



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2021-14 DU 16 DECEMBRE 2021 RELATIVE AUX NIVEAUX DE DOTATION D'EDM, GEREDIS ET EEWf AU TITRE DU FONDS DE PEREQUATION DE L'ELECTRICITE (FPE) POUR LES ANNEES 2022 A 2025, AINSI QU'AU CADRE DE REGULATION ASSOCIE

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 6 HTA-BT¹ est entré en vigueur le 1^{er} août 2021, de façon synchronisée avec le TURPE 6 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.

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

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

Les GRD intervenant en zones non interconnectés (ZNI) Electricité de Mayotte (EDM), Eau Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) et Gérédis, qui intervient sur une partie du territoire des Deux-Sèvres ont formalisé, en transmettant à la CRE à la fin du 2^{ème} trimestre 2021 leur demande exposant leurs coûts prévisionnels pour la période 2022-2025 ainsi que leurs demandes relatives au cadre de régulation, leur souhait d'opter pour une péréquation établie à partir de l'analyse de leurs comptes au titre de cette période.

La présente consultation publique présente les caractéristiques du cadre de régulation que la CRE envisage de retenir pour EDM, EEWF et Gérédis sur la période 2022-2025, 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.

A ce stade, la CRE envisage de prendre une délibération début 2022 sur la dotation au titre du FPE pour EDM, EEWF et Gérédis sur la période 2022-2025.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document de consultation publique avant le 31 janvier 2022.

¹ Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) - CRE

Principaux enjeux de la dotation FPE 2022-2025 pour EDM, Gérédis et EEWfAccompagner la transition énergétique

La période 2022-2025 s'inscrit dans un contexte d'accélération de la transition énergétique, avec une augmentation massive de la production d'électricité renouvelable et le développement de la mobilité électrique dans les zones non interconnectées (ZNI) comme en France métropolitaine.

En particulier, dans les ZNI, la pénétration des EnR peut avoir dès aujourd'hui un impact fort sur l'équilibre des réseaux et la qualité de l'électricité. En métropole, l'enjeu de transition énergétique est également fort pour Gérédis qui observe sur son territoire une forte hausse du nombre de points d'injection depuis cinq ans. Cette évolution induit des transformations du réseau qui ont notamment nécessité le renouvellement de son outil de conduite afin de traiter de manière dynamique ces nouveaux usages.

La transition énergétique constitue l'un des principaux facteurs de hausse des investissements nécessaires dans les réseaux d'électricité. La CRE sera attentive à ce que les gestionnaires de réseau disposent des moyens pour répondre à ces nouveaux besoins, tout en optimisant le coût global de fonctionnement de leur réseau.

Poursuivre le déploiement du comptage évolué et développer ses bénéfices pour les consommateurs

Gérédis a débuté, depuis avril 2021, son projet de déploiement de compteurs évolués pour ses 160 000 clients sur le domaine de tension BT \leq 36 kVA. L'accompagnement de ce déploiement sur la période 2022-2025, dans le respect des coûts et des délais, ainsi que le maintien d'un haut niveau de performance, constituent les enjeux majeurs du projet comptage intelligent pour la période à venir. Gérédis devra par ailleurs engager la transformation de certaines de ses activités (relève notamment) afin de permettre au plus vite la concrétisation des gains attendus du projet de déploiement des compteurs numériques.

EDM devra également engager un projet de déploiement de compteurs communicants sur son territoire. Toutefois, le début du déploiement n'est pas attendu avant la fin de la mise en conformité des installations. Pour la période 2022-2025, EDM envisage cependant le lancement d'une phase pilote, afin de préparer au mieux le déploiement à grande échelle en testant la chaîne communicante et en vérifiant que le tissu industriel local peut effectivement répondre à ce besoin.

Soutenir les évolutions technologiques dégageant des flexibilités nouvelles pour les réseaux

Les évolutions technologiques (comptage évolué, stockage, numérique, etc.) créent un potentiel important de nouvelles sources de flexibilité, au moment où la transition énergétique va générer dans les ZNI des besoins importants de flexibilité et où le déploiement de nouvelles infrastructures lourdes de réseau devient toujours plus complexe. Si la taille du réseau d'EEWF n'induit, à ce stade, pas ces mêmes besoins, il existe un enjeu pour EDM dans la mobilisation de ces sources de flexibilité nouvelles pour limiter les renforcements de réseau. EDM participe ainsi à un programme visant à intégrer des solutions nouvelles pour rendre le système électrique plus intelligent et flexible et dont la première phase consiste à assurer l'interopérabilité des solutions puis à réaliser des outils de modélisation avec différentes échelles de temps pour des études énergétiques et économiques. Des solutions techniques telles que des systèmes de stockage batteries, des véhicules électriques, ou des nouveaux moyens de production seront ensuite étudiées en vue d'un potentiel déploiement à Mayotte.

Renforcer la qualité de service et d'alimentation

La qualité de service sur les réseaux des trois opérateurs s'est continuellement améliorée ces dernières années. Des axes d'amélioration sont néanmoins identifiés par la CRE pour la prochaine période, notamment en matière de performance de la relève et de qualité des raccordements (en termes de délais notamment), dans un contexte de forte insertion des EnR et de la mobilité électrique.

Par ailleurs, le réseau de distribution de Gérédis paraît à date suffisamment stable pour envisager un renforcement de sa qualité d'alimentation en matière de coupures longues et l'introduction d'une incitation financière sur ses durées de coupures. EDM et EEWf ne paraissent à ce stade pas assez matures pour l'introduction d'une régulation incitative sur ces sujets. La CRE s'assurera cependant de la poursuite de l'amélioration de la qualité du service rendu, en particulier sur le territoire d'EDM, où les enjeux sont forts en termes de mise en conformité du réseau et d'alignement des prestations vis-à-vis de la métropole.

Niveau prévisionnel des dotations annuelles

Les opérateurs ont formulé des demandes d'évolution du niveau de leurs dotations annuelles, exposant leurs prévisions de coûts pour la période 2022-2025 ainsi que leurs demandes relatives au cadre de régulation.

Charges à couvrir

EDM demande des charges à hauteur de 52,1 M€ par an en moyenne sur la période 2022-2025, en hausse de 101,3 % par rapport à la moyenne des charges réalisées sur la période 2018-2020. La demande d'EDM est fondée sur trois postes de charges :

- les charges de capital, en hausse de 153 % en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2018-2020, portées notamment par une demande de prime complémentaire relative au risque géographique spécifique des territoires et d'importants investissements sur le réseau HTA ;
- les charges d'exploitation hors système électrique, en hausse de 72 % (écart entre la moyenne 2022-2025 et la moyenne du réalisé 2018-2020), portées notamment par une hausse des charges de personnel et le retard pris par certains projets d'EDM sur la période passée ;
- les charges liées au système électrique (dont rachat des pertes), en hausse de 26,6 % (écart entre la moyenne 2022-2025 et la moyenne du réalisé 2018-2020), portées par une hausse constante du volume de pertes prévues par EDM.

Gérédis demande des charges à hauteur de 96,8 M€ par an en moyenne sur la période 2022-2025, en hausse de 10,1 % par rapport à la moyenne des charges réalisées sur la période 2018-2020. La demande de Gérédis est fondée sur trois postes de charges :

- les charges de capital, en hausse de 9% en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2018-2020 ;
- les charges d'exploitation hors système électrique, en hausse de 18,8 %, portées notamment par une hausse des charges de personnel et une hausse prévisionnelle des redevances de concessions ;
- les charges liées au système électrique (dont rachat des pertes), en baisse de 12,4 % (écart entre la moyenne 2022-2025 et la moyenne du réalisé 2018-2020).

Enfin, EEWf demande des charges à hauteur de 4,4 M€ par an en moyenne sur la période 2022-2025, en hausse de 7 % par rapport à la moyenne des charges réalisées en 2020. La demande d'EEWF est fondée sur trois postes de charges :

- les charges de capital, en hausse de 41,6% en moyenne, par rapport au niveau réalisé en 2020 ;
- les charges d'exploitation hors système électrique, en hausse de 3% ;
- les charges liées au système électrique (rachat des pertes), en hausse de 6 %.

La CRE a procédé à une première analyse des demandes de Gérédis, EDM 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 2022-2025.

A ce stade, la CRE envisage :

- de limiter la hausse des charges nettes d'exploitation demandée par les opérateurs qu'elle juge excessive à ce stade. Afin de donner un cadre à la consultation publique, la CRE a choisi de présenter les ajustements résultants de l'audit du consultant externe associés aux ajustements envisagés par la CRE comme une borne basse et les demandes des opérateurs comme une borne haute ;
- de limiter la hausse des charges de capital, en retenant des paramètres de rémunération qui répliquent ceux retenus pour Enedis dans le tarif TURPE 6, avec une actualisation du taux d'impôt sur les sociétés.

Quantités distribuées et nombre de consommateurs

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 des soutirages, du nombre de consommateurs et des puissances souscrites, sur la base desquels sont calculées les recettes tarifaires prévisionnelles.

Sur la période 2022-2025, EDM, Gérédis et EEWf prévoient des hausses des soutirages prévisionnels et des recettes tarifaires tirées par la hausse du nombre de raccordements et la croissance globale de leurs parcs respectifs.

La CRE considère à ce stade ces trajectoires comme cohérentes, mais poursuit ses travaux avec les opérateurs afin de valider la pertinence de les retenir.

Evolution du niveau prévisionnel des dotations annuelles

Les dotations annuelles des opérateurs au titre du FPE sont calculées en comparant, pour chaque année de la période 2022-2025, le niveau prévisionnel des recettes du TURPE 6 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.

EDM :

La prise en compte des éléments du dossier adressé à la CRE par EDM conduirait la CRE à définir un niveau de dotation annuel moyen d'un montant de 27,4 M€, en hausse par rapport aux dotations versées lors de la période précédente (+55,1 % par rapport au réalisé moyen 2018-2020).

Les ajustements cumulés de l'auditeur et de la CRE pourraient mener à une évolution de la dotation moyenne sur la période s'établissant, en borne basse, à 22,4 M€ (+26,14 % par rapport au réalisé 2018-2020).

Gérédis :

La prise en compte des éléments du dossier adressé à la CRE par Gérédis conduirait la CRE à définir un niveau de dotation annuel moyen d'un montant de 20,8 M€, en hausse par rapport aux dotations versées lors de la période précédente (+17,6 % par rapport au réalisé moyen 2018-2020).

Les ajustements cumulés de l'auditeur et de la CRE pourraient mener à une évolution de la dotation moyenne sur la période s'établissant, en borne basse, à 17,2 M€ (-2,8 % par rapport au réalisé 2018-2020).

EETF :

La prise en compte des éléments du dossier adressé à la CRE par EETF conduirait la CRE à définir un niveau de dotation annuel moyen d'un montant de 3,3 M€, en hausse par rapport aux dotations versées lors de la période précédente (+7,7 % par rapport au réalisé moyen 2018-2020).

Les ajustements cumulés de l'auditeur et de la CRE pourraient mener à une évolution de la dotation moyenne sur la période s'établissant, en borne basse, à 2,8 M€ (+26,9 % par rapport au réalisé 2020).

Cadre de régulation

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

Le cadre de régulation envisagé à ce stade vise, d'une part, à continuer de limiter le risque financier des opérateurs ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à poursuivre le renforcement de la régulation incitative des GRD portant, notamment, sur la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux, notamment en matière de délai de raccordement.

Les enjeux spécifiques, notamment géologiques et climatiques, des territoires sur lesquels interviennent EDM, et EETF 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.

Enfin, le cadre de régulation envisagé incitera EDM et Gérédis à favoriser l'innovation des acteurs sur leurs territoires.

Paris, le 16 décembre 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 31 janvier 2022, 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.

Table des matières

1.	LISTE DES QUESTIONS	7
2.	CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	9
2.1	PRESENTATION D'EDM, EEWf ET GEREDIS.....	9
2.2	OBJET DE LA CONSULTATION.....	9
2.3	ENJEUX POUR LA PERIODE 2022-2025.....	9
2.3.1	Principaux enjeux identifiés par EDM, EEWf et Gérédis.....	9
2.3.2	Principaux enjeux identifiés par la CRE.....	10
3.	CADRE DE REGULATION.....	11
3.1	GRANDS PRINCIPES D'ETABLISSEMENT DU NIVEAU DE DOTATIONS	11
3.1.1	Durée de la période de dotation.....	11
3.1.2	Détermination du niveau de dotation prévisionnel	11
3.1.3	Fonctionnement du CRCP et niveau de dotation définitif.....	14
3.2	REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS	15
3.2.1	Régulation incitative des charges d'exploitation	15
3.2.2	Régulation incitative des investissements.....	19
3.3	REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE ET DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION	20
3.3.1	Qualité de service.....	20
3.3.2	Continuité d'alimentation.....	23
3.4	REGULATION INCITATIVE DE L'INNOVATION ET DE LA R&D	26
3.4.1	Régulation de la R&D	26
3.4.2	Projets de réseaux électriques intelligents.....	26
3.4.3	Favoriser l'innovation à l'externe	26
4.	NIVEAUX DE DOTATION.....	27
4.1	CHARGES D'EXPLOITATION	27
4.1.1	Bilan de la période 2018-2021.....	27
4.1.2	Demandes d'EDM, Gérédis et EEWf et analyses préliminaires de la CRE	28
4.1.3	Charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique.....	30
4.2	PARAMETRES DE REMUNERATION.....	35
4.2.1	Demande d'EDM, Gérédis, EEWf	35
4.2.2	Orientations envisagées par la CRE	36
4.3	INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL	37
4.3.1	Trajectoire des dépenses d'investissement	37
4.3.2	Analyse préliminaire de la CRE.....	41
4.4	TRAJECTOIRE DES CHARGES DE CAPITAL.....	41
4.5	SYNTHESE DES CHARGES A COUVRIR SUR LA PERIODE FPE 2022-2025	43
4.5.1	Demande de Gérédis, EDM et EEWf.....	43
4.5.2	Analyse préliminaire de la CRE.....	44
4.6	HYPOTHESES DE RECETTES PREVISIONNELLES.....	45
4.6.1	Evolutions constatées sur la période 2018-2021.....	45
4.6.2	Evolutions prévues par Gérédis, EDM et EEWf sur la période FPE 2022-2025	46
4.6.3	Analyse préliminaire de la CRE.....	46
4.7	NIVEAU DE DOTATION PREVISIONNEL POUR LA PERIODE FPE 2022-2025	46

1. LISTE DES QUESTIONS

Contexte et objectifs de la consultation publique

La partie 2 de la présente consultation publique (cf. p.9) présente les objectifs de la consultation publique, ainsi que les enjeux identifiés par EDM, Gérédis et EEWf et par la CRE pour la période de dotation FPE 2022-2025.

Question 1 : Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par EDM, Gérédis, EEWf et la CRE pour la période de dotation FPE 2022-2025 ?

Cadre de régulation

La partie 3 de la présente consultation publique (cf. p.11) présente les cadres de régulation actuellement en vigueur pour Gérédis, EDM et EEWf, ainsi que les évolutions envisagées par la CRE pour la période 2022-2025.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- Les grands principes d'établissement du niveau de dotation de Gérédis, EDM et EEWf (cf. p.11) ;
- Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes d'établissement de la dotation FPE d'EDM, Gérédis et EEWf envisagés par la CRE pour la période 2022-2025 ?
- Question 3 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées concernant la rémunération au coût de la dette des immobilisations en cours d'EDM, Gérédis et EEWf sur la période 2022-2025 ?
- Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé des coûts échoués d'EDM, Gérédis et EEWf ?
- Question 5 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?
- Question 6 : Êtes-vous favorable au maintien du fonctionnement actuel du CRCP et de la détermination du niveau de dotation définitif d'EDM, Gérédis et EEWf ?
- La régulation incitative à la maîtrise des coûts, dont les charges d'exploitation hors-énergie, les pertes, les charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles et les dépenses d'investissement (cf. p.14) ;
- Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE, en cohérence avec les principes exposés ci-dessus pour Gérédis, EDM et EEWf ?
- Question 8 : Êtes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise du volume de pertes ?
- Question 9 : Êtes-vous favorable à l'évolution de la formule sur le volume de référence pour Gérédis qui prend en compte les gains associés au déploiement des compteurs intelligents ? Concernant l'atteinte des objectifs de réduction, êtes-vous favorable au décalage de 3 ans ?
- Question 10 : Êtes-vous favorable à la conservation du fonctionnement actuel du dispositif de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles pour EDM ?
- Question 11 : Êtes-vous favorable aux seuils de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles envisagés par la CRE pour EDM ?
- Question 12 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées pour la régulation incitative des investissements de Gérédis, EDM et EEWf ?
- La régulation incitative de la qualité de service et la continuité d'alimentation (cf. p.20) ;
- Question 13 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la qualité de service d'EDM, Gérédis et EEWf ?
- Question 14 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période 2022-2025 ?
- Question 15 : Partagez-vous les modalités envisagées par la CRE pour les indicateurs de qualité d'alimentation de Gérédis, EDM et EEWf ?
- Question 16 : Êtes-vous favorable à l'absence d'introduction du mécanisme de pénalités pour coupures longues pour EDM et EEWf ainsi qu'aux niveaux envisagés pour Gérédis ?

Question 17 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées pour le dispositif de régulation incitative de la R&D et le dispositif *smart grids* ?

- La régulation incitative de l'innovation (cf. p.26).

Question 18 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous des actions prioritaires que vous identifiez à ce stade ?

Niveau de dotation

La partie 4 de la présente consultation publique (cf. p.27) présente les orientations de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir à Gérédis, EDM et EEWf pour la période 2022-2025.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- Les charges nettes d'exploitation pour la période 2022-2025 (cf. p.27) ;

Question 19 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation d'EDM, Gérédis et EEWf pour la période FPE 2022-2025 ?

- Les modalités de rémunération des investissements de Gérédis, EDM et EEWf, et les charges de capital à couvrir sur la période 2022-2025 (cf. p.35) ;

Question 20 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période FPE 2022-2025 ?

Question 21 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges de capital à couvrir pour Gérédis, EDM et EEWf sur la période FPE 2022-2025 ?

- Les charges à couvrir, au global, sur la période 2022-2025, les prévisions de trajectoires de consommations, et le niveau de dotation au titre du FPE qui en résulte (cf. p.44).

Question 22 : Avez-vous des remarques quant aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période FPE 2022-2025 ?

Question 23 : Avez-vous des remarques relatives aux trajectoires de consommation et de recette tarifaires envisagées ?

Question 24 : Avez-vous des remarques relatives au niveau de dotation envisagé pour Gérédis, EDM et EEWf sur la période FPE 2022-2025 ?

2. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

2.1 Présentation d'EDM, EEWf et Gérédis

Électricité de Mayotte - EDM - est un opérateur intégré qui produit, transporte, distribue et commercialise l'électricité sur le territoire de Mayotte. EDM gère 1 050 km de réseaux électriques (dont 7 km de réseaux HTB) et achemine de l'électricité auprès d'environ 49 000 consommateurs. En 2020, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux d'EDM s'élevait à 344 GWh.

De la même manière, Eau Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) est aussi un opérateur intégré en ZNI qui produit, distribue et commercialise l'électricité sur les territoires de Wallis et Futuna. EEWf gère 260 km de réseaux électriques et achemine de l'électricité auprès d'environ 4 000 consommateurs. En 2020, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux d'EEWF s'élevait à 22 GWh.

Enfin, Gérédis est une entreprise locale de distribution (ELD) intervenant sur la partie rurale des Deux-Sèvres. Gérédis gère près de 14 100 km de réseaux électriques et achemine de l'électricité auprès d'environ 155 000 consommateurs. En 2020, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux de Gérédis s'élevait à 1 150 GWh.

2.2 Objet de la consultation

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent à l'ensemble des utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 6 HTA-BT² est entré en vigueur le 1^{er} août 2021, de façon synchronisée avec le TURPE 6 HTB³ (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.

Dans la mesure où les coûts unitaires liés à la gestion de son réseau sont supérieurs aux coûts d'Enedis, EDM, EEWf et Gérédis peuvent bénéficier d'une dotation au titre du fonds de péréquation (FPE) s'appuyant sur l'analyse comptable de leurs charges⁴, afin de couvrir la partie de leurs charges non couvertes par les recettes perçues au titre du TURPE. Le cadre de régulation qui s'applique à EDM, EEWf et Gérédis ainsi que le niveau de dotation annuelle sont actuellement fixés pour la période 2018-2021, pour EDM et Gérédis, et pour la période 2020-2021 pour EEWf. EDM, EEWf et Gérédis ont transmis à la CRE leur dossier de demande de dotation au titre du FPE dans le courant du 1^{er} semestre 2021, selon le format attendu.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour les dotations FPE d'EDM, EEWf et Gérédis pour la période 2022-2025, qui découle du niveau de charges à couvrir, et sur le cadre de régulation qui s'appliquera sur cette période. Cette consultation fait suite à une série de consultations menées depuis 2019 pour préparer la future génération tarifaire, et en particulier une consultation publiée le 14 février 2019 sur le cadre de régulation applicable à l'ensemble des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures⁵.

La présente consultation publique est la dernière avant la décision que la CRE envisage de prendre début 2022. Elle présente :

- les premières orientations de la CRE sur le niveau de la dotation annuelle des trois GRD sur la période 2022 - 2025 ainsi que sur leur demande ;
- les conclusions préliminaires de la CRE concernant le cadre de régulation, ainsi que la qualité de service des GRD, à la suite des précédentes consultations sur ces sujets.

2.3 Enjeux pour la période 2022-2025

2.3.1 Principaux enjeux identifiés par EDM, EEWf et Gérédis

Les demandes des opérateurs reposent sur l'identification de deux principaux enjeux pour la prochaine période de dotation au titre du FPE.

Accompagner la transition énergétique sur des territoires diversifiés

² Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

³ Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

⁴ Au titre de l'article L. 121-29 du code de l'énergie.

⁵ Consultation publique du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France.

Sur l'ensemble des territoires d'EDM, Gérédis et EEFW, la période 2022-2025 va s'inscrire dans un contexte d'accélération de la transition énergétique.

EDM souligne ainsi la nécessité d'adapter le réseau aux nouvelles énergies afin de maîtriser l'équilibre offre demande et ses intermittences tout en améliorant la conformité et la sécurité du réseaux pour les clients finals.

Gérédis observe quant à lui une forte hausse du nombre de points d'injection sur son territoire, liée notamment à la hausse des raccordements d'EnR prévue dans le S3REnR Nouvelle Aquitaine adopté en 2021, ce qui induit des transformations du réseau et nécessite une adaptation des outils du GRD afin d'accompagner ce développement.

Enfin, le territoire de Wallis-et-Futuna, bien que plus petit que celui des Deux-Sèvres et de Mayotte, connaît également le développement des énergies renouvelables, ce qui représente une opportunité pour faire face à l'augmentation des consommations électriques et un enjeu majeur pour EEFW.

Accroître la performance globale

Les territoires sur lesquels opèrent EDM, Gérédis et EEFW sont fortement différents, cependant les opérateurs partagent tous la volonté d'y améliorer leur performance en vue d'un meilleur service rendu aux utilisateurs de leurs réseaux.

Le contexte dans lequel opère EDM est marqué par des retards structurels avec un tissu économique mahorais peu développé et oligopolistique sur de nombreux secteurs ainsi qu'un processus de départementalisation encore en cours qui conduit notamment à alignement progressif des prestations sociales sur la métropole. EDM doit par ailleurs gérer des problématiques très spécifiques, telles que la mise en conformité des réseaux, la lutte contre la fraude et la rétrocession et le caractère précaire de nombreux logements. La mobilisation des ressources nécessaires à la réalisation de ces projets et la maîtrise des coûts afférents sont donc des enjeux centraux pour EDM sur la période 2022-2025.

Sur son territoire, Gérédis démarre le déploiement de son projet de compteurs évolués, qui vise à gagner en efficacité sur le secteur de la maîtrise de l'énergie.

2.3.2 Principaux enjeux identifiés par la CRE

Accompagner la transition énergétique

La période 2022-2025 s'inscrit dans un contexte d'accélération de la transition énergétique, avec une augmentation massive de la production d'électricité renouvelable et le développement de la mobilité électrique dans les zones non interconnectées (ZNI) comme en France métropolitaine.

En particulier, dans les ZNI, la pénétration des EnR peut avoir dès aujourd'hui un impact fort sur l'équilibre des réseaux et la qualité de l'électricité. En métropole, l'enjeu de transition énergétique est également fort pour Gérédis qui observe sur son territoire une forte hausse du nombre de points d'injection depuis cinq ans. Cette évolution induit des transformations du réseau qui ont notamment nécessité le renouvellement de son outil de conduite afin de traiter de manière dynamique ces nouveaux usages.

La transition énergétique constitue l'un des principaux facteurs de hausse des investissements nécessaires dans les réseaux d'électricité. La CRE sera attentive à ce que les gestionnaires de réseau disposent des moyens pour répondre à ces nouveaux besoins, tout en optimisant le coût global de fonctionnement de leur réseau.

Poursuivre le déploiement du comptage évolué et développer ses bénéfices pour les consommateurs

Gérédis a débuté, depuis avril 2021, son projet de déploiement de compteurs évolués pour ses 160 000 clients sur le domaine de tension BT \leq 36 kVA. L'accompagnement de ce déploiement sur la période 2022-2025, dans le respect des coûts et des délais, ainsi que le maintien d'un haut niveau de performance, constituent les enjeux majeurs du projet comptage intelligent pour la période à venir. Gérédis devra par ailleurs engager la transformation de certaines de ses activités (relève notamment) afin de permettre au plus vite la concrétisation des gains attendus du projet de déploiement des compteurs numériques.

Conformément aux dispositions du code de l'énergie, EDM devra également engager un projet de déploiement de compteurs communicants sur son territoire. Toutefois, le début du déploiement n'est pas attendu avant la fin de la mise en conformité des installations. Pour la période 2022-2025, EDM envisage cependant le lancement d'une phase pilote, afin de préparer au mieux le déploiement à grande échelle en testant la chaîne communicante et en vérifiant que le tissu industriel local peut effectivement répondre à ce besoin.

Soutenir les évolutions technologiques dégageant des flexibilités nouvelles pour les réseaux

Les évolutions technologiques (comptage évolué, stockage, numérique, etc.) créent un potentiel important de nouvelles sources de flexibilité, au moment où la transition énergétique va générer dans les ZNI des besoins importants de flexibilité et où le déploiement de nouvelles infrastructures lourdes de réseau devient toujours plus complexe. Si la taille du réseau d'EEFW n'induit, à ce stade, pas ces mêmes besoins, il existe un enjeu pour EDM dans la

mobilisation de ces sources de flexibilité nouvelles pour limiter les renforcements de réseau. EDM participe ainsi à un programme visant à intégrer des solutions nouvelles pour rendre le système électrique plus intelligent et flexible et dont la première phase consiste à assurer l'interopérabilité des solutions puis à réaliser des outils de modélisation avec différentes échelles de temps pour des études énergétiques et économiques. Des solutions techniques telles que des systèmes de stockage batteries, des véhicules électriques, ou des nouveaux moyens de production seront ensuite étudiées en vue d'un potentiel déploiement à Mayotte.

Renforcer la qualité de service et d'alimentation

La qualité de service sur les réseaux des trois opérateurs s'est continuellement améliorée ces dernières années. Des axes d'amélioration sont néanmoins identifiés par la CRE pour la prochaine période, notamment en matière de performance de la relève et de qualité des raccordements (en termes de délais notamment), dans un contexte de forte insertion des EnR et de la mobilité électrique.

Par ailleurs, le réseau de distribution de Gérédis paraît à date suffisamment stable pour envisager un renforcement de sa qualité d'alimentation en matière de coupures longues et l'introduction d'une incitation financière sur ses durées de coupures. EDM et EEWf ne paraissent à ce stade pas assez matures pour l'introduction d'une régulation incitative sur ces sujets. La CRE s'assurera cependant de la poursuite de l'amélioration de la qualité du service rendu, en particulier sur le territoire d'EDM, où les enjeux sont forts en termes de mise en conformité du réseau et d'alignement des prestations vis-à-vis de la métropole.

Question 1 : Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par EDM, Gérédis, EEWf et la CRE pour la période de dotation FPE 2022-2025 ?

3. CADRE DE REGULATION

3.1 Grands principes d'établissement du niveau de dotations

3.1.1 Durée de la période de dotation

L'article R. 121-60 du code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseaux de distribution 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 6 HTA-BT étant entré en vigueur le 1^{er} août 2021 pour une période d'environ 4 ans, la présente consultation publique concerne les niveaux de dotation au titre du FPE pour Gérédis, EDM et EEWf au titre des années 2022 à 2025.

Toutefois, dans la mesure où la CRE met en place un mécanisme de compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) pour Gérédis, EDM et EEWf (cf. §3.1.3), la définition des montants définitifs de dotation au titre des années 2022, 2023, 2024 et 2025 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 2018-2021, une clause de rendez-vous, activable par Gérédis, EDM 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 (2024 et 2025) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration du niveau de dotation se trouve modifié d'au moins 1 %.

3.1.2 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 2022, seront déterminés par la CRE en comparant, pour chaque année de la période 2022-2025, le niveau prévisionnel des recettes du TURPE perçues par Gérédis, EDM 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 :

$$\text{Dotation ou contribution}_N = \text{Recettes acheminement prév.}_N - \text{CCNprév.}_N - \text{CNEprév.}_N$$

Avec (cf. détails aux § 3.1.2.1 à 3.1.2.3) :

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

Un écart négatif détermine le niveau de dotation qui est dû 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 Gérédis, EDM et EEWf, après prise en compte des ajustements identifiés par la CRE sur les trajectoires prévisionnelles de coûts.

3.1.2.1 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 2021.

Par conséquent, les recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE sur la période 2022-2025 sont calculées par Gérédis, EDM et EEWf à partir :

- de la grille tarifaire applicable au 1^{er} août 2021 et des prévisions d'évolution de cette grille sur la période 2022-2025 ;
- des hypothèses d'évolution du nombre de consommateurs raccordés, des puissances souscrites et des volumes d'énergie soutirée.

3.1.2.2 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation de Gérédis, EDM et EEWf sont constituées des charges liées au système électrique et des charges nettes d'exploitation (CNE) hors système électrique.

Les charges liées au système électrique d'EEWF se composent des charges liées à l'achat des pertes, celles d'EDM 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 charges nettes d'exploitation 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 extratariétaires (principalement composées des contributions reçues au titre du raccordement et des recettes liées aux prestations annexes).

3.1.2.3 Charges de capital

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 supportées par Gérédis, EDM et EEWf pour les années 2022 à 2025, de se fonder sur la méthode de calcul des charges de capital prévue dans le TURPE 6 HTA-BT, définissant le niveau prévisionnel des charges de capital d'Enedis pour les années 2021 à 2024, 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, EDM et EEWf ayant la responsabilité d'exploiter ces actifs, même lorsqu'ils ont été remis par un concédant ;
- l'application d'une rémunération supplémentaire pour les capitaux propres régulés (CPR), qui constituent les capitaux réellement investis par Gérédis, EDM et EEWf.

Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes d'établissement de la dotation FPE d'EDM, Gérédis et EEWf envisagés par la CRE pour la période 2022-2025 ?

Modalités de rémunération des IEC

Au cours de la période 2018-2021, afin de tenir compte des spécificités de l'activité d'EDM qui exploite également des réseaux HTB, les immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) d'EDM 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.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, relative au cadre de régulation tarifaire, la CRE a indiqué envisager de généraliser à l'ensemble des opérateurs une rémunération des IEC au coût de la dette pour les investissements à cycle long (supérieur à un an).

Les fournisseurs et industriels étaient majoritairement favorables au principe d'une rémunération des IEC au seul coût nominal de la dette afin d'inciter à la mise en œuvre des investissements dans les délais. Les gestionnaires d'infrastructures étaient pour leur part majoritairement opposés à une rémunération au coût de la dette, et demandaient une rémunération au même taux que pour les actifs entrés en service.

A ce stade, les orientations de la CRE sont les suivantes :

- pour les investissements du domaine de tension HTB : étant donné la faible proportion des investissements d'EDM à cycle court, et dans un souci de permanence des méthodes, la CRE envisage de rémunérer l'ensemble des IEC relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB. Pour la période 2022-2025, la CRE envisage de maintenir la rémunération des IEC au coût de la dette, en cohérence avec la méthodologie utilisée dans la délibération TURPE 6 HTB⁶, ce qui constitue une incitation efficace à la mise en service rapide des projets d'investissements des opérateurs ;
- pour les investissements du domaine de tension HTA-BT : la CRE considère que, en cohérence avec le traitement appliqué à Enedis dans le TURPE 6 HTA-BT, les IEC de cycle long devraient également être rémunérés au coût de la dette, pour Gérédis, EDM et EEWf.

Question 3 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées concernant la rémunération au coût de la dette des immobilisations en cours de Gérédis, EDM et EEWf sur la période 2022-2025 ?

Traitement des coûts échoués

Pour la période 2018-2021⁷, la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations démolies était couverte à hauteur de 100% via le CRCP pour Gérédis, EDM et EEWf.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique du 14 février 2019, l'extension à l'ensemble des tarifs d'infrastructures régulées des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans le tarif ATRT. Celle-ci est notamment fondée sur une incitation des coûts échoués récurrents ou prévisibles au travers d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle et un examen au cas par cas des autres types de coûts échoués.

La majorité des fournisseurs et industriels s'étaient prononcés en faveur des principes de couverture des coûts échoués envisagés. Plusieurs gestionnaires d'infrastructures et leurs actionnaires étaient toutefois défavorables à la mise en place d'une trajectoire incitée pour les sorties d'actifs avant la fin de leur durée de vie comptable. Ils demandaient le maintien d'une couverture complète via le CRCP, en raison du caractère non maîtrisable de certains de ces coûts dès lors qu'ils correspondent le plus souvent à des modifications d'ouvrages à la demande de tiers, ou à la destruction d'ouvrages, en particulier à la suite d'aléas climatiques. La CRE a toutefois estimé que ces charges sont pour partie prévisibles (volume moyen d'ouvrages détruits à la suite d'aléas dont la durée de retour est faible et volume moyen de demandes de tiers de modifications d'ouvrages) et pour partie maîtrisables. Les choix d'investissements et de maintenance de Gérédis, EDM et EEWf, notamment leurs politiques d'enfouissement du réseau menant à une part de plus en plus importante d'ouvrages insensibles aux aléas climatiques, leur permettent de limiter le volume d'immobilisations démolies en cas d'aléa climatique.

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE envisage, pour les dotations FPE 2022-2025 de Gérédis, EDM et EEWf, de traiter les coûts échoués de la manière suivante :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles feraient l'objet d'une trajectoire sur la base d'une enveloppe annuelle ;
- la couverture des autres coûts échoués serait examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par Gérédis, EDM et EEWf.

⁶ Soit un taux de déploiement de compteurs posés proche de 90% à la fin du déploiement industriel. les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB.

⁷ 2020-2021 pour EEWf

Les coûts à couvrir, le cas échéant, seraient pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé des coûts échoués de Gérédis, EDM et EEWf ?

Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un gestionnaire de réseau, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut générer une plus-value pour l'opérateur (différence entre le prix 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 ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE envisage, pour la dotation FPE 2022-2025 de Gérédis, EDM et EEWf, de faire bénéficier les consommateurs des gains tirés de la revente de ces actifs, dans la mesure où ils en ont supporté les coûts (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération au CMPC des actifs de la BAR).

Plus spécifiquement, la CRE envisage de traiter le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains de la façon suivante :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé serait 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 Gérédis, EDM et EEWf à maximiser ce gain. Gérédis, EDM et EEWf conserveraient ainsi 20% de la plus-value comptable ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable ferait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par Gérédis, EDM et EEWf.

Question 5 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?

3.1.3 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 Gérédis, EDM et EEWf. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et des produits (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 Gérédis, EDM 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 2023-2025, la CRE publiera avant le 31 juillet une délibération qui définira le niveau de dotation définitif pour l'année N. Ce niveau de dotation définitif sera égal à la somme du niveau prévisionnel de la dotation au titre de l'année N et du solde du CRCP de l'année N-1.

Par ailleurs, avant le 31 juillet 2022, la CRE calculera la dotation définitive au titre de l'année 2021 en cohérence avec les cadres fixés pour la période 2018-2021 pour Gérédis et EDM et 2020-2021 pour EEWf.

Question 6 : Êtes-vous favorable au maintien du fonctionnement actuel du CRCP et de la détermination du niveau de dotation définitif d'EDM, Gérédis et EEWf ?

3.2 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

3.2.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

3.2.1.1 Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation hors charges liées au système électrique

Le cadre de régulation en vigueur sur la période 2018-2021 prévoit que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis, font l'objet d'une incitation à 100 % : la CRE fixe une trajectoire pour la période de dotation, et tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice des opérateurs.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE avait proposé de reconduire la régulation incitative des charges nettes d'exploitation actuellement en vigueur tout en considérant qu'il était indispensable de repartir, pour la prochaine période tarifaire, du niveau de productivité atteint par les opérateurs pendant la période tarifaire précédente

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique était favorable ou favorable avec réserves à la proposition de la CRE. Ces acteurs considéraient que le mécanisme en vigueur permettait d'inciter efficacement les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs charges d'exploitation. Certains acteurs considéraient que l'effort de productivité devait cependant rester raisonnable. Seul un acteur était défavorable à la reconduction de la régulation incitative des charges nettes d'exploitation. Les incitations sont, selon lui, toujours faites sur des critères financiers au détriment du critère social et des effectifs.

La CRE envisage, comme pour les tarifs ATRD6 de GRDF et TURPE 6 HTA BT, de reconduire le principe de régulation incitative des charges nettes d'exploitation au vu du bilan positif observé chez l'ensemble des opérateurs sur les dix dernières années et de l'appréciation favorable des acteurs. La CRE tiendra compte du niveau de productivité atteint par Gérédis, EDM et EEWf pendant la période de dotation 2018-2021 pour définir les trajectoires de dotation pour la période 2022-2025.

3.2.1.2 Couverture au CRCP de certains postes

La dotation FPE est calculée à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes.

Comme indiqué au 3.1.3 de la présente consultation, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, d'une part, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés, d'autre part.

Dans sa délibération n° 2021-13 relative au TURPE 6 HTA-BT, la CRE a précisé les principes retenus concernant l'incitation des différents postes de charges et de produits d'Enedis. Ces principes, aussi présentés dans la consultation publique du 14 février 2019 pour l'ensemble des infrastructures régulées, ont été largement partagés par les acteurs. Ainsi, la CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit notamment être appréhendée 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.

Par ailleurs, la CRE considère que le traitement tarifaire ne peut se résumer à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Ainsi, pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, la CRE considère qu'il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

De manière générale, la CRE envisage pour la période de dotation FPE 2022-2025 Gérédis, EDM et EEWf, de modifier le périmètre des postes de charges et de recettes du CRCP en cohérence avec le périmètre appliqué à Enedis sur la période du TURPE 6.

Ainsi, la CRE envisage de maintenir les modalités de couverture au CRCP en vigueur pour les postes suivants :

- pour les postes de charges et assimilés :
 - les charges de capital supportées par Gérédis, EDM et EEWf, prises en compte à 100 % ;
 - les charges liées à la compensation des pertes, prises en compte à 100 % et faisant, par ailleurs, l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* pour Gérédis et EDM (cf. § 3.2.1.3) ;
 - les charges relatives aux impayés correspondants au TURPE, prises en compte à 100 % ;

- les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs par EDM et EEFW - en tant que GRD des fournisseurs EDM et EEFW – et par Gérédis, pour la gestion des clients en contrat unique, selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-239 du 26 octobre 2017⁸, prises en compte à 100 % ;
- les charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles pour EDM, selon des modalités spécifiques (cf. § 3.2.1.4) ;
- les postes de recettes et assimilés :
 - les recettes issues de la perception du TURPE, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
 - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement, prises en compte à 100 % ;
 - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes, prises en compte à 100 % ;

La CRE propose par ailleurs d'étendre le mécanisme du CRCP aux postes suivants :

- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. § 3.1.2.3.4), à hauteur de 80 %, c'est-à-dire que Gérédis, EDM et EEFW conservent une incitation sur ce poste à hauteur de 20 % ;
- les charges associées à la mise en œuvre des flexibilités : le niveau de ces charges est trop difficilement prévisible à ce jour pour qu'il soit pertinent de fixer une trajectoire pour ce poste. Dans le cas où le recours à une flexibilité se substitue à un investissement dans le réseau, ce choix permet par ailleurs d'aligner l'incitation envoyée à Gérédis, EDM et EEFW (les charges de capital étant intégrées à 100 % au CRCP).

De plus, la CRE propose de modifier les modalités de couverture des postes suivants qui étaient pris en compte à 100% au CRCP sur la période 2018-2021 :

- les charges relatives aux redevances de concession : la CRE envisage que ces charges ne soient plus couvertes au CRCP ;
- les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités de couvertures tarifaires retenues dans le tarif TURPE 6 (cf. § 3.1.2.3.3).

Enfin, la CRE envisage de ne pas retenir certaines demandes formulées par Gérédis, EDM et EEFW relatives à l'intégration du poste « Impôts et taxes » ainsi que des droits spécifiques futurs (liés aux engagements retraites) dans le périmètre du CRCP. En effet, la CRE considère que ces postes restent globalement prévisibles.

En particulier, s'agissant du poste « Impôts et taxes », la CRE estime qu'il est raisonnablement prévisible et maîtrisable dans la mesure où l'assiette d'imposition des opérateurs est elle-même prévisible et maîtrisable.

La CRE n'envisage pas non plus de retenir pour Gérédis l'intégration de charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques, dans la mesure où si ce dispositif a été retenu pour Enedis dans le cadre du TURPE 6, il s'agissait d'une substitution au contrat de couverture d'assurance tempête d'Enedis. La CRE estime à ce stade que la situation de Gérédis ne nécessite pas la mise en place d'un tel mécanisme.

Enfin, la CRE n'envisage pas de retenir une intégration des ressources issues du CICE, susceptible d'être supprimé, dans la mesure où en cas de suppression, EDM pourrait avoir recours à la clause de rendez-vous.

Par ailleurs, le CRCP est le vecteur pour prendre en compte chaque année, lors du calcul de la dotation définitive de Gérédis, EDM et EEFW, les incitations financières générées par la performance de l'opérateur sur les différents dispositifs de régulation incitative.

Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE, en cohérence avec les principes exposés ci-dessus pour Gérédis, EDM et EEFW ?

3.2.1.3 Régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes

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 capacitatives 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 2018-2020, le volume de pertes moyen est estimé à :

⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-239 du 26 octobre 2017 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

- 123 GWh/an correspondant à un coût moyen annuel de près de 5.9 M€ pour Gérédis ;
- 28.6 GWh/an correspondant à un coût moyen annuel de près de 1.8 M€ pour EDM ;
- 1,4 GWh/an correspondant à un coût moyen annuel de près de 95 k€ pour EEWf uniquement pour l'année 2020

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. L'étude technico-économique du projet de comptage évolué de Gérédis, réalisée en 2018 par un cabinet externe, a estimé que l'installation des compteurs numériques devait permettre de réduire de 20 % le niveau des pertes non techniques subies par Gérédis.

Rappel du dispositif de régulation en vigueur

La CRE a introduit lors de la dernière période de dotation 2018-2021, pour EDM et Gérédis, une incitation sur le coût des pertes, respectivement plafonnée à 2 M€/an et 240 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 EDM et Gérédis pour compenser leurs pertes est entièrement couvert à travers le mécanisme de CRCP ;
- en complément, une incitation financière est calculée chaque année en se basant sur la différence entre un volume de référence et le volume de pertes constaté *ex post* :
 - pour EDM, sur la base de la présente formule :

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

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 (8,6%) ;

$$V_{réf.} = 8,6 \% \times \text{énergie injectée pour l'année } N$$
- $P_{hist.}$ est le coût unitaire passé moyen d'achat des pertes par EDM.

- Pour Gérédis, sur la base de la présente formule :

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

Où :

- $V_{réel}$ est le volume de perte annuel constaté *ex post* ;
- $V_{réf.}$ est le volume de référence de pertes est établi à partir du taux historique (6,5%) ;

$$V_{réf.} = 6,5 \% \times \text{énergie injectée pour l'année } N$$
- $P_{hist.}$ est le coût unitaire réel d'achat des pertes par Gérédis au titre de l'année N .

Sur la période 2020-2021, la CRE a demandé à EEWf de suivre le volume et le taux de pertes de son réseau et de lui transmettre annuellement ces informations. En revanche, la CRE, compte tenu des particularités du territoire de Wallis et Futuna et des montants en jeu, a décidé de ne pas inciter EEWf sur la période passée.

Bilan du dispositif sur la période 2018-2020

Le bilan du dispositif pour la période 2018-2019 est présenté dans le tableau ci-dessous. En raison de la crise sanitaire, les incitations au titre des années 2020 et 2021 seront calculées conjointement lors du CRCP de l'année 2021.

EDM	2018	2019	2020
-----	------	------	------

Vref (GWh)	29.3	31.6	32.2
Vréel (GWh)	25.0	30.3	30.3
Incitation (K€)	50,4	15.4	22.9

Gérédis	2018	2019	2020
Vref (GWh)	126.3	125.9	123.9
Vréel (GWh)	124.6	123.7	121.2
Incitation (K€)	15,7	20,5	26.2

Evolutions envisagées pour la période 2022-2025

Compte tenu des particularités du territoire de Wallis et Futuna et des montants en jeu, la CRE n'envisage pas d'inciter EEFW sur ses pertes. La CRE envisage en revanche la reconduction du dispositif pour EDM et Gérédis en :

- ajustant le taux de pertes de référence sur la moyenne des taux de pertes de la période tarifaire précédente soit, 6,4 % pour Gérédis et 7,9 % pour EDM ;
- en adaptant la formule pour Gérédis afin de prendre en compte les gains associés au déploiement des compteurs intelligents, principalement sur le volume de pertes non techniques. Comme accordé à Enedis pour le TURPE 6 et envisagé pour EDF SEI, la pleine réalisation des gains en termes de pertes non techniques nécessitera de développer des outils SI spécifiques qui induiront un retard dans l'atteinte complète des réductions de pertes non-techniques. La CRE envisage ainsi un décalage de trois ans par rapport au plan d'affaires initial de Gérédis dans l'atteinte des réductions des pertes non techniques permises par le comptage évolué pour Gérédis. Cette réduction a été définie à 20% des pertes non techniques soit 9.3 % des pertes totales.

La nouvelle formule envisagée par la CRE pour le volume de référence serait :

$V_{réf.} = \text{Taux de pertes de référence historique} \times \text{énergie injectée pour l'année } N \times (1 - 0,093 \times \text{taux de compteurs numériques posés au } 31/12/N-1 \times 1 / ((\text{Année initiale d'atteinte des gains}+3) - (\text{Année } N-1))$

Concernant EDM, la CRE n'envisage à ce stade pas de modifications du dispositif mais si en cours de période le projet de comptage évolué devait être lancé, le taux de référence devrait être modifié en conséquence.

Question 8 : Êtes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise du volume de pertes ?
 Question 9 : Êtes-vous favorable à l'évolution de la formule sur le volume de référence pour Gérédis qui prend en compte les gains associés au déploiement des compteurs intelligents ? Concernant l'atteinte des objectifs de réduction, êtes-vous favorable au décalage de 3 ans ?

3.2.1.4 Prise en compte des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles

Compte tenu de l'exposition aux catastrophes naturelles du territoire sur lequel opère EDM, la CRE a mis en place, pour la période 2018-2021, un mécanisme de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles.

Le mécanisme mis en place pour la période 2018-2021 consiste en une couverture forfaitaire d'un niveau de charges d'exploitation qui s'élève à 100 k€ par an.

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

Afin de limiter le risque pour l'opérateur, le mécanisme comporte par ailleurs un plafond au-delà duquel les charges d'exploitation réellement supportées par EDM sont intégralement couvertes à travers le mécanisme du CRCP (cf. § 3.2.1.2). Ce plafond s'élève à 150 k€.

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

Sur la période 2018-2020, EDM n'a supporté aucune charge liée aux catastrophes naturelles et le plafond n'a ainsi jamais été atteint.

EDM	2018	2019	2020	Total
Charges liées aux catastrophes naturelles	0 €	0 €	0 €	0 €
Coût (-)/gain (+) pour EDM	+100 k€	+100 k€	+100 k€	+ 300 k€

La moyenne des charges supportées par EDM sur la période est nulle et la CRE envisage ainsi de fixer le niveau de la couverture forfaitaire à 0 €/an. Pour maintenir constant le niveau de risque supporté par EDM, la CRE envisage d'abaisser le plafond au-delà duquel les montants sont couverts au CRCP à 50 k€.

Comme indiqué au 3.2.1.2, la CRE n'envisage pas d'introduire ce mécanisme pour Gérédis et EEWf.

Question 10 : Êtes-vous favorable à la conservation du fonctionnement actuel du dispositif de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles pour EDM ?

Question 11 : Êtes-vous favorable aux seuils de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles envisagés par la CRE pour EDM ?

3.2.2 Régulation incitative des investissements

Afin d'apprécier chaque année l'efficacité des investissements dans les réseaux réalisés par Gérédis, quels que soient le volume de chantiers et la quantité d'ouvrages mis en service par l'opérateur, la CRE avait introduit, pour la période 2018-2021, le suivi des investissements dans les réseaux pour cet opérateur.

Les ouvrages de réseaux avaient été regroupés en catégories définissant différentes natures d'ouvrages, afin de disposer de catégorie d'ouvrages ayant un coût unitaire relativement homogène et stable. Le mécanisme prévoit le suivi des coûts et des caractéristiques techniques de 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 consommateurs ≤ 36 kVA ;
- branchements secs producteurs ≤ 36 kVA.

Pour les années 2018 à 2020, Gérédis 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.

L'analyse de ces données de suivi met en évidence, dans l'ensemble, un nombre limité d'affaires⁹, et des montants d'investissements moyens trop variables d'une année à l'autre pour pouvoir définir un niveau de référence des dépenses d'investissements dans les réseaux des opérateurs. Dès lors, la CRE n'envisage pas d'introduire d'incitations sur les coûts unitaires d'investissements de Gérédis. Néanmoins, la CRE estime pertinent de poursuivre les travaux avec Gérédis pour compléter l'analyse et envisage de maintenir le suivi de coûts unitaires d'investissements dans les réseaux pour cet opérateur.

⁹ Sur la période 2018-2020, Gérédis a réalisé en moyenne 830 branchements de consommateurs ≤ 36 kVA par an. Cette catégorie est celle présentant le plus gros volume d'affaires et représente un volume financier de 985 k€/an en moyenne.

Compte tenu, d'une part, des besoins significatifs d'investissements dans les réseaux sur le territoire de Mayotte, et d'autre part, de la taille du territoire de desserte d'EEWF et de la faible volumétrie de travaux réalisés par l'opérateur chaque année, la CRE avait considéré pour la période passée qu'un suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux sur ces territoires ne constituaient pas des priorités. Pour les mêmes raisons, la CRE n'envisage pas de soumettre EDM et EEWF à ces mécanismes pour la période 2022-2025.

La CRE avait cependant demandé à EDM de réaliser un suivi précis de ses investissements relatifs au programme de mise en conformité du réseau basse tension. Ce sujet a fait l'objet d'une analyse dans le cadre de l'audit des charges nettes d'exploitation d'EDM détaillé dans la partie 4.1.3.2 de la présente consultation.

Concernant la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors-réseau » comprenant des actifs tels que l'immobilier tertiaire ou les véhicules, la CRE n'avait pas mis en place un tel dispositif pour Gérédis, EDM et EEWF et n'envisage pas de l'introduire pour la période 2022-2025, pour les mêmes raisons.

Question 12 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées pour la régulation incitative des investissements de Gérédis, EDM et EEWF ?

3.3 Régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation

La régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de distribution dans les domaines jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du système électrique au bénéfice de ses utilisateurs.

La CRE a mis en place, pour la période 2018-2021, un suivi d'indicateurs relatifs à la qualité de service et à la qualité d'alimentation sur les domaines clés de l'activité d'EDM, EEWF et Gérédis, adapter à la taille et aux contraintes des opérateurs (nombre et nature des indicateurs, fréquence de publication, niveaux des objectifs et des incitations financières).

Par ailleurs, certains indicateurs suivis par EDM et Gérédis, concernant les domaines les plus importants, ont été soumis à une incitation financière. S'agissant d'EEWF, la CRE n'a pas fixé d'incitation financière sur la période 2020-2021.

3.3.1 Qualité de service

3.3.1.1 Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur

Pour la période FPE 2018-2021, la qualité de service d'EDM et Gérédis est pilotée au moyen de 4 à 6 indicateurs incités, principalement sur les sujets liés au respect des rendez-vous planifiés par le GRD (1), au traitement des réclamations (2), à la relève (1) et au raccordement (2), EDM n'étant pas incité financièrement sur les indicateurs relatifs au raccordement sur cette période.

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

Par ailleurs, 6 autres indicateurs sont suivis et publiés par les GRD, mais sans incitation financière. Ces indicateurs portent principalement sur la relation avec les consommateurs (délai de mise en œuvre de prestations de mise en service ou de résiliation, taux d'accessibilité téléphonique) ainsi que sur les réclamations.

Les indicateurs ont été fixés par la CRE après une consultation publique.

S'agissant d'EEWF, dans sa délibération n° 2019-265, la CRE avait indiqué qu'il semblait prématuré d'introduire une régulation incitative sur la qualité de service d'EEWF dans la mesure où le GRD ne suivait aucun indicateur en 2019. A ce titre, la CRE a demandé à EEWF de suivre, sans incitation financière, 4 indicateurs relatifs au respect des rendez-vous planifiés par le GRD, à la relève et aux réclamations.

La liste détaillée de l'ensemble des indicateurs suivis par la CRE est présentée en annexe 2.

Les résultats des indicateurs incités financièrement sont publiés dans les délibérations fixant annuellement la dotation définitive pour EDM, EEWF et Gérédis. Par ailleurs, les GRD élaborent et publient sur leur site internet un rapport annuel d'analyse qualitative de sa performance.

3.3.1.2 Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période 2018-2021

Sur la période 2018-2021, le niveau de performance d'EDM et Gérédis dépasse, pour la plupart des indicateurs, largement les objectifs fixés par la CRE. En particulier, la CRE note les points suivants :

- une performance constamment au-dessus des objectifs fixés par la CRE s'agissant du taux de réclamations ayant reçu une réponse dans les 15 jours calendaires par EDM et Gérédis ;

- le maintien d'un haut niveau de performance, depuis 2018, concernant :
 - les indicateurs relatifs au raccordement de Gérédis (respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements et taux de respect d'envoi de la proposition de raccordement dans le délai de la procédure) ;
 - le taux d'index relevés ou auto-relevés par semestre par EDM (performance moyenne de 98,8 % pour un objectif de 93 % en 2021).

	Gérédis		EDM		EEWF	
	Performance moyenne (2018-2020)	Objectif 2021	Performance moyenne (2018-2020)	Objectif 2021	Performance 2020	Objectif 2021
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	93,30%	93%	92,50%	83%	100%	
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	99,10%	99%	98,80%	93%	100%	
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	BT ≤ 36 kVA	94,30%	90%			
	BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA	99,30%	90%			
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	BT ≤ 36 kVA	95,90%	90%			
	BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA	92,90%	90%			

Ces performances globales ont permis à EDM et Gérédis, sur la période 2018-2020, de bénéficier d'un bonus global de respectivement 78 k€ et 92,3 k€.

Enfin, s'agissant d'EEWF, l'opérateur n'était pas incité sur la période passée mais la CRE note une bonne performance sur les indicateurs suivis.

3.3.1.3 Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2022-2025

Globalement, sur la période 2018-2021, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service ont permis d'améliorer ou de maintenir les performances d'EDM et Gérédis dans les domaines ciblés. Toutefois, 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.

Par ailleurs, la CRE considère que le cadre appliqué aux GRD doit être harmonisé avec les évolutions apportées à la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis, en particulier s'agissant des délais de raccordement.

Enfin, la CRE considère que l'absence quasi-totale de concurrence sur le marché de masse constitue, pour le client final, une faiblesse majeure sur le territoire des ELD en France métropolitaine. Pour remédier à cette situation, la CRE a formulé dans sa délibération du 10 juin 2021 des recommandations et des demandes aux ELD, qui portent notamment sur la modernisation et l'harmonisation de leurs systèmes d'information et doivent aboutir à la mise en place rapide de portails communs et de procédures efficaces et standardisées.

Compte tenu de ces éléments, la CRE envisage, pour la période 2022-2025 :

- **s'agissant de la qualité du relevé** : de renforcer le niveau de la trajectoire d'objectifs de l'indicateur fixé pour EDM et de maintenir le niveau fixé pour Gérédis en 2021 (soit l'atteinte d'un objectif de 97 % en 2025 pour EDM et le maintien d'un objectif de 99 % pour Gérédis) ;
- **s'agissant du traitement des réclamations** : de renforcer les trajectoires d'objectifs de l'indicateur relatif aux réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires d'EDM et Gérédis afin d'atteindre un objectif cible de 94 % en 2025 ;
- **s'agissant du développement de la concurrence** : d'introduire pour Gérédis, le suivi sans incitation financière de deux nouveaux indicateurs :

- le taux de flux communs validés en GT ELD GRD fournisseurs, implémentés dans les délais demandés ;
- le taux de webservices communs validés en GT ELD GRD fournisseurs, implémentés dans les délais demandés ;

Le GT ELD GRD fournisseurs est un groupe de travail réunissant les fournisseurs et les ELD électricité et vise notamment l'harmonisation de flux et de webservices entre les GRD. De manière concertée, il arrête ainsi une liste de flux et webservices nécessaires aux fournisseurs et fixe des délais aux GRD pour implémenter ces flux. L'objectif des deux indicateurs serait donc de s'assurer que Gérédis respecte bien ces calendriers d'implémentation et implémente 100% des flux communs et webservices validés en GT ELD GRD fournisseurs dans les délais.

- le taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais.

- **s'agissant du raccordement :**

- pour Gérédis :
 - de substituer, en cohérence avec le cadre fixé pour Enedis, l'indicateur actuellement incité relatif au respect de la date convenue de la mise à disposition du raccordement uniquement sur le segment $BT \leq 36$ kVA, par une incitation basée sur le délai moyen de réalisation des raccordements. Cette orientation préliminaire est détaillée dans le paragraphe ci-dessous ;
 - de conserver l'indicateur relatif au respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements pour les segments $BT > 36$ kVA, collectifs BT et HTA en renforçant la trajectoire d'objectifs compte tenu de la performance passée ;
 - de renforcer les niveaux des objectifs de l'indicateur relatif au respect d'envoi de la proposition de raccordement pour l'ensemble des segments ($BT \leq 36$ kVA, $BT > 36$ kVA, collectifs BT et HTA).
- pour EDM :
 - d'introduire un indicateur, faisant l'objet d'une incitation financière, relatif au taux de raccordement réalisé dans un délai de 4 semaines suivant l'acceptation du devis par le client dans le domaine $BT \leq 36$ kVA ;
 - de suivre, sans incitation financière, le délai moyen de réalisation des raccordements par segment.

Concernant EEFW, la CRE estime à ce stade que, compte tenu de l'état d'avancement de la mise en place des indicateurs, il est encore prématuré d'inciter financièrement EEFW sur les indicateurs déjà fixés pour la période 2018-2021. Toutefois, la CRE demande à EEFW d'avoir un suivi consolidé de ces indicateurs à partir de l'année 2022.

S'agissant du niveau des incitations financières, la CRE envisage de conserver les montants fixés à EDM et Gérédis pour la période 2018-2021.

Les objectifs et modalités précises d'incitation envisagés par la CRE sont présentés en annexe 2.

Délai moyen de réalisation des raccordements

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT, la CRE a introduit une incitation financière basée sur la durée effective du raccordement par type d'affaires et couvrant plus de 95 % des affaires de raccordement traitées par Enedis. Cet indicateur remplace l'indicateur basé sur une date convenue de réalisation du raccordement. Les trajectoires d'objectifs sont fixées de telle sorte qu'Enedis réduise les délais moyens de raccordement de près de 30 % à la fin de la période TURPE 6 HTA-BT, par rapport à 2019.

Par ailleurs, dans cette même délibération, la CRE a demandé aux ELD desservant de plus de 100 000 clients ainsi qu'à EDF SEI de suivre le délai moyen de raccordement par catégorie de raccordement.

La CRE estime qu'en cohérence avec le cadre appliqué à Enedis, les GRD doivent être incités sur le délai moyen de réalisation de ses opérations de raccordement dès lors que les données associées à ces affaires permettent la construction d'un délai moyen fiable.

Dans ce cadre, Gérédis a communiqué ses données relatives au délai de réalisation de raccordement par affaire entre 2018 et 2021 et selon plusieurs jalons. La bonne complétude de ces jalons permet de déterminer, pour l'ensemble des segments, un délai entre la date d'accord de la proposition de raccordement par le client et la date de réalisation des travaux.

S'agissant des branchements en soutirage BT \leq 36 kVA (environ 900 affaires par an), Gérédis présente un délai moyen de réalisation des raccordements proche de celui d'Enedis (85 jours contre 80 jours en 2019 sur le territoire d'Enedis). Néanmoins, Gérédis ne dispose pas d'un historique permettant de déterminer si la performance s'améliore ou se dégrade.

Tableau 2 : Volume et délai moyen de réalisation des branchements en soutirage BT \leq 36 kVA de Gérédis sur la période 2018-2021

Nombre d'affaires	Délai moyen (j)
3 570	85

Compte tenu de ces éléments, la CRE envisage, à ce stade, d'inciter Gérédis sur le délai moyen de réalisation des branchements soutirages \leq 36 kVA. Étant donné la performance de Gérédis sur ce segment (délai moyen proche de celui d'Enedis) et en cohérence avec le cadre appliqué à Enedis, la CRE envisage

- de fixer une trajectoire d'objectif correspondant à une baisse du délai de 30 % en 2025 ;
- d'introduire une incitation asymétrique sur cet indicateur.

S'agissant des affaires soutirage et injection dans les domaines BT $>$ 36 kVA, HTA et collectifs, la CRE estime que les volumes d'affaires annuel (environ 330 affaires par an au global) ne permettent pas de construire un délai moyen de référence fiable sur lequel la CRE pourrait fixer un cadre de régulation incitative. Par conséquent, la CRE envisage de ne pas inciter Gérédis sur la base d'un délai moyen de réalisation et, pour ces segments, de conserver l'indicateur relatif au respect de la date convenu de mise à disposition des raccordements tout en renforçant la trajectoire d'objectifs compte tenu de la performance passée.

La CRE envisage toutefois de suivre, sans incitation financière, le délai moyen de réalisation de ces opérations durant la période FPE 2022-2025.

Concernant EDM, l'opérateur prévoit, sur la période 2022-2025, la mise en place d'une nouvelle politique de raccordement caractérisée par la mise en œuvre d'un nouveau marché cadre de prestation, la mise en place d'un portail de raccordement entièrement digitalisé ainsi qu'une extension des demandes d'autorisation administrative à l'ensemble des affaires de raccordement le requérant. Compte tenu de ces transformations, EDM a peu de visibilité sur le délai moyen de réalisation des futurs raccordements.

Par ailleurs, EDM suit déjà en interne, le taux de raccordement réalisé dans un délai de 4 semaines suivant l'acceptation du devis par le client dans le domaine BT \leq 36 kVA.

Compte tenu des enjeux portant sur la qualité des branchements des utilisateurs BT \leq 36 kVA sur le territoire de Mayotte et afin d'accompagner la nouvelle politique de raccordement d'EDM, la CRE envisage, à ce stade, d'inciter financièrement le taux de raccordement BT \leq 36 kVA réalisé dans un délai de 28 jours suivant l'acceptation du devis.

Question 13 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la qualité de service d'EDM, Gérédis et EEWf ?

Question 14 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période 2022-2025 ?

3.3.2 Continuité d'alimentation

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

Dispositif en vigueur

Pour la période TURPE 6, la continuité d'alimentation d'Enedis est suivie au moyen de 5 indicateurs incités financièrement :

- mécanisme de pénalités pour coupures longues ;
- 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).

Dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, la CRE a invité Gérédis à travailler dès 2017 sur la mise en place du suivi, sans incitation financière, de quatre indicateurs relatifs à la durée moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA et à la fréquence moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA, sur la base des définitions retenues pour Enedis. Les délibérations tarifaires TURPE 5 HTA-BT et TURPE 5 bis HTA-BT ne prévoient aucune demande à EDM et EEWf concernant les indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation.

Les délibérations 2018-163, 2018-164 et 2019-265 de la CRE du 19 juillet 2018 et du 4 décembre 2019 n'ont pas introduit d'incitations financières relatifs aux indicateurs de continuité d'alimentation mais ont réitéré la demande faite à Gérédis et ont demandé à EDM et EEWf de mettre en place un suivi fiable de ces indicateurs.

Mécanisme de pénalités 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 5 HTA-BT prévoyait que Gérédis verse 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.

En cohérence avec cette incitation, une trajectoire prévisionnelle de charges a été déterminée par la CRE et intégrée dans les charges nettes d'exploitation de Gérédis. Pour la période 2018-2021, cette trajectoire est de 160 k€ par an. De plus, un plafond au-delà duquel les sommes versées par Gérédis sont compensées via le CRCP a été mis en place et a été fixé à 340 k€ pour la même période.

EDM et EEWf ne sont pas soumis au mécanisme de pénalités pour coupures longues.

3.3.2.2 Bilan du dispositif de régulation incitative de la continuité d'alimentation sur la période 2018-2021

Indicateurs de qualité d'alimentation

La CRE note que Gérédis a mis en place un suivi fiable des indicateurs de continuité d'alimentation relatifs à la durée moyenne de coupure en BT (critère B) et en HTA (critère M). La CRE ne dispose en revanche pas d'un historique profond sur les indicateurs relatifs à la fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT) et en HTA (critère F-HTA). On observe qu'au global, la tendance est à l'amélioration de la performance sur la période 2018-2020 pour les critères B et M.

Gérédis	2018	2019	2020	Moyenne 2018-2020
Critère B (min)	58,4	56,6	48,2	54,4
Critère M (min)	27,7	20,3	17,1	21,7

Concernant EDM et EEWf, la CRE ne dispose que des résultats sur le critère B et ceux-ci semblent à ce stade trop hétérogènes pour dégager une tendance.

EDM	2018	2019	2020	Moyenne 2018-2020
Critère B (min)	545	397	1943	962

EEWF	2018	2019	2020	Moyenne 2018-2020
Critère B (min)	1256	980	947	1061

Mécanisme de pénalités pour coupures longues

On observe une tendance à l'amélioration de la performance sur la période. Sur l'ensemble de la période 2018-2020, Gérédis a versé aux consommateurs un total de 132 k€ à travers le mécanisme de pénalité pour coupures longues.

	2018	2019	2020	Moyenne 2018 - 2020

Pénalités pour coupures longues versées par Gérédis (en k€)	68	37	27	44
Montants couverts par la dotation FPE (en k€)	160	160	160	160
dont montants supportés par Gérédis (en k€)	0	0	0	0

Les pénalités versées par Gérédis ont été inférieures à la trajectoire fixée. Ce poste étant couvert chaque année à hauteur de 160 k€/an, puis pour les montants au-dessus de 340 k€/an, Gérédis n'a pas supporté de pénalités sur la période 2018-2020.

3.3.2.3 Propositions d'évolutions du dispositif en vigueur pour la période 2022-2025

Au vu des résultats de continuité d'alimentation sur les territoires d'EDM et d'EWF, la CRE n'envisage pas à ce stade d'introduire d'incitations financières pour ces deux opérateurs.

Pour Gérédis, la CRE envisage pour la période à venir, de mettre en œuvre des incitations sur les critères B et M au vu de ses résultats avec un objectif de référence égal à la moyenne des résultats 2018-2020, en gardant l'année 2020 malgré le contexte sanitaire afin d'avoir un objectif ambitieux.

	Critère B	Critère M
Valeur de référence envisagée pour la période 2022-2025	54,4 minutes/an	21,7 minutes/an

La CRE envisage d'introduire des montants d'incitations financières basés sur les incitations financières en vigueur sur le territoire d'Enedis, pondérés par le nombre de clients de Gérédis.

	Critère B	Critère M
Force de l'incitation envisagée pour la période 2022-2025	28 k€/min	26 k€/min

Afin de limiter le risque financier pour Gérédis lié à la mise en place des deux incitations susmentionnées, la CRE envisage d'introduire un plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur à ± 80 k€ par an.

Concernant les indicateurs relatifs à la fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT) et en HTA (critère F-HTA), la CRE n'envisage pas à ce stade d'introduire d'incitation financière sur ces critères.

Question 15 : Partagez-vous les modalités envisagées par la CRE pour les indicateurs de qualité d'alimentation de Gérédis, EDM et EWF ?

Mécanisme de pénalités pour coupures longues

La CRE envisage de maintenir le mécanisme de pénalités pour coupures longues tel qu'il a été défini en TURPE 6 HTA-BT, en particulier la durée d'indemnisation de 5 heures. La CRE n'envisage pas à ce stade d'introduire ce mécanisme pour EDM et EWF mais estime toutefois nécessaire de faire évoluer les niveaux de couverture par le CRCP associés à ce mécanisme pour Gérédis, afin de prendre en compte l'historique récent, tout en maintenant un niveau équivalent d'incitation.

Pour la période 2022-2025, la CRE envisage de fixer la trajectoire des pénalités pour coupures longues versées directement par Gérédis aux utilisateurs au niveau minimum constaté sur la période 2018-2020, soit 27 k€. Ce montant sera intégré dans les charges nettes d'exploitation de Gérédis à couvrir par la dotation. Le niveau à partir duquel les pénalités versées par Gérédis sont couvertes par le CRCP serait quant à lui fixé à 207 k€.

Ce montant est défini de manière à conserver la même différence entre le niveau de la trajectoire et le niveau au-delà duquel les pénalités sont couvertes par le CRCP sur la période précédente, soit 180 k€.

Question 16 : Êtes-vous favorable à l'absence d'introduction du mécanisme de pénalités pour coupures longues pour EDM et EEWf ainsi qu'aux niveaux envisagés pour Gérédis ?

3.4 Régulation incitative de l'innovation et de la R&D

3.4.1 Régulation de la R&D

La CRE considère que dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, les gestionnaires de réseaux doivent pouvoir mener des projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer leurs outils d'exploitation de leurs réseaux.

Si EDM et EEWf n'ont pas fait de demande relative à la R&D, Gérédis sollicite la prise en charge d'une enveloppe annuelle de 600 k€ au titre des charges d'exploitation visant à couvrir des frais de R&D au service de la performance industrielle et de la transition énergétique.

Si la CRE attache une importance particulière au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique les GRD se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources. A ce titre, la CRE considère que la demande de Gérédis ne paraît pas assez motivée à date et n'envisage pas à ce stade de mettre en place une trajectoire de R&D incitée.

3.4.2 Projets de réseaux électriques intelligents

Les délibérations de la dotation FPE d'EDM et Gérédis du 19 juillet 2018 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 EDM 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 15 k€ sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues à ce stade.

La CRE considèrerait 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. EDM et Gérédis n'ont pas eu recours à ce mécanisme pendant la période 2019-2021.

Néanmoins, la CRE considère qu'il est toujours important de garder une certaine souplesse dans le cadre de régulation sur la thématique des réseaux intelligents. La CRE propose donc de prolonger ce mécanisme pour la période 2022-2025 avec les mêmes modalités d'application.

Question 17 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées pour le dispositif de régulation incitative de la R&D et le dispositif *smart grids* ?

3.4.3 Favoriser l'innovation à l'externe

Dans le contexte de la transition énergétique, le champ des obligations législatives et réglementaires incombant aux gestionnaires de réseaux évolue. Dans ce cadre, lors de ses différentes délibérations ou de ses rapports thématiques, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux opérateurs quant à la mise en place d'évolutions pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux. Or, les délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certaines des nouvelles actions requises par les textes ou demandées par la CRE ne sont pas toujours satisfaisants et parfois incompatibles avec le rythme de progression des innovations. La CRE considère que la mise en œuvre de ces actions dans les délais impartis est essentielle, dans un contexte marqué par des transformations rapides du système électrique et de ses usages.

Dans ses consultations publiques d'octobre 2019¹⁰ et d'octobre 2020¹¹, la CRE a interrogé les acteurs sur la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative sur le respect des délais d'exécution par les opérateurs de réseaux de certaines actions jugées prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché.

¹⁰ Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-aux-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite>)

¹¹ Consultation publique n° 2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

La majorité des acteurs ayant répondu favorablement à cette proposition dans ces consultations publiques, 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.

Au vu de la taille d'EEDF, la CRE n'envisage pas à ce stade de mettre en place ce même mécanisme pour EEDF mais l'envisage pour EDM et Gérédis avec :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif : afin de disposer de la réactivité nécessaire à l'innovation, cette liste d'actions prioritaires ne serait pas figée en début de période et pourra être alimentée pendant la période 2022-2025 en cohérence avec des évolutions législatives et réglementaires, les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs ;
- 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 les opérateurs et les acteurs lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- le versement de pénalités en cas de non-respect des délais d'exécution : la CRE envisage une pénalité calculée de manière mensuelle, dont le montant serait progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants envisagés à ce stade sont les suivants :
 - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 500 €/mois de retard pour Gérédis et de 150 €/mois de retard pour EDM 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 1 000 €/mois de retard pour Gérédis et 300 €/mois de retard pour EDM, pour les mois au-delà du 6ème mois ;
 - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 2 000 €/mois de retard pour Gérédis et 600 €/mois de retard pour EDM, pour les mois au-delà du 12ème mois ;
 - le montant global de l'ensemble des pénalités versées par Gérédis et EDM serait respectivement plafonné à 50 k€ et 15 k€ par an.

La CRE n'identifie pas à ce stade d'actions prioritaires à intégrer au mécanisme pour Gérédis et EDM.

Question 18 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous des actions prioritaires que vous identifiez à ce stade ?

4. NIVEAUX DE DOTATION

4.1 Charges d'exploitation

Les paragraphes suivants présentent :

- un bilan de la période de dotation précédente sur la base des réalisés des années 2018 à 2020 (uniquement 2020 pour EEDF), les charges réalisées de l'année 2021 n'étant pas connues à ce jour. C'est notamment sur la base de ce bilan que sont appréciées les trajectoires des différents postes de charges demandées par EDM, Gérédis et EEDF pour la prochaine période ;
- la demande des opérateurs ainsi que les analyses préliminaires de la CRE, basée notamment sur les résultats d'un audit externe.

4.1.1 Bilan de la période 2018-2021

Charges du système électrique

Les charges du système électrique réalisées sur les années 2018 à 2020, s'élevant en moyenne à 21,29 M€/an pour Gérédis, 2,1 M€/an pour EDM et 95 k€/an pour EEDF, se sont révélées en moyenne supérieures par rapport aux charges prévisionnelles pour Gérédis et EEDF et inférieures pour EDM. Les écarts observés s'expliquent :

- pour Gérédis : par un décalage dans le raccordement des projets de production ENR au réseau de Gérédis entraînant un volume plus important d'achat d'énergie sur le réseau de transport par rapport au prévisionnel ainsi que par un volume plus important d'énergie soutirée sur la période 2018-2020 ;
- pour EDM : par un volume d'énergie acheminée moins élevé que le prévisionnel ;
- pour EEWf : par un coût des pertes significativement plus élevé par rapport au coût prévisionnel.

k€courants - Moyenne 2018-2020 ¹²	Charges prévisionnelles	Charges réalisées	Ecart (réalisé - prévisionnel)	Ecart (%)
Gérédis	20 938	21 240	302	1,4
EDM	2 299	2 101	-198	- 8,6
EEWF	57	95	38	66,7

Charges nettes d'exploitation (hors charges liées au système électrique)

Sur la période précédente, les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique (CNE) et hors charges liées aux contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle supportées par les opérateurs ont été globalement supérieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par la dotation pour la période 2018-2020 pour Gérédis et EEWf et inférieures pour EDM.

Pour EDM, les achats et services externes qui ont connu un niveau moins élevé que celui fixé dans la trajectoire, avec notamment un fort impact de la crise sanitaire en 2020, explique le retard sur les pièces nécessaires à l'entretien et la réparation des réseaux et équipements. Par ailleurs, la non-réalisation du contrôle métrologique réglementaire tel qu'il avait été présenté initialement a également fortement impacté à la baisse les dépenses d'EDM.

Pour Gérédis, les écarts entre la trajectoire prévisionnelle et celle réalisée viennent principalement d'une sous-estimation de certaines charges, notamment de personnel, et d'une surestimation de certains produits.

k€courants - Moyenne 2018-2020 ¹³	Charges prévisionnelles	Charges réalisées	Ecart (réalisé - prévisionnel)	Ecart (%)
Gérédis	24 541	25 810	1 269	5,2
EDM	15 268	14 024	- 1 244	- 8,2
EEWF	2 937	3 457	520	17,8

Synthèse

Pour Gérédis et EDM, les écarts entre la trajectoire prévisionnelle et les dépenses effectivement réalisées restent dans l'ensemble mesurés et reflètent les écarts inévitables entre prévision et réalisation sur une période pluriannuelle. Pour EEWf, l'analyse ayant été effectuée sur une seule année est peu significative. S'agissant d'EDM on peut se satisfaire des efforts de gestion sur les postes soumis à incitation et l'on constate que l'écart sur la trajectoire de Gérédis est principalement conjoncturel et reste mesuré.

Les trajectoires réalisées pendant la période 2018-2020 sont les références principales utilisées par la CRE pour fixer les trajectoires de la prochaine période de dotation.

4.1.2 Demandes d'EDM, Gérédis et EEWf et analyses préliminaires de la CRE

4.1.2.1 Démarche retenue par la CRE

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation, en laissant aux opérateurs les écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle, les incite à améliorer leur efficacité sur la période à venir. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période FPE 2018-2021 doit être pris en compte pour établir la dotation de la période 2022-2025.

Pour ces raisons, la CRE a demandé à Gérédis, EDM et EEWf de présenter leurs demandes de dotation au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2020 et en décomposant chaque poste de la matrice au premier euro. Néanmoins, le contexte de crise sanitaire a pu fausser le niveau réalisé en 2020 ce qui justifie, pour certains postes, de retenir pour la comparaison un niveau de référence différent du dernier réalisé (par exemple, le réalisé de 2019 ou la moyenne observée sur 2018-2020).

¹² Uniquement sur l'année 2020 pour EEWf

¹³ Uniquement sur l'année 2020 pour EEWf

La CRE a sollicité le cabinet PIA pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation d'EDM, Gérédis et EEWf. Les travaux se sont déroulés entre juin et novembre 2021. Les rapports de l'auditeur, fondés sur les demandes initiales d'EDM, Gérédis et EEWf, sont publiés en même temps que le présent document de consultation publique.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation d'EDM, Gérédis et EEWf constatés lors de la période FPE 2018-2021. Il analyse également en détail les éléments prévisionnels présentés par EDM, Gérédis et EEWf pour la période FPE 2022-2025. Plus précisément, cet audit a 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 ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2018-2020) et prévisionnelles (2022-2025) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour la dotation de la prochaine période.

4.1.2.2 Charges liées au système électrique

Demande d'EDM, Gérédis et EEWf

Les charges liées au système électrique d'EEWF se composent des charges liées à l'achat des pertes, celles d'EDM se composent des 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 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 :

Opérateur	k€ _{Courants}	2019 Réalisé ¹⁴	2022	2023	2024	2025
Gérédis	Charges liées au système électrique	21 301	19 962	18 313	17 991	18 060
	<i>Evolution (%)</i>		-6,29 %	-8,26 %	-1,76 %	+0,39 %
EDM	Charges liées au système électrique	2 191	2 560	2 624	2 685	2 776
	<i>Evolution (%)</i>		+16,85 %	+2,48 %	+2,33 %	+3,40 %
EEWF	Charges liées au système électrique	95	100	100	100	101
	<i>Evolution (%)</i>		+5,07 %	+0,50 %	+0,50 %	+0,50 %

Les demandes des opérateurs conduiraient à des variations des charges liées au système électrique en 2022 de :

- - 1 339 k€, soit -6,29 %, par rapport au réalisé 2019 pour Gérédis, avec des charges qui augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 2,29 % en moyenne par an. Cette baisse s'explique notamment par la baisse d'achat en amont (i.e. au gestionnaire de réseau de transport) causée par le potentiel départ d'un gros consommateur sur le réseau HTA de Gérédis, ainsi que la hausse des productions à partir d'ENR sur le territoire de desserte de Gérédis.
- +369 k€, soit +16,85% par rapport au réalisé 2019 pour EDM, avec des charges qui augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 2,74 % en moyenne par an.
- +5 k€, soit +5,07% par rapport au réalisé 2019 pour EEWf, avec des charges qui augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 0,5 % 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 :

¹⁴ 2020 pour EEWf

Opérateur	M€ _{Courants}	2019 Réalisé ¹⁵	2022	2023	2024	2025
Gérédis	Volume pertes GWh	123,7	126,5	119,4	120,7	121,5
	Prix pertes en k€	5 894	6291	5 938	6 002	6 040
	Coût unitaire en €/MWh	47,6	49,7	49,7	49,7	49,7
EDM	Volume pertes GWh	30,3	33,4	34,3	35,2	36,1
	Prix pertes en k€	1 883	2 231	2 285	2 338	2 421
	Coût unitaire en €/MWh	62,2	66,7	66,5	66,4	67,1
EEWF	Volume pertes MWh	1 412	1 484	1 491	1 499	1 506
	Prix pertes en k€	95,0	99,8	100,3	100,8	101,3
	Coût unitaire en €/MWh	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2

Analyse et synthèse des ajustements envisagés par la CRE

S'agissant des charges liées au système électrique, elles se décomposent selon les opérateurs entre un et trois postes, tous présents au CRCP. Comme indiqué au paragraphe 3.2.1.3, consacré à la régulation incitative des pertes, la CRE envisage l'évolution du modèle prévisionnel de pertes de Gérédis pour prendre en compte l'impact du développement des EnR et d'un décalage dans l'atteinte des gains de pertes non techniques associés à son projet de comptage évolué sur son volume de pertes.

La CRE retient à ce stade les trajectoires de charges liées au système électrique et notamment la trajectoire de pertes prévisionnelle des opérateurs mais poursuit ses analyses concernant le volume de référence à retenir pour la période 2022-2025. La trajectoire d'achats de pertes sera ajustée dans la délibération finale, en cohérence avec le volume de référence fixé *in fine*.

4.1.3 Charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique

4.1.3.1 Demandes des opérateurs

Gérédis a présenté une demande de 32,1 M€/an en moyenne, hors paramètre Rf¹⁶ avec des CNE hors charges liées au système électrique qui augmenteraient en 2022 de + 3,4 M€, soit + 12,6 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 2,7 % en moyenne par an.

EDM a présenté une demande de 23,5 M€/an en moyenne, avec des CNE hors charges liées au système électrique qui augmenteraient en 2022 de + 7,6 M€, soit + 50,8 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 5,2 % en moyenne par an.

EEWF a présenté une demande de 3,6 M€/an en moyenne, avec des CNE hors charges liées au système électrique qui augmenteraient en 2022 de + 119 k€, soit + 3,57 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 2,5 % en moyenne par an.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles hors charges liées au système électrique présentées par Gérédis, EDM et EEWF pour la période FPE 2022-2025 sont présentées dans le tableau ci-après¹⁷ :

¹⁵ 2020 pour EEWF

¹⁶ Montant moyen pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

¹⁷ Les trajectoires présentées dans le tableau correspondent des opérateurs desquelles ont été retraitées, en cohérence avec le traitement retenu dans le TURPE 6 HTA-BT d'Enedis, certains postes de dotations aux provisions. En effet, la CRE considère que, dans la mesure où les dotations aux provisions font l'objet de reprises ultérieures et ne constituent donc qu'un exercice comptable qui devrait être neutre pour les consommateurs finals, il n'est pas légitime de les prendre en compte pour fixer le niveau de dotation FPE. En termes d'ordre de grandeur,

k€Courants		Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025
Gérédis	CNE hors charges liées au système électrique	27 221	30 689	31 855	32 397	33 462
	Evolution (%)		12,74%	3,80%	1,70%	3,29%
EDM	CNE hors charges liées au système électrique	13 800	20 897	22 323	23 822	24 306
	Evolution (%)		51,43%	6,82%	6,71%	2,03%
EEWF	CNE hors charges liées au système électrique	3 344	3 463	3 611	3 668	3 725
	Evolution (%)		3,57%	4,29%	1,56%	1,56%

Les principaux postes expliquant la hausse entre 2019 et 2022 dans les demandes des opérateurs sont les suivants :

Gérédis :

- les charges d'entretien et maintenance, en hausse de 15,7%, soit 550 k€, portées notamment par une volonté d'évolution des pratiques en matière d'entretien du réseau ;
- les rémunérations du personnel en hausse de 5,2%, soit 430 k€, portées notamment par l'augmentation des effectifs et l'augmentation de la rémunération unitaire plus rapide que l'inflation ;
- l'apparition de charges d'exploitation associées au déploiement des compteurs Linky sur la période 2022-2025 (projet ayant débuté au second semestre 2021) ;
- les redevances de concession, en hausse de 13%, soit 500k €, en raison de l'évolution de la Base d'Actifs Régulés et des volumes distribués.

EDM :

- les rémunérations du personnel, en hausse de 38,2%, soit 2,5 M€, reflétant principalement la forte augmentation des ETP demandée ;
- les achats réseaux, en hausse de 37,1%, soit 470 k€, principalement en raison de la forte hausse des charges liées au projet de Mise en conformité des branchements et lutte contre la rétrocession d'EDM, qui a pris du retard sur la période 2018-2021.

EEWF :

- l'apparition de charges nouvelles liées aux redevances de concession (+351 k€) ;
- les achats de fourniture, en hausse de 44,5%, soit 208 k€.

4.1.3.2 Synthèse des résultats de l'audit externe

L'analyse de l'auditeur a porté sur les dossiers transmis par Gérédis, EDM et EEWf. A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé les ajustements suivants pour les CNE des opérateurs sur la période FPE 2022-2025 (hors rémunération fournisseur, bornes de paiement et charges liées au système électrique) :

Ajustements préconisés par l'auditeur sur les CNE (k€)	2022	2023	2024	2025
Gérédis	-2 618	-2 981	-2 863	-3 229
EDM	- 4 249	- 5 118	- 5 337	- 5 576
EEWF	-403	-425	-455	-508

Les ajustements recommandés par l'auditeur pour Gérédis portent principalement sur :

- la facturation des travaux sous maîtrise d'ouvrage du Syndicat d'énergie des Deux-Sèvres (SIEDS) (-800 k€/an en moyenne) :

Sur ce poste, l'auditeur a noté que Gérédis ne facture pas de marge sur les travaux effectués sous maîtrise d'ouvrage du SIEDS (considérant qu'il s'agit d'une délégation de maîtrise d'ouvrage et non d'une prestation de service), alors que Gérédis et Seolis appliquent respectivement des marges sur les services administratifs et techniques qu'ils se facturent. Par cohérence, le consultant préconise l'application d'une marge similaire.

- la convention de prestation de services administratifs avec Seolis (-450 k€/an en moyenne) :

Sur ce poste, composé des dépenses liées aux services supports sous-traités à Séolis (maison mère de Gérédis) dans le cadre de la convention de prestation de services administratifs, Gérédis demande sur la période 2022-2025 une hausse de près de 5% par rapport au réalisé 2018-2020. Cette hausse est notamment justifiée par Gérédis par des besoins de digitalisation et de numérisation des activités du GRD et des nouveaux services proposés aux utilisateurs du réseau. Le consultant considère que la crise sanitaire n'a pas affecté les prestations de cette rubrique et qu'il est donc pertinent de repartir du montant budgété en 2021 (en baisse) entre les deux sociétés.

- les charges de personnel (-450 k€/an en moyenne) :

Dans sa demande de dotation, l'augmentation des charges de personnel est principalement portée par une évolution des rémunérations des agents de Gérédis, sur la période FPE 2022-2025 par rapport au réalisé 2018-2020. L'auditeur ne partage pas l'ensemble des hypothèses de Gérédis et propose un ajustement de 2% sur ce sous-poste.

- les dépenses d'entretien et de maintenance (-280 k€/an en moyenne) :

Gérédis demande une hausse de 26 % sur la période FPE 2022-2025 par rapport au réalisé 2018-2020, portée notamment par une volonté d'évolution des pratiques en matière d'entretien du réseau. L'auditeur retient une méthode de calcul différente pour le coût associé et considère par ailleurs les actions comme non efficaces car ne venant pas réduire les coûts.

Les ajustements recommandés par l'auditeur pour EDM portent principalement sur :

- les charges de personnel (-2,9 M€/an en moyenne) :

Sur ce poste, EDM prévoit une hausse sur la période 2022-2025 de près de 200% par rapport au réalisé 2018-2020. Cette hausse est principalement portée par une hausse des effectifs, nécessaire selon EDM afin de supporter l'accroissement du marché mahorais. L'auditeur indique que si certaines augmentations d'ETP liées aux grands projets d'EDM (MCBC, nouvelle base à SADA) sont justifiées, il considère que l'évolution prévue par EDM est trop importante au regard de l'accroissement du marché projeté pour le territoire mahorais et ne retient donc pas l'intégralité de la hausse des effectifs.

- la sous-traitance et l'intérim (-500 k€/an en moyenne) :

Ce poste est composé de la sous-traitance de la réalisation des branchements pour les nouveaux clients ou dans le cadre du projet de mise en conformité des branchements (MCBC) d'EDM, du personnel mis à disposition (directoire) et du personnel intérimaire. EDM retient sur ce poste des hypothèses de volumes et de coûts unitaires que l'auditeur ne partage pas complètement, considérant notamment que face à l'augmentation des prix annoncés par EDM, une stratégie achats devrait être mise en place et que concernant les frais relatifs à l'intérim, le socle des charges de personnel en couvre déjà une partie.

- les dépenses d'assistance et de maintenance (-400 k€/an en moyenne) :

EDM souhaite mettre en place un plan de protection des ouvrages et des prestations de détection et de géolocalisation, à destination de la cartographie. Si l'auditeur conserve les prestations de protection pour les ouvrages au niveau de la demande d'EDM, il revoit à la baisse les prestations de détection, du fait d'un décalage dans la prise en compte du référentiel historique pour projeter la trajectoire sur la période 2022-2025.

- les catastrophes naturelles (-100 k€/an en moyenne) :

La délibération du 19 juillet 2018 a mis en place un mécanisme de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles (voir paragraphe 3.2.1.4) pour EDM, que la CRE envisage de reconduire. Dans sa demande de dotation, EDM a demandé que le montant de la couverture forfaitaire soit maintenu au même niveau que sur la période 2018-2021, soit 100 k€/an.

Néanmoins les charges d'exploitation effectivement supportées par EDM à la suite de catastrophes naturelles sur la période 2018-2020 sont nulles. Par cohérence avec les décisions ou orientations récentes de la CRE sur Enedis et sur EDF-SEI, l'auditeur a proposé un montant nul de niveau de couverture forfaitaire qui conduit à un ajustement de -100 k€/an par rapport à la demande d'EDM.

Les ajustements recommandés par l'auditeur pour EEFW portent principalement sur :

- les achats et services externes (-350 k€/an en moyenne) :

Sur ce poste, l'essentiel de l'ajustement vient de la sous-traitance et l'intérim où l'opérateur procède à des reclassements avec le poste « Autres services extérieurs ». L'auditeur a donc analysé les deux postes conjointement et retient deux tiers du montant proposé par l'opérateur, considérant que la demande de l'opérateur est insuffisamment justifiée.

- les redevances de concession (- 50 k€/an en moyenne) :

Le contrat de concession actuel ne prévoit pas de redevances de concession. Le renouvellement du contrat est prévu pour mars 2022 et, à cet égard, le concédant demande l'inscription, dans le futur contrat de concession, de redevances de concession. L'auditeur ajuste la trajectoire après la correction d'une erreur de méthode sur le montant unitaire déclaré par EEFW.

4.1.3.3 Ajustements complémentaires envisagés par la CRE

R&D (Gérédis) :

La CRE a procédé à l'analyse de la demande complémentaire de Gérédis dans laquelle l'opérateur demande la couverture d'une enveloppe de Recherche et Développement d'un montant de 600 k€/an. Gérédis n'a engagé aucune dépense de R&D sur la période tarifaire précédente la CRE considère que le budget transmis ultérieurement n'est pas assez justifié et ne repose pas sur des projets clairement identifiés et suffisamment matures. La CRE envisage ainsi à ce stade de ne pas retenir la demande complémentaire de Gérédis, ce qui conduit à un ajustement de 600 k€/an par rapport à la demande de Gérédis.

Redevances de concession (EEFW) :

Le contrat de concession actuel ne prévoit pas de redevances de concession. Le renouvellement du contrat est prévu pour mars 2022 et, à cet égard, le concédant demande l'inscription dans le futur contrat de redevances de concession et s'inspire des montants observés en Nouvelle-Calédonie (environ 100 €/client/an).

L'auditeur estime ne pas être légitime pour fournir une appréciation sur le niveau de ces redevances. Toutefois, il a ajusté la trajectoire après la correction d'une erreur de méthode sur le montant unitaire déclaré (ajustement de - 50 k€/an).

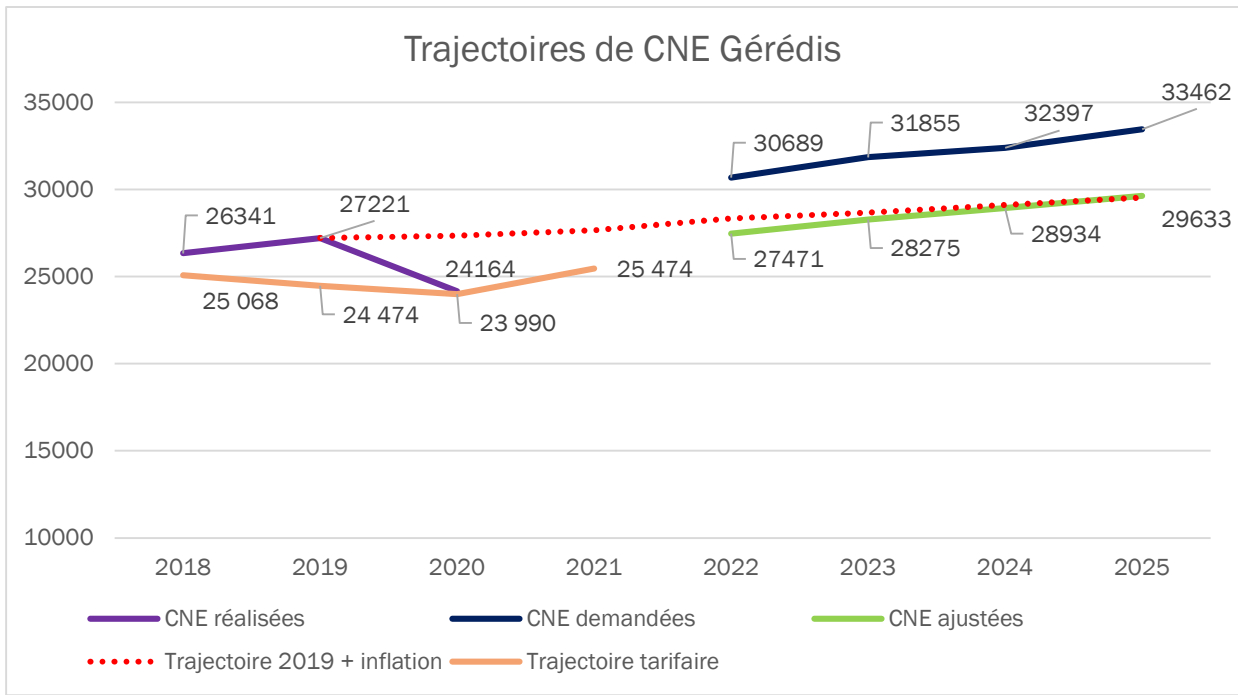
La CRE note que les montants prévus par l'opérateur reposent sur un coût unitaire significativement plus élevé que celui observé chez les autres opérateurs (20 fois plus élevé que chez EDF SEI, 12 fois plus élevé qu'Enedis). L'application de la formule FNCCR dernièrement négociée, appliquée aux paramètres métiers d'EEFW, amènerait un montant 38 fois moins élevé que celui demandé par EEFW (environ 2,5 €/client/an). La CRE ne prévoit pas à ce stade d'ajustement complémentaire par rapport à la demande mais sera vigilante sur la suite des négociations.

4.1.3.4 Synthèse des ajustements envisagés et des charges d'exploitation

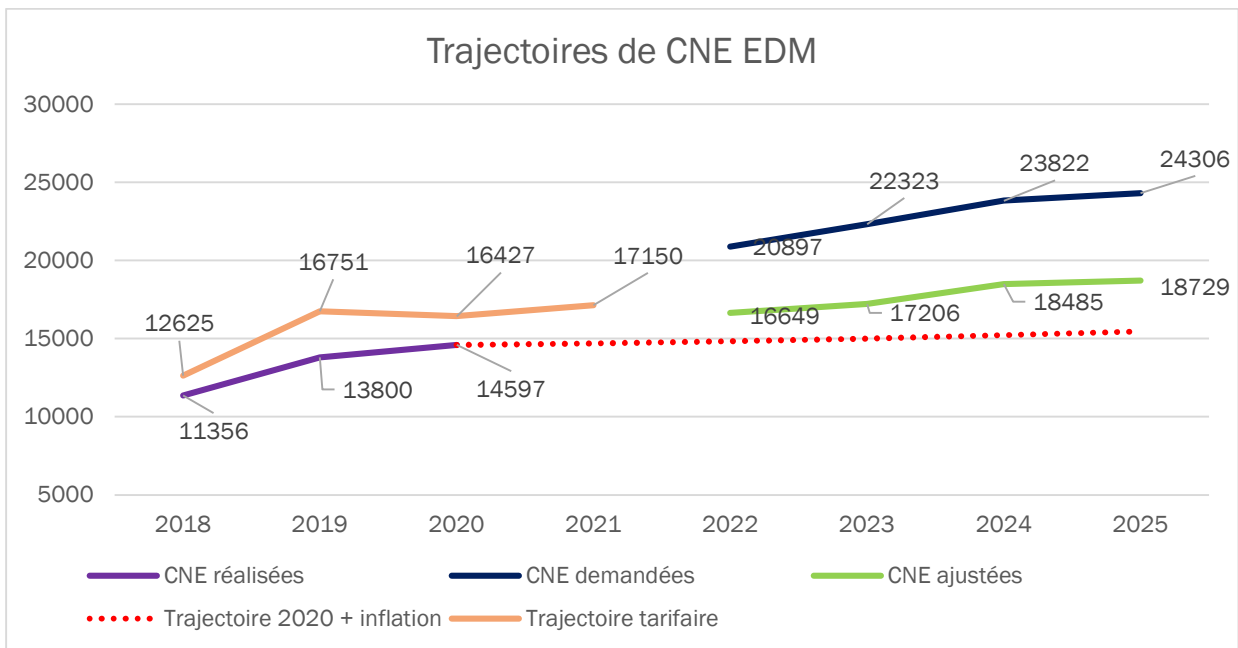
Dans les tableaux suivants, la CRE présente les ajustements envisagés sur les charges d'exploitation d'EDM, Gérédis et EEFW pour la période FPE 2022-2025.

Au global, ces analyses amènent à proposer pour la borne basse de la consultation publique un volume d'ajustement de -3,5 M€/an en moyenne pour Gérédis, de -5,1 M€/an en moyenne pour EDM et de -450 k€/an en moyenne pour EEFW.

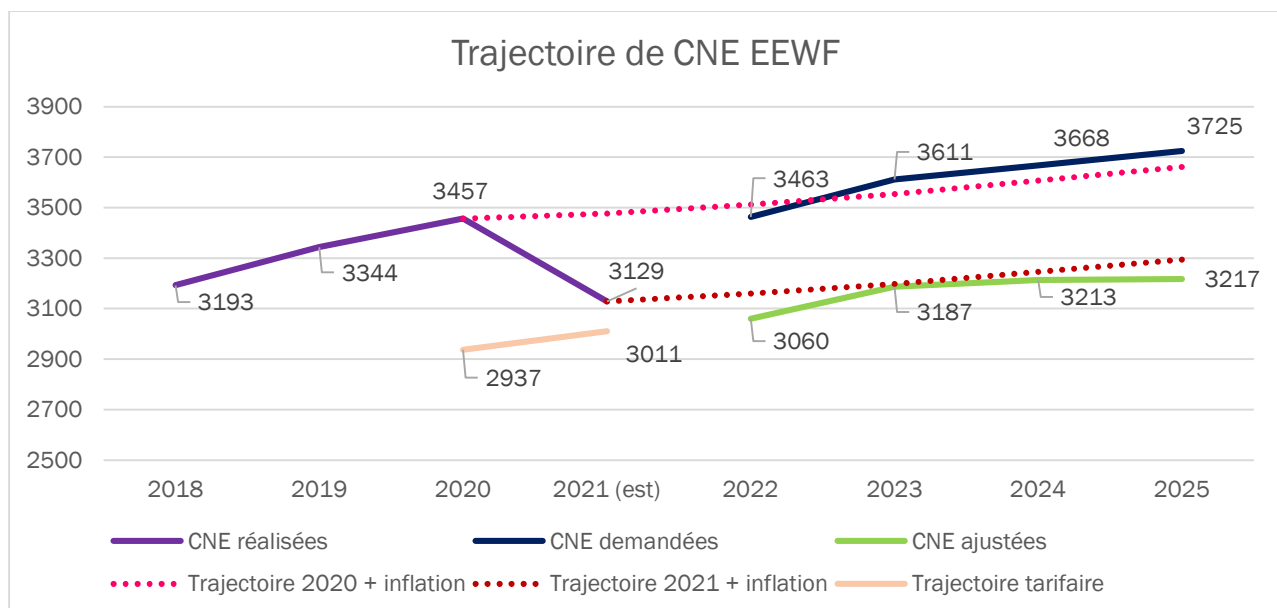
[Gérédis](#)



EDM



EEWF



Question 19 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation d'EDM, Gérédis et EEWf pour la période FPE 2022-2025 ?

4.2 Paramètres de rémunération

4.2.1 Demande d'EDM, Gérédis, EEWf

La demande d'EDM a été établie sur les bases suivantes :

- une marge sur actif de 5,5% (nominale, avant impôts) en augmentation par rapport au taux actuel (3,9%), principalement en raison de l'intégration d'une prime de risques géographique et sociaux (+300 pbs) ;
- un taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 3,9% (nominal, avant impôts) stable par rapport à celui du taux actuel (3,9%), portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 9,4% contre 6,4% actuellement et 4,8 % pour Enedis pour la période TURPE 6 ;
- un taux de rémunération additionnel des emprunts financiers de 3,0% (nominal, avant impôts) stable par rapport à celui du taux actuel (3,0%) portant ainsi la rémunération totale des emprunts financiers (taux emprunts financiers + marge sur actif) à 8,5% contre 5,5% actuellement ;
- un taux de rémunération additionnel des immobilisations en cours relatives à l'activité dans le domaine de la tension HTB (IEC HTB) de 6,7% en hausse par rapport au taux actuel (3,7%) ;

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

- une marge sur actif de 2,52% (nominal, avant impôts) stable par rapport à celui du taux actuel (2,5%) et quasiment égale au taux retenu par Enedis pour la période TURPE 6 ;
- un taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 2,29% (nominal, avant impôts) en baisse par rapport à celui du taux actuel (3,9%), portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 4,8% contre 6,3% actuellement et 4,8 % pour Enedis pour la période TURPE 6 ;
- un taux de rémunération additionnel des emprunts financiers de 1,7% (nominal, avant impôts) en baisse par rapport à celui du taux actuel (2,7%) portant ainsi la rémunération totale des emprunts financiers (taux emprunts financiers + marge sur actif) à 4,2% contre 5,2% actuellement ;
- un taux de rémunération total des actifs relatifs au déploiement des compteurs numériques de 6,2% en baisse vis-à-vis des précédentes hypothèses (7,5%).

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

- une marge sur actif de 2,4% (nominal, avant impôts) identique au taux actuel (2,4%) et quasiment égale au taux retenu par Enedis pour la période TURPE 6 ;
- un taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 3,9% (nominal, avant impôts) identique au taux actuel, portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 6,3% identique au taux actuel (6,3%) ;

4.2.2 Orientations envisagées par la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation des dotations EDM, Gérédis et EEWf, la CRE a réexaminé les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul des taux de rémunération.

La CRE n'envisage pas de retenir, pour la période FPE 2022-2025, la demande de marge sur actif d'EDM (5,5%, nominal avant impôts). EDM appuie sa demande sur l'ajout d'une prime des risques géographique et sociaux (+300 pbs) spécifique à ses territoires que la CRE n'envisage pas de retenir. Les services estiment que le cadre réglementaire applicable à EDM, prend déjà en compte les risques spécifiques rencontrés en ZNI, notamment les aléas climatiques, les risques géographiques et sociaux.

La CRE envisage de retenir, pour fixer le niveau de rémunération des différents actifs d'EDM, Gérédis et EEWf (hors compteurs numériques), les mêmes paramètres que ceux retenus pour Enedis pour la période TURPE 6 (ou pour RTE s'agissant des IEC), sauf pour le taux d'impôts sur les sociétés pour lequel seront prises en compte les dernières décisions relatives à la fiscalité (derniers projets de loi de finances notamment) :

Paramètres financiers	2022-2025
Taux sans risque nominal	1,70%
Bêta de l'actif	0,36
Prime de risque de marché	5,20%
Prime de dette	0,70%
Déductibilité des charges financières nettes	100%
Taux d'imposition	25,83%

S'agissant de la rémunération des actifs relatifs aux compteurs évolués, la CRE n'envisage pas de retenir la demande de Gérédis. Conformément à la délibération CRE n° 2019-241 du 14 novembre 2019, le taux est fondé sur un taux d'endettement financier normatif de 60 % et sur les niveaux des paramètres financiers et des paramètres relatifs à la fiscalité, ce dernier s'élevant, avec la mise à jour des paramètres, à 6,49%.

L'estimation à ce stade des niveaux des taux de rémunération intervenant dans le calcul des charges de capital d'EDM, Gérédis et EEWf pour la période FPE 2022-2025 est la suivante :

Taux de rémunération	2022-2025
Marge sur actif	2,50%
Taux de rémunération des capitaux propres régulés	2,3%
Taux de rémunération des emprunts financiers	1,70%
Taux de rémunération des IEC du domaine HTB	2,40%
Taux de rémunération des actifs comptage ¹⁸	6,49%

¹⁸ Y compris prime de régulation incitative de 200bps.

Question 20 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période FPE 2022-2025 ?

4.3 Investissements et charges de capital

4.3.1 Trajectoire des dépenses d'investissement

EDM

En matière de volumes d'investissements, EDM prévoit un niveau moyen de CAPEX de 27 530 k€ / an, contre 14 291 k€/an lors de la période précédente soit un écart entre les deux périodes de 93%.

La trajectoire d'investissements présentée par EDM s'appuie sur 3 axes : (i) accompagner la transition énergétique sur le territoire mahorais, (ii) développer et moderniser le réseau et (iii) accompagner l'accroissement démographique du territoire.

En particulier, EDM prévoit :

- une forte hausse des investissements liés aux raccordements et aux enfouissements des réseaux (6 000 k€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 2 683 k€/an sur la période précédente, soit + 43 %) : cette hausse est liée principalement à la révision du schéma directeur HTA et est portée principalement par de grands projets sur les années à venir (finalisation des ouvrages relatifs au poste source de Sada, multiples projets en 2023...).
- une forte hausse des investissements relatifs à la mise en conformité des lignes aériennes (9 500 k€ / an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 avec notamment la continuité de la démarche MECLA (Mise En conformité de Lignes Aériennes) qui a connu quelques retards dû à la crise sanitaire et à un certain manque d'effectifs sur certains postes ;
- une baisse des investissements liés aux lignes HTB et poste source associé (3 362 k€ / an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 5 216 k€ sur la période précédente soit - 36 %). Ce poste porte la modernisation du réseau à travers le projet Maesha, qui consiste à intégrer des solutions nouvelles pour rendre le système électrique plus intelligent et plus flexible. Ce projet correspond aux objectifs de la PPE en termes d'insertion des ENR sur le territoire Mahorais ;
- une hausse des investissements hors réseau (1 486 k€ / an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 931 k€ sur la période précédente soit + 60%) notamment dû aux investissements dans l'informatique et les télécoms (+114%) avec la modernisation des systèmes radios qui sont devenus obsolète avec le temps, les investissements dans les outillages et le matériels relatifs aux projets des domaines HTA-BT et HTB (+ 204%) et, la hausse des investissements sur les bâtiments et mobiliers (+106 %) avec la mise en place de la base opérationnelle de Sada et d'un campus de formations.

Tableau 3 Trajectoires de dépenses d'investissement d'EDM sur la période FPE 2022-2025

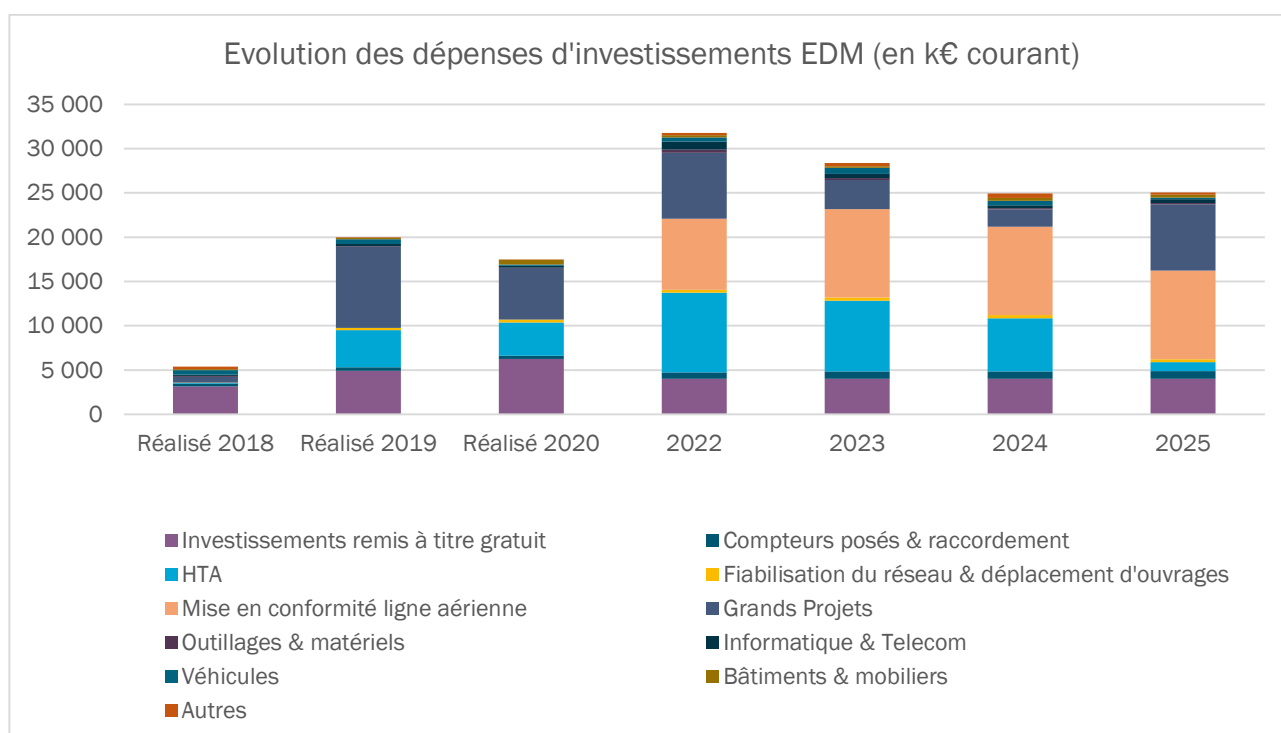
CAPEX EDM en k€	Réalisé 2018 - 2020 k€/an	Réalisé 2019 k€/an	Demande moyenne 22 - 25 en k€/an	Evolution 2019 - 2022	TCAM 2022 - 2025
Investissements remis à titre gratuit	4 775	4 923	4 000	-19%	0%
Compteurs posés & raccordement	351	388	816	110%	1%
HTA	2 683	4 192	6 000	43%	-52%
Fiabilisation du réseau & déplacement d'ouvrages	195	241	350	45%	0%
Mise en conformité ligne aérienne	N/A*	N/A*	9 500	N/A	8%

Grands Projets	5 217	9 175	5 040	-45%	0%
Outillages & matériels	78	73	223	204%	-25%
Informatique & Telecom	192	244	523	114%	-22%
Véhicules	408	542	467	-14%	-31%
Bâtiments & mobiliers	253	133	273	106%	12%
Autres	138	73	339	364%	-4%

Investissements totaux bruts	14 291	19 983	27 530	38%	-8%
-------------------------------------	---------------	---------------	---------------	------------	------------

*la mise en conformité des lignes aérienne est intégrée dans les montants fiabilisation du réseau & déplacement d'ouvrages pour la période FPE précédente.

L'évolution des dépenses d'investissement par catégories est détaillée dans le graphique ci-dessous :



Gérédis

Au global, Gérédis présente une trajectoire de dépenses d'investissement en hausse sur la période à venir, avec des dépenses moyennes annuelles de 39 308 k€ par an (compteurs numériques inclus), alors qu'elles étaient en moyenne de 24 947 k€ par an au cours de la période précédente (soit + 58 %).

La trajectoire d'investissements présentée par Gérédis s'appuie sur 2 axes : (i) accompagner la transition énergétique, (ii) développer et moderniser le réseau.

En particulier Gérédis prévoit :

- une hausse significative (+72%) des investissements sur les postes sources pour un montant moyen de 3 350 k€ par an ainsi qu'une hausse significative (+35%) des investissements sur les postes associés au domaine HTA pour un montant moyen de 15 375 k€ par an sur la période FPE 2022-2025 ;
- une hausse des investissements relatifs aux besoins liés à transition énergétique dont notamment l'augmentation des investissements liés à la réalisation des postes sources S3REnR (3 840 k€ / an en moyenne

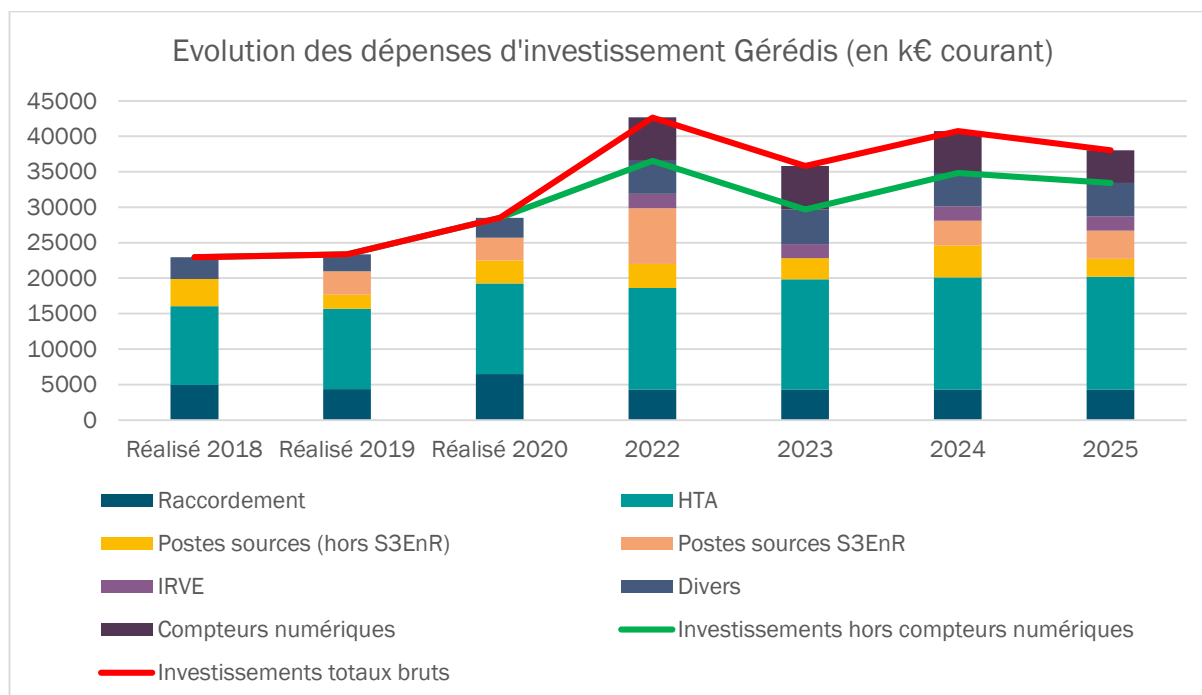
sur la période FPE 2022-2025 contre 2 169 k€ sur la période précédente soit + 16%) avec notamment l'approbation du S3REnR Nouvelle-Aquitaine en 2021 ;

- une hausse des investissements liés au déploiement des compteurs numériques sur le réseau pour un montant moyen de 5 680 k€ par an sur la période FPE 2022-2025. Conformément au calendrier de la délibération n° 2019-241, le déploiement des compteurs est prévu sur la période 2021-2027 ;
- une hausse significative des investissements dits « divers » (+97%) avec la réévaluation de l'enveloppe de basse-tension qui a été sous-estimée dans le précédent FPE et un accroissement de la demande de déplacement des ouvrages en zones urbaines ;
- l'intégration des investissements relatifs au déploiement de charge pour véhicule électrique (2 000 k€ par an alors que ces investissements étaient inexistantes sur la période précédente).

Gérédis prévoit les dépenses d'investissement suivantes au cours de la prochaine période :

CAPEX Réseaux, SI & Compteurs numériques	Réalisé 2018 -2020 k€/an	Réalisé 2019 k€/an	Demande moyenne 22 - 25 en k€/an	Evolution 2019 - 2022	TCAM 2022 - 2025
Raccordement	5 239	4 324	4 315	0%	0%
HTA	11 761	11 371	15 375	35%	4%
Postes sources	3 014	1 953	3 350	72%	-10%
Postes sources S3EnR	2 169	3 308	3 840	16%	-20%
IRVE	0	0	2 000	N/A	0%
Divers	2 764	2 413	4 749	97%	0%
Total investissements hors compteurs numériques	24 947	23 369	33 628	44%	-3%
Compteurs numériques	0	0	5 680	N/A	-9%
Investissements totaux bruts	24 947	23 369	39 308	68%	-4%

L'évolution des dépenses d'investissement par catégories est détaillée dans le graphique ci-dessous :



EETF

Au global, EETF présente une trajectoire de dépenses d'investissement en baisse sur la période à venir, avec des dépenses moyennes annuelles de 800 k€ par an, alors qu'elles étaient en moyenne de 1 539 k€ par an au cours de la période précédente (soit - 48 %).

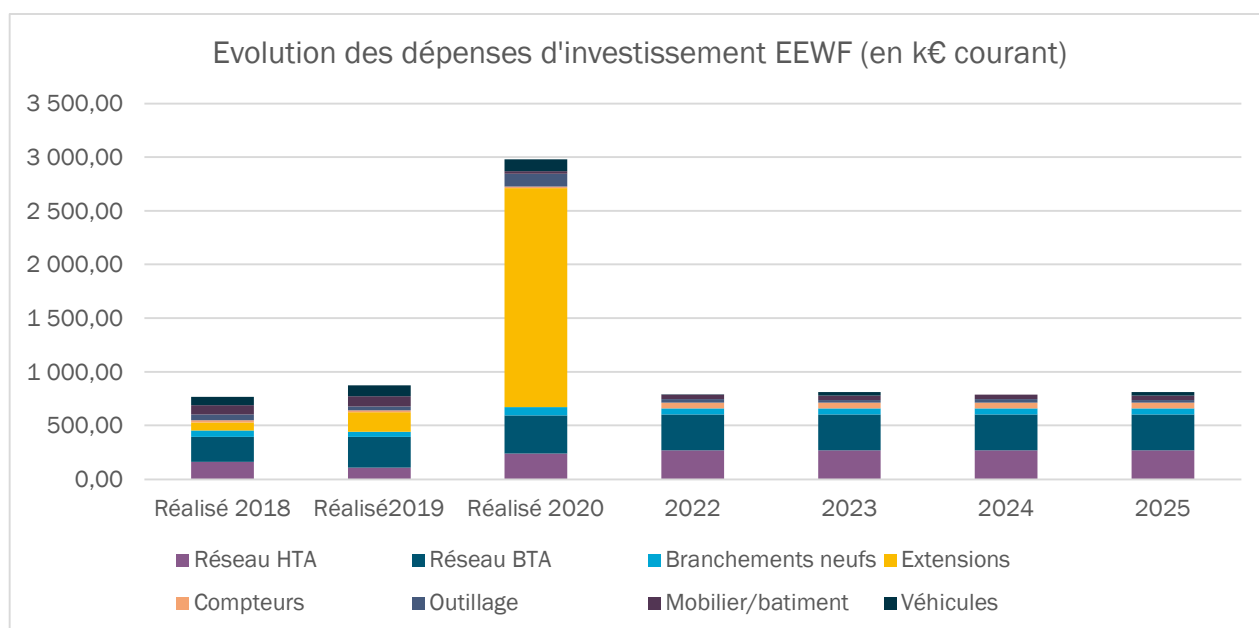
Cette forte baisse est essentiellement due à la fin des travaux d'extension sur un centre technique (2 295 k€ sur la période précédente). Hors travaux d'extension, EETF prévoit un volume d'investissements en légère hausse (+3%). EETF prévoit notamment :

- une hausse significative (+152%) des investissements sur les postes associés au domaine HTA pour un montant moyen de 268 k€ par an sur la période FPE 2022-2025 contre 168 k€ sur la période précédente ;
- une hausse des investissements sur les postes associés au domaine BTA pour un montant moyen de 335 k€ par an sur la période FPE 2022-2025 contre 292 k€ sur la période précédente ;
- une hausse significative des investissements sur les compteurs (+199%) associée à l'accroissement constant des raccordements dans les différentes zones de l'île ;
- une baisse des investissements du domaine privé, mobilier et véhicules notamment, comprise entre -17% et -84% suivant les postes.

EETF prévoit les dépenses d'investissement suivantes au cours de la prochaine période :

CAPEX Domaine privé & domaine concédé	Réalisé 2018 -2020 k€/ an	Réalisé 2019 k€/an	Demande moyenne 22 - 25 en k€/an	Ecart FPE 18-21 / FPE 22-25	Evolution 2019 - 2022	TCAM 2022 - 2025
HTA	168	107	268	59%	152%	0%
BTA	292	287	335	15%	17%	0%
Branchements neufs	62	48	54	-12%	14%	0%
Extensions	765	181	N/A	N/A	N/A	N/A
Total investissements domaine concédés	1 287	622	658	-49%	6%	0%
Compteurs	18	18	54	204%	199%	0%
Outillage	69	35	29	-57%	-17%	-9%
Mobilier/batiment	69	97	42	-39%	-57%	0%
Véhicules	96	100	16	-83%	-84%	217%
Total investissements domaine privé	252	250	142	-44%	-43%	5%
Total des investissements (hors extension)	774	691	800	3%	16%	1%
Total investissements bruts (extension inclus)	1 539	873	800	-48%	-8%	1%

L'évolution des dépenses d'investissement par catégories est détaillée dans le graphique ci-dessous :



4.3.2 Analyse préliminaire de la CRE

EDM prévoit une hausse sur la période FPE 2022-2025 de ses dépenses d'investissements (27 530 k€ / an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 14 291 k€ sur la période précédente, soit +93 %).

EEWF prévoit une hausse sur la période FPE 2022-2025 de ses dépenses d'investissements, hors projet d'extension (800 k€ / an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 774 k€ sur la période précédente, soit +3%).

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'ajustement sur les trajectoires proposées par EDM et EEFW pour les dépenses d'investissements dans les réseaux. Elle considère que les hausses prévues par EDM et EEFW sont cohérentes avec le rôle qu'EDM et EEFW doivent jouer dans l'accompagnement de la transition énergétique dans les zones insulaires. 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.

Gérédis prévoit une hausse sur la période FPE 2022-2025 de ses dépenses d'investissements, hors compteurs numérique (33 628 k€ / an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 24 947 k€ / an sur la période précédente, soit +23%).

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'ajustement sur la trajectoire proposée par Gérédis pour les dépenses d'investissements hors compteurs. Elle considère que les hausses prévues par Gérédis sont cohérentes avec le rôle que Gérédis doit jouer dans le développement et la transition énergétique sur son territoire d'intervention. 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.

Gérédis prévoit sur la période FPE 2022-2025 des dépenses d'investissement dans le projet de déploiement des compteurs Linky (5 680 k€ /an en moyenne sur la période FPE 2022-2025). Cela correspond aux objectifs de déploiement des compteurs évolués par l'ELD Gérédis sur son territoire de desserte.

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'ajustement sur la trajectoire proposée par Gérédis pour les dépenses d'investissements dans les compteurs numériques. Elle considère que les trajectoires prévues par Gérédis sont cohérentes avec les objectifs fixés lors de la précédente délibération.

4.4 Trajectoire des charges de capital

La base d'actif régulés (BAR) d'EDM, Gérédis et EEFW 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 (pour Gérédis), des capitaux propres régulés (CPR), des emprunts financiers et des immobilisations en cours (IEC) du domaine HTB pris en compte dans le calcul des charges de capital d'EDM, Gérédis et EEFW pour les années 2022-2025 seraient les suivantes :

Au 01/01/N (k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne
BAR EDM (hors comptage évolué)	162 150	182 917	199 024	218 243	190 583
CPR EDM	834	9 741	18 129	25 810	13 629
Emprunts financiers EDM (hors comptage évolué)	32 108	35 669	34 487	36 556	34 705
IEC du domaine HTB - EDM	83	283	533	1 533	608
BAR Gérédís (hors comptage évolué)	549 745	575 181	593 838	615 157	583 480
BAR comptage Gérédís	6 212	11 286	15 901	20 097	13 374
CPR Gérédís	42 555	50 752	52 707	57 873	50 972
Emprunts financiers Gérédís (hors comptage évolué)	8 178	12 931	17 723	22 445	15 319
BAR EEFW (hors comptage évolué)	7 484	7 605	7 704	7 803	7 649
CPR EEFW	3 262	3 608	3 933	4 258	3 765

Ces trajectoires associées aux paramètres de rémunération demandés par EDM, Gérédís et EEFW aboutissent aux demandes suivantes d'EDM, Gérédís et EEFW en matière de charges de capital :

Trajectoire de CCN d'EDM, Gérédís et EEFW sur la période FPE 2022-2025

En k€	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022 - 2025
Demande de CCN d'EDM (taux Marge sur actif 5,5% & Taux CPR 3,9%)	10 763	22 208	25 265	27 957	30 862	26 573
Demande de CCN de Gérédís compteurs numériques inclus	39 197	43 526	45 462	47 125	48 467	46 145
Demande de CCN EEFW	N/A	781	756	734	748	755

En application des analyses préliminaires de la CRE, le niveau prévisionnel des charges de capital pour les années 2022 à 2025 serait le suivant :

- EDM

Charges de capital EDM (en k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne
Rémunérations [1]	4 619	5 403	5 979	6 671	5 668
Dotations [2]	12 288	13 736	15 234	16 653	14 478
IEC [3]	2	7	13	37	15
Charges de capital prévisionnelles totales	16 909	19 146	21 225	23 361	20 160

- Gérédís

Charges de capital Gérédís (en k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne

Rémunérations [1]	14 861	15 767	16 360	17 092	16 020
Dotations [2]	28 174	28 886	29 666	30 012	29 185
Charges de capital prévisionnelles (hors comptage évolué)	43 035	44 653	46 026	47 104	45 204
Rémunération des actifs comptage	403	732	1 032	1 304	868
Charges de capital prévisionnelles totales	43 439	45 385	47 057	48 408	46 072

- EEFW

Charges de capital EEFW (en k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne
Rémunérations [1]	262	273	283	293	278
Dotations [2]	474	433	396	395	424
Charges de capital prévisionnelles totales	736	706	679	688	702

Question 21 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges de capital à couvrir pour Gérédis, EDM et EEFW sur la période FPE 2022-2025 ?

4.5 Synthèse des charges à couvrir sur la période FPE 2022-2025

4.5.1 Demande de Gérédis, EDM et EEFW

Les tableaux ci-dessous récapitulent les demandes de Gérédis, EDM et EEFW au périmètre des CNE totales et des CCN prévisionnelles :

Gérédis

Charges à couvrir sur la période	2022	2023	2024	2025	Moyenne
CNE (hors charges liées au système électrique)	30,7	31,9	32,4	33,5	32,1
CNE (charges liées au système électrique)	20,0	18,3	18,0	18,1	18,6
CCN prévisionnelles totales	43,5	45,5	47,1	48,5	46,1
Total	94,1	95,5	97,3	99,7	96,7

EDM

Charges à couvrir sur la période	2022	2023	2024	2025	Moyenne
CNE (hors charges liées au système électrique)	20,9	22,3	23,8	24,3	22,8
CNE (charges liées au système électrique)	2,6	2,6	2,7	2,8	2,7
CCN prévisionnelles totales	22,2	25,3	28,0	30,9	26,6
Total	45,7	50,2	54,5	57,9	52,1

EEWF

Charges à couvrir sur la période	2022	2023	2024	2025	Moyenne
CNE (hors charges liées au système électrique)	3,5	3,6	3,7	3,7	3,6
CNE (charges liées au système électrique)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
CCN prévisionnelles totales	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8
Total	4,3	4,5	4,5	4,6	4,5

4.5.2 Analyse préliminaire de la CRE

Dans les tableaux suivants, la CRE présente les bornes haute et basse de la fourchette de revenu autorisé, directement issues des trajectoires qu'elle a présentées précédemment :

- pour les CNE, la borne basse désigne les charges prévisionnelles comprenant les ajustements résultants de l'audit du consultant externe associés aux ajustements envisagés par la CRE, et la borne haute désigne les demandes de Gérédis, EDM et EEWF ;
- pour les CCN, la CRE retient pour la borne haute comme la borne basse les trajectoires issues des investissements prévisionnels de Gérédis, EDM et EEWF auxquels elle applique les paramètres de rémunération envisagés au paragraphe 4.2.2.

Gérédis

Charges à couvrir sur la période (M€/an en moyenne)	Borne basse (tous ajustements retenus)	Borne haute (demande de CNE de Gérédis et calcul CRE des CCN)
CNE (hors charges liées au système électrique)	28,6	32,1
CNE (charges liées au système électrique)	18,6	
CCN prévisionnelles totales	46,1	
Total	93,2	96,8

EDM

Charges à couvrir sur la période (M€/an en moyenne)	Borne basse (tous ajustements retenus)	Borne haute (demande de CNE d'EDM et calcul CRE des CCN)
CNE (hors charges liées au système électrique)	17,8	22,8
CNE (charges liées au système électrique)	2,7	
CCN prévisionnelles totales	20,2	
Total	40,6	45,7

EEWF

Charges à couvrir sur la période (M€/an en moyenne)	Borne basse (tous ajustements retenus)	Borne haute (demande de CNE d'EEWF et calcul CRE des CCN)
CNE (hors charges liées au système électrique)	3,2	3,6
CNE (charges liées au système électrique)	0,1	
CCN prévisionnelles totales	0,7	
Total	4,0	4,4

Question 22 : Avez-vous des remarques quant aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période FPE 2022-2025 ?

4.6 Hypothèses de recettes prévisionnelles

4.6.1 Evolutions constatées sur la période 2018-2021

Les trajectoires de nombre de consommateurs et d'énergies acheminées réalisées sur la période 2018-2021 de Gérédis, EDM et EEWF, sont globalement en ligne avec les trajectoires prévues dans leur délibération respective. Pour EDM néanmoins, la hausse du nombre de consommateurs et du volume d'énergie acheminée, a été un peu moins soutenue que prévue initialement.

		2018		2019		2020		2021	
		Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Estimé
Gérédis	Nombre d'utilisateurs du réseau	157 177	156 805	158 160	158 104	159 148	159 308	160 133	159 802
	Volume acheminé (GWh)	1 812	1 943	1 830	1 937	1 860	1 906	1 878	1 930
EDM	Nombre d'utilisateurs du réseau	45 427	45 242	46 748	46 656	48 083	47 747	49 447	48 868
	Volume acheminé (MWh)	327 906	315 213	345 235	336 626	362 445	344 295	379 426	349 881
EEWF	Nombre d'utilisateur du réseau					4 068	4 109	4 068	N/A
	Volume acheminé (MWh)					20 496	22 722	20 598	23 521

En cohérence les recettes perçues par Gérédis, EDM et EEWF sur la période 2018-2021 sont présentées ci-dessous.

k€	2018		2019		2020		2021	
	Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Réalisé	Prév. FPE	Estimé
Gérédis	66 815	68 548	68 444	69 370	70 685	71 547	72 479	73 668
EDM	13 522	13 419	14 426	14 988	15 359	15 415	16 333	16 117
EEWF					884	959	889	N/A

4.6.2 Evolutions prévues par Gérédis, EDM et EEWF sur la période FPE 2022-2025

Les trajectoires de volume acheminé d'EDM et EEWF sont globalement en hausse sur la période 2022-2025. Cette hausse se traduit par une hausse du même ordre des recettes prévisionnelles après application du TURPE :

- EDM prévoit une poursuite de la hausse des volumes d'énergies acheminées avec une augmentation moyenne de + 2 % par an sur la période 2022-2025, dans un contexte de forte croissance démographique associé à la mise en conformité d'installations « informelles » sur le territoire de Mayotte ;
- EEWF prévoit une stabilité du nombre de consommateurs sur son parc de desserte mais prévoit une croissance de l'énergie acheminée, en particulier en 2022, résultant notamment de l'application du prix de l'électricité au tarif réglementé de vente d'électricité pour les consommateurs du territoire (+ 3,5 % en 2022 par rapport à 2021 puis + 0,5 % par à partir de 2023).

Les trajectoires présentées par Gérédis sont relativement stables : Gérédis prévoit une baisse de la distribution d'énergie entre 2022 et 2023 du fait de la possible perte d'un utilisateur important sur son réseau HTA, puis une hausse moyenne de + 0,6 % par an à partir de 2023.

		2022	2023	2024	2025
Gérédis	Volume acheminé (GWh)	1 820	1 718	1 736	1 747
	Recettes prévisionnelles (k€)	75 894	75 498	76 332	76 239
EDM	Volume acheminé (MWh)	360 053	369 660	378 810	388 418
	Recettes prévisionnelles (k€)	16 889	17 889	18 734	19 377
EEWF	Volume acheminé (MWh)	23 874	23 993	24 113	24 234
	Recettes prévisionnelles (k€)	978	1 026	1 079	1 091

4.6.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime que les hypothèses prises en compte par les opérateurs ainsi que les niveaux de recettes prévisionnelles qui en découlent sont cohérentes. A ce titre, la CRE retient à ce stade les trajectoires prévisionnelles de Gérédis, EDM et EEWF.

Question 23 : Avez-vous des remarques relatives aux trajectoires de consommation et de recettes envisagées pour Gérédis, EDM et EEWF ?

4.7 Niveau de dotation prévisionnel pour la période FPE 2022-2025

Les niveaux de dotations de Gérédis, EDM et EEWF sur la période 2022-2025, qui résulteraient des orientations envisagées par la CRE à ce stade sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Gérédis

En M€ courants	2022	2023	2024	2025
Chiffre d'affaires TURPE (A)	75,9	75,5	76,3	76,2
Demande formulée par Gérédis sur les CNE, et charges de capital calculées par la CRE, « Fourchette haute »				
Charges de capital (B)	43,4	45,4	47,1	48,4

Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par Gérédis (C)	50,7	50,2	50,4	51,5
Niveau de dotation prévisionnel (D) = (B) + (C) - (A)	18,2	20,1	21,1	23,7
Ensemble des ajustements proposés par l'auditeur et par la CRE, « Fourchette basse »				
Charges de capital (B)	43,4	45,4	47,1	48,4
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par Gérédis (C)	47,4	46,6	46,9	47,7
Niveau de dotation prévisionnel (D) = (B) + (C) - (A)	15,0	16,5	17,6	19,9

EDM

En M€ courants	2022	2023	2024	2025
Chiffre d'affaires TURPE (A)	16,9	17,9	18,7	19,4
Demande formulée par EDM sur les CNE, et charges de capital calculées par la CRE, « Fourchette haute »				
Charges de capital (B)	16,9	19,1	21,2	23,4
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDM (C)	23,5	24,9	26,5	27,1
Niveau de dotation prévisionnel (D) = (B) + (C) - (A)	23,5	26,2	29,0	31,1
Ensemble des ajustements proposés par l'auditeur et par la CRE, « Fourchette basse »				
Charges de capital (B)	16,9	19,1	21,2	23,4
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDM (C)	19,2	19,8	21,2	21,5
Niveau de dotation prévisionnel (D) = (B) + (C) - (A)	19,2	21,1	23,7	25,5

EEWF

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Chiffre d'affaires TURPE (A)	977,7	1 025,8	1 079,2	1 091,5
Demande formulée par EEWF sur les CNE, et charges de capital calculées par la CRE, « Fourchette haute »				
Charges de capital (B)	736	706	679	688
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par Gérédis (C)	3 563	3 712	3 769	3 827
Niveau de dotation prévisionnel (D) = (B) + (C) - (A)	3 321	3 392	3 368	3 423
Ensemble des ajustements proposés par l'auditeur et par la CRE, « Fourchette basse »				
Charges de capital (B)	736	706	679	688
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par Gérédis (C)	3 060	3 187	3 213	3 217
Niveau de dotation prévisionnel (D) = (B) + (C) - (A)	2 819	2 867	2 812	2 814

Question 24 : Avez-vous des remarques relatives au niveau de dotation envisagé pour EDM, Gérédis et EEWF sur la période FPE 2022-2025 ?

Annexe 1 – 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 EDM, Gérédis et EEWf dans le cadre du TURPE 6 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 incités financièrement

(a) Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

Opérateur	Gérédis, EDM et EEWf
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 via 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

(b) Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Opérateur	Gérédis et EDM	
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	<u>Objectif envisagé :</u> - 94 % du 1 ^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2025.
	EDM	<u>Objectifs envisagés :</u> - 91 % du 1 ^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 ; - 92 % du 1 ^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 ; - 93 % du 1 ^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 ; - 94 % du 1 ^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025.

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 2022-2025
	<u>EDM</u>	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : $(150 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des réclamations reçues au cours de l'année - Bonus : $(150 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des réclamations reçues au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 45 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 2022-2025

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

Opérateur	<i>Gérédis et EDM</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>Gérédis</u>	<u>Objectif envisagé :</u> - 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires
	<u>EDM</u>	<u>Objectifs envisagés :</u> - 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via les fournisseurs, 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 2022-2025
	<u>EDM</u>	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours. - Valeur plancher des incitations : - 9,8 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 2022-2025

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

Opérateur	Gérédis et EDM	
Calcul	<u>Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre</u>	
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs numériques relevés mensuellement	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle 	
Objectif	Gérédis	<u>Objectifs envisagés :</u> - 99,0 % du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2021
	EDM	<u>Objectifs envisagés :</u> - 94 % du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022 - 95 % du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023 - 96 % du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024 - 97 % du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025
Incitations	Gérédis	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 675 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 675 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 6,5 k€ - Versement au travers du CRCP
	EDM	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : (4,5 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond au nombre de compteurs à relever au cours de l'année - Bonus : (4,5 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond au nombre de compteurs à relever au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 10 k€ - Versement au travers du CRCP

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

Opérateur	Gérédis	
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	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle 	
Objectif	<u>Objectif envisagé pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> - du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 91 % - du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 93 % - du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 95 % - du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97 %	
	<u>Objectif envisagé pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> - du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 91 %	

	<ul style="list-style-type: none"> - du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 93 % - du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 95 % - du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97 %.
Incidations	<p><u>Incidations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (121 € 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 : (121 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année <p><u>Incidations envisagées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (363 € 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 : (363 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année <ul style="list-style-type: none"> - Valeur plancher des incitations : ± 12,5 k€ - Versement au travers du CRCP

(f) Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement

Opérateur	Gérédis
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 sur le segment BT ≤ 36 kVA, pour lesquels la date de mise en exploitation est comprise dans le mois de calcul.
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 79 jours - du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 73 jours - du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 67 jours - du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 61 jours
Incidations	<ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (3 € 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 : (1,5 € 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 <ul style="list-style-type: none"> - Valeur plancher des incitations : - 18,8 k€ pour les malus / + 9,4 k€ pour les bonus - Versement au travers du CRCP

(g) Taux de raccordement réalisés dans un délai de 28 jours calendaires suivant acceptation du devis par le consommateur sur le segment BT ≤ 36 kVA

Opérateur	EDM
Calcul	<u>Nombre de raccordements mis à disposition dans un délai inférieur ou égal à 28 jours calendaires suivant l'acceptation du devis par le client / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre</u>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage sur le segment BT ≤ 36 kVA
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle

	- Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> - 80 % du 1 ^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 ; - 85 % du 1 ^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 ; - 87 % du 1 ^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 ; - 90 % du 1 ^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025.
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : (150 € 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 réclamations reçues au cours de l'année - Bonus : (150 € 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 réclamations reçues au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 45 k€ - Versement 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, EDM, 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, EDM	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, EDM, 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	EDM, 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 réponses 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	Trimestrielle	2020

		de réclamations clôturées durant le trimestre		
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

Annexe 2 – Régulation incitative de la qualité d'alimentation

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par les gestionnaires de réseaux 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 Gérédis : « 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 de Gérédis envisagés par la CRE ainsi que les incitations financières correspondantes.

2.1. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de Gérédis donnant lieu à incitation financière

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

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{19} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (DMC_{Nref}^{BT}) : du 1 ^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2025 : 54 minutes
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 28 k€/minute × ($DMC_{Nref}^{BT} - DMC_N^{BT}$) - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2022

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

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{20} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{HTA} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle

¹⁹ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

²⁰ Ibid.

	<ul style="list-style-type: none">- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle- Fréquence de publication : annuelle- Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (DMC_{Nref}^{HTA}) : du 1 ^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2025 : 22 minutes
Incitations	<ul style="list-style-type: none">- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $26 \text{ k€}/\text{minute} \times (DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA})$- Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2022