisés dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre de changements de fournisseur clôturés et réalisés dans le mois	Mensuelle	2022
Taux de disponibilité du portail internet « clients »	Gérédis, EDF SEI	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
Nombre de points de connexion BT ≤ 36 kVA équipés d'un compteur	Gérédis, EDF SEI	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	Gérédis, EDF SEI	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué	Mensuelle	2018
Nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI	Gérédis, EDF SEI	Nombre de compteurs évolués communicants dans le SI	Mensuelle	2018
Taux de transmission quotidienne des données de consommation au fournisseur	Gérédis, EDF SEI	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	Mensuelle	2018

		consommation à publier dans le mois		
Taux d'index estimés sur demandes de résiliation	Gérédis, EDF SEI	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	Gérédis, EDF SEI	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	Gérédis, EDF SEI	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
Délai de déclenchement d'une révision de schéma S2REnR en cas d'atteinte d'un critère de déclenchement de révision	EDF SEI	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

Délai moyen des affaires de raccordement les plus longues	EDF SEI	Délai de raccordement (en jours) des affaires les plus longues de (en 5% plus	Mensuelle	2026
---	---------	---	-----------	------

Annexe 3 : Régulation incitative de la qualité d'alimentation

Cette annexe détaille les nouvelles dispositions envisagées par la CRE à ce stade en complément du mécanisme en vigueur pour EDF SEI, Gérédis et EEWf dans le cadre du TURPE 7 HTA-BT.

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par EDF SEI, Gérédis et EEWf 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. Événements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels pour EDF SEI, Gérédis et EEWf : « les événements climatiques de type cyclonique, tempête tropicale, aléa climatique, etc. pourront être classés en incidents exceptionnels si les deux critères suivants sont simultanément vérifiés : alerte météo formalisée par la Préfecture (mise en alerte orange ou rouge) et plus de 25 % du nombre total de clients du département impactés ».

2. Continuité d'alimentation

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'EDF SEI, Gérédis et EEWf ainsi que les incitations financières correspondantes.

2.1. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'EDF SEI, Gérédis et EEWf donnant lieu à incitation financière

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

Opérateur	EDF SEI et Gérédis	
Calcul	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. $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{34} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	
Périmètre	- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.	
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	Gérédis	Objectif envisagé (DMC_{Nref}^{BT}) : ○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 52 minutes
	EDF SEI	Objectifs envisagés (DMC_{Nref}^{BT}) : ○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 250 ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 240 ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 230 ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 220

³⁴ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

Incitations	<u>Gérédis</u>	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $28 \text{ k€}/\text{minute} \times (\text{DMC}_{\text{Nref}}^{\text{BT}} - \text{DMC}_N^{\text{BT}})$ - Versement au travers du CRCP
	<u>EDF SEI</u>	- 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

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

Opérateur	EDF SEI et Gérédis	
Calcul	La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA ($\text{DMC}_N^{\text{HTA}}$), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N. $\text{DMC}_N^{\text{HTA}} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{35} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	
Périmètre	- $\text{DMC}_N^{\text{HTA}}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.	
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	<u>Gérédis</u>	<u>Objectif envisagé</u> ($\text{DMC}_{\text{Nref}}^{\text{HTA}}$) : o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 20 minutes
	<u>EDF SEI</u>	<u>Objectifs envisagés</u> ($\text{DMC}_{\text{Nref}}^{\text{HTA}}$) : - o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 220 - o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 210 - o du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 195 - o du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 180
Incitations	<u>Gérédis</u>	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $26 \text{ k€}/\text{minute} \times (\text{DMC}_{\text{Nref}}^{\text{HTA}} - \text{DMC}_N^{\text{HTA}})$ - Versement au travers du CRCP
	<u>EDF SEI</u>	- 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

³⁵ Ibid.

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

Opérateur	EDF SEI et Gérédis	
Calcul	La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC_N^{BT}), également appelée critère F-BT, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N. $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{36} \text{ et brèves}^{37} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	
Périmètre	- FMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.	
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	Gérédis	Objectif envisagé (FMC_{Nref}^{BT}) : ○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 2,6 coupures/an
	EDF SEI	Objectifs envisagés (DMC_{Nref}^{HTA}) : ○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2029 : 3,7 coupures/an
Incitations	Gérédis	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 29 k€/coupure annuelle × ($FMC_{Nref}^{BT} - FMC_N^{BT}$) - Versement au travers du CRCP
	EDF SEI	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 73 k€/coupure annuelle × ($FMC_{Nref}^{BT} - FMC_N^{BT}$) - Versement au travers du CRCP

2.2. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'EDF SEI, Gérédis et EEWf ne donnant pas lieu à incitation financière

Libellé de l'indicateur	Opérateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Critère B	EEWF	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. $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{38} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Trimestrielle	2020

³⁶ Ibid.

³⁷ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

³⁸ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

Critère M	EEWF	La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N. $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{39} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Trimestrielle	2020
Critère F-BT	EEWF	La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC_N^{BT}), également appelée critère F-BT, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N. $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{40} \text{ et brèves}^{41} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Trimestrielle	2020
Critère F-HTA	EDF SEI, Gérédis, EEWF	La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (FMC_N^{HTA}), également appelée critère F-HTA, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N. $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{42} \text{ et brèves}^{43} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Trimestrielle	2020

³⁹ Ibid.⁴⁰ Ibid.⁴¹ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.⁴² Ibid.⁴³ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

Annexe 4 : Régulation incitative des ELD de +100 000 clients ne bénéficiant pas de l'analyse de leur compte par la CRE

Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Calcul	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. $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{44} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	
Périmètre	- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).	
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	<u>SER</u>	- du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 7,18 min - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 7,13 min - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 7,09 min - du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 7,05 min
	<u>réséda</u>	- du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 12,83 min - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 12,75 min - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 12,67 min - du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 12,59 min
	<u>SRD</u>	- du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 44,78 min - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 44,50 min - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 44,22 min - du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 43,94 min
	<u>GreenAlp</u>	- du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 14,67 min - du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 14,58 min - du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 14,49 min - du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 14,40 min
Incitations	<u>Tous</u>	Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $28 \text{ k€}/\text{minute} \times (DMC_N^{BT} - DMC_{Nref}^{BT})$

Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)

Calcul	La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.
--------	---

⁴⁴ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

	$DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{45} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	
Périmètre	- DMC_N^{HTA} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).	
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	<u>SER</u>	○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 5,73 min ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 5,70 min ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 5,66 min ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 5,62 min
	<u>réséda</u>	○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 8,59 min ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 8,54 min ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 8,49 min ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 8,44 min
	<u>SRD</u>	○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 28,73 min ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 28,55 min ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 28,37 min ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 28,19 min
	<u>GreenAlp</u>	○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 0,23 min ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 0,23 min ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 0,23 min ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 0,23 min
Incitations	<u>Tous</u>	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $26 \text{ k€/minute} \times (DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA})$

Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement

Calcul	Nombre moyen de jours calendaires entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement et la date d'envoi de la facture par l'opérateur suite à la réalisation du raccordement.	
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage, pour lesquels la date d'envoi de la facture est comprise dans le mois de calcul, des catégories suivantes : les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau (dont dérivation individuelle) ;	
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	<u>SER</u>	○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 59 jours ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 56 jours ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 53 jours ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 50 jours
	<u>réséda</u>	○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 149 jours ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 142 jours ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 134 jours

⁴⁵ Ibid.

		○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 126 jours
	<u>SRD</u>	○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 78 jours ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 74 jours ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 70 jours ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 66 jours
	<u>GreenAlp</u>	○ du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 144 jours ○ du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 137 jours ○ du 1^{er} janvier 2028 au 31 décembre 2028 : 130 jours ○ du 1^{er} janvier 2029 au 31 décembre 2029 : 123 jours
Incitations	<u>Tous</u>	- Pénalités : (6 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (6 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 75,2 k€