

## DÉLIBÉRATION N° 2022-76

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2022 portant décision sur les niveaux de dotation de Gérédis au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 6 HTA-BT<sup>1</sup> est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> 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 par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) 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.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines concessions de distribution publique d'électricité, le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux.

Les dispositions de l'article L. 121-29 du code de l'énergie disposent 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 (ZNI) 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<sup>2</sup>.

Les niveaux de dotation de Gérédis au titre du FPE pour la période 2018-2021, ainsi que le cadre de régulation associé, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2018, en application de la délibération n° 2018-163 de la CRE du 19 juillet 2018. La présente délibération fixe les niveaux de dotation de Gérédis au titre du FPE pour la période 2022-2025, applicable au 1<sup>er</sup> août 2022, ainsi que le cadre de régulation associé.

La CRE a mené une consultation publique, en date du 16 décembre 2021<sup>3</sup>, portant sur les niveaux de dotation d'EDM, Gérédis et EEWf au titre du FPE pour la période 2022-2025. Six acteurs ont transmis une contribution. Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

<sup>1</sup> 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

<sup>2</sup> Les modalités d'application de ce mécanisme de péréquation sont précisées par le décret n° 2017-847 du 9 mai 2017 relatif à la péréquation des charges de distribution d'électricité et codifiées aux articles R. 121-60 à R. 121-62 du code de l'énergie.

<sup>3</sup> Consultation publique n° 2021-14 du 16 décembre 2021 relative aux niveaux de dotation d'EDM, Gérédis et EEWf au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025, ainsi qu'au cadre de régulation associé.

La dotation au titre du FPE est fixée de manière à couvrir les coûts de Gérédis dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La présente délibération se fonde notamment sur la demande de Gérédis ainsi que sur de nombreux échanges avec ce dernier, sur les analyses internes de la CRE, sur un rapport d'audit externe<sup>4</sup> et sur le retour des acteurs à la consultation publique susmentionnée. La CRE a également auditionné Gérédis au premier trimestre 2022.

### **Une dotation pour la transition énergétique**

La CRE considère que la dotation au titre du FPE de Gérédis pour la période 2022-2025 doit répondre aux enjeux prioritaires suivants.

#### 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 (EnR) et le développement de la mobilité électrique.

L'enjeu de transition énergétique est particulièrement fort pour Gérédis, qui observe sur son territoire une forte hausse du nombre de points d'injection d'électricité renouvelable depuis plus de 10 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 Gérédis dispose des moyens pour répondre à ces nouveaux besoins, tout en optimisant le coût global de fonctionnement des réseaux qu'il exploite.

#### 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 ≤ 36 kVA. L'accompagnement de ce déploiement sur la période 2022-2025, dans le respect des coûts et des délais, ainsi que l'atteinte d'un haut niveau de performance, constituent les enjeux majeurs du projet de comptage évolué pour la période à venir. Gérédis devra par ailleurs engager la transformation de certaines de ses activités (relève notamment) afin de permettre dans les meilleurs délais la concrétisation des gains attendus du projet de déploiement des compteurs évolués.

#### Renforcer la qualité de service et d'alimentation

La qualité de service sur les réseaux concédés à Gérédis s'est continûment améliorée sur la période 2018-2020. 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 concédé à Gérédis présente un niveau de performance suffisant pour envisager un renforcement de la régulation incitative de sa qualité d'alimentation en matière de coupures longues et l'introduction d'une incitation financière sur ses durées de coupures.

#### Permettre le bon fonctionnement du marché de détail sur le territoire de Gérédis

L'absence quasi-totale de concurrence sur le marché de détail de l'électricité constitue, pour les consommateurs résidentiels et petits professionnels concernés, une faiblesse sur le territoire des entreprises locales de distribution (ELD). Pour remédier à cette situation, la CRE a formulé dans sa délibération du 10 juin 2021<sup>5</sup> 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.

Le cadre de régulation de la dotation FPE de Gérédis pour la période 2022-2025 intègre ces enjeux, afin que les consommateurs raccordés au réseau de Gérédis disposent, comme ailleurs sur le territoire national, d'un réel choix d'offres de fourniture.

### **Evolution des niveaux de dotation**

#### Charges à couvrir

Gérédis a transmis à la CRE sa demande de dotation au titre du FPE pour la période 2022-2025 le 2 juillet 2021, exposant ses prévisions de coûts pour la période 2022-2025 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

<sup>4</sup> Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de Gérédis (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2022-2025.

<sup>5</sup> Délibération de la CRE n° 2021-121 du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD.

Gérédis demande des charges à hauteur de 98,2 M€ par an en moyenne sur la période 2022-2025, en hausse de 13,4 % 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, à hauteur de 46,2 M€/an, en hausse de 16,8 % en moyenne par rapport au réalisé 2018-2020, portées notamment par le démarrage du projet de comptage évolué de Gérédis, et par une hausse des investissements pour le raccordement d'installations de production d'EnR ;
- les charges d'exploitation (hors système électrique), à hauteur de 33,1 M€/an, en hausse de 28,2 % par rapport au réalisé 2018-2020, portées notamment par une hausse des charges d'entretien et de maintenance, des charges de personnel et une hausse prévisionnelle des redevances de concessions, ainsi que par l'apparition de charges associées au déploiement du projet de comptage évolué de Gérédis ;
- les charges liées au système électrique, à hauteur de 18,9 M€/an, en baisse de 10,9 % en moyenne par rapport au réalisé 2018-2020 du fait du départ d'un gros consommateur sur son réseau, qui induit une baisse des montants facturés par RTE à Gérédis.

Pour prendre sa décision, en plus de ses analyses propres, de la consultation des acteurs et des échanges avec Gérédis, la CRE s'est appuyée sur l'analyse d'un consultant externe, dont le rapport d'audit, consacré à la demande relative aux charges d'exploitation de Gérédis pour la période 2022-2025, est publié sur le site de la CRE.

Au terme de ses analyses, des retours des acteurs à la consultation publique du 16 décembre 2021 et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec Gérédis, la CRE décide de limiter la hausse des charges demandée par l'opérateur.

#### Charges d'exploitation

La CRE a retenu pour Gérédis un niveau de charges d'exploitation de 50,5 M€/an en moyenne sur la période 2022-2025, qui correspond à un ajustement de 2,9 % par rapport à la demande de l'opérateur. Les trajectoires retenues par la CRE intègrent ainsi le niveau d'efficacité révélé lors de la période FPE 2018-2021, tout en permettant :

- l'accroissement significatif des dépenses de R&D de Gérédis par rapport à la période 2018-2020, afin d'accompagner l'opérateur dans la mise en œuvre d'un programme de R&D ambitieux et réaliste ;
- de couvrir l'ensemble des dépenses d'achats et de personnel associées au programme de déploiement d'un système de comptage évolué sur le territoire où Gérédis exerce son activité de distribution d'électricité.

#### Charges de capital

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

Comme pour Enedis, 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.

Au regard des éléments d'analyse dont elle dispose et des observations de marché, la CRE retient une marge sur actif de 2,5 % et une rémunération additionnelle des capitaux propres régulés de 2,3 %, soit des paramètres identiques à ceux d'Enedis sur la période TURPE 6.

Le niveau de ces paramètres, dont la méthode de détermination reste inchangée par rapport à la période de dotation 2018-2021, reflète :

- l'évolution à la baisse des coûts de financement dans un contexte marqué par la baisse significative et durable des taux d'intérêt sur les marchés ;
- la baisse de l'impôt sur les sociétés (IS) qui s'établit à 25,83 % pour la période 2022-2025 contre 30,69 % pour la période 2018-2021.

#### Evolution du niveau des charges à couvrir

Le niveau moyen des charges à couvrir de Gérédis pour la période du FPE 2022-2025 s'élèvera à 96,7 M€/an en moyenne, en intégrant une hypothèse d'inflation cumulée de 5,4 % sur la période<sup>6</sup>. Tout écart entre les hypothèses prévisionnelles, et l'inflation effectivement réalisée sur la période 2022-2025, sera couvert via le compte de régularisation des charges et produits (CRCP) afin de protéger l'opérateur de tout risque de variation de l'inflation en cours de période.

<sup>6</sup> Soit 1,60% en 2022, 1,20 % en 2023, 1,30 % en 2024 et 1,20 % en 2025.

Le niveau moyen des charges à couvrir augmente, sur la période 2022-2025 par rapport à 2018-2020, de + 11,7 % en moyenne, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de + 7,4 % en moyenne et d'une hausse des CCN de + 16,8 % en moyenne. Cette hausse, supérieure à l'inflation et qui sera financée par l'ensemble des consommateurs via le TURPE, reflète les efforts très importants qui doivent être engagés par Gérédis pour jouer son rôle dans la transition énergétique sur le territoire où Gérédis exerce son activité de distribution d'électricité.

#### Evolution des quantités distribuées et du nombre de consommateurs

L'évolution de la dotation versée à Gérédis 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, Gérédis prévoit une baisse des soutirages prévisionnels (-1,0 % entre 2022 et 2025) et une stabilité des recettes tarifaires (0,0 % sur la période), en répercussion du déracordement d'un gros consommateur.

La CRE juge les prévisions de Gérédis pertinentes et retient ses trajectoires de nombre de consommateurs et de volumes de consommations pour la période 2022-2025.

#### Evolution du niveau des dotations annuelles de Gérédis couvertes par le TURPE au titre du FPE

Les dotations annuelles de Gérédis au titre du FPE sont calculées par différence, pour chaque année de la période 2022-2025, entre le niveau des recettes du TURPE 6 perçues par Gérédis et le niveau des charges de capital et d'exploitation dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace.

La présente délibération donne lieu à un niveau prévisionnel de dotation annuelle moyen au titre du FPE s'établissant sur la période 2022-2025 à 19,3 M€.

### **Cadre de régulation**

La CRE a retenu un cadre de régulation proche de celui actuellement en vigueur pour Enedis et EDF SEI, en tenant compte néanmoins des enjeux spécifiques des territoires sur lesquels intervient Gérédis, ainsi que du bilan de la régulation incitative sur la période de dotation précédente. Cela se traduit notamment par un ajustement du mécanisme de couverture des pénalités pour coupures longues et l'introduction d'un mécanisme de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles.

Le cadre de régulation retenu reconduit, pour la période 2022-2025, les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur, en les ajustant quand cela est nécessaire et vise, d'une part, à continuer de limiter le risque financier de Gérédis ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers le CRCP et, d'autre part, à renforcer la régulation incitative du GRD.

En particulier, la régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes est reconduite, mais les paramètres évoluent, notamment la détermination du volume de référence, pour intégrer la baisse des pertes non techniques permise par le déploiement des compteurs évolués et les volumes de pertes supplémentaires liés à la forte pénétration des énergies renouvelables sur le territoire où Gérédis exerce son activité de distribution d'électricité.

Par ailleurs, la CRE renforce la régulation incitative de la qualité de service, notamment en ce qui concerne les délais de raccordement. En cohérence avec le cadre appliqué à Enedis, Gérédis sera incité sur le délai moyen de réalisation de ses opérations de raccordement sur les branchements de soutirage en BT ≤ 36 kVA, car les données associées à ces affaires permettent la construction d'un délai moyen fiable. Aussi la CRE retient-elle un objectif de baisse des délais de raccordement de 30 % d'ici 2025 pour les raccordements susmentionnés.

Enfin, le cadre de régulation retenu incite Gérédis à favoriser l'innovation des acteurs sur son territoire.

**TABLE DES MATIERES**

**TABLE DES MATIERES ..... 5**

**1. CONTEXTE ET PROCESSUS D'ELABORATION DE LA DOTATION ..... 7**

1.1 PRESENTATION DE GEREDIS.....7

1.2 COMPETENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ELABORATION DE LA DOTATION .....7

1.3 ENJEUX POUR LA PERIODE 2022-2025 POUR GEREDIS.....7

**2. CADRE DE REGULATION ..... 9**

2.1 GRANDS PRINCIPES D'ETABLISSEMENT DES NIVEAUX DES DOTATIONS .....9

2.1.1 Durée de la période de dotation et clause de rendez-vous .....9

2.1.2 Détermination du niveau de dotation prévisionnel .....9

2.1.3 Rémunération des actifs et couverture des investissements..... 10

2.1.4 Principe du CRCP et niveau de dotation définitif ..... 12

2.2 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS ..... 13

2.2.1 Régulation incitative des charges d'exploitation ..... 13

2.2.2 Régulation incitative des investissements ..... 14

2.2.3 Couverture au CRCP de certains postes ..... 15

2.3 DEVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE SUR LE TERRITOIRE DE GEREDIS ..... 16

2.4 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE ET DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION..... 17

2.4.1 Régulation incitative de la qualité de service ..... 17

2.4.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation ..... 19

2.5 REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION ..... 20

2.5.1 Régulation de la R&D ..... 20

2.5.2 Projets de réseaux électriques intelligents ..... 21

2.5.3 Favoriser l'innovation à l'externe..... 21

**3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET NIVEAUX DE DOTATIONS AU TITRE DU FPE..... 23**

3.1 NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ..... 23

3.1.1 Demande de dotation de Gérédis..... 23

3.1.2 Charges d'exploitation ..... 23

3.1.3 Calcul des charges de capital normatives..... 27

3.1.4 Revenu autorisé sur la période 2022-2025 ..... 31

3.2 HYPOTHESES D'EVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS, DES PUISSANCES SOUSCRITES ET DES VOLUMES  
ACHEMINES ..... 32

3.2.1 Evolutions constatées sur la période 2018-2020 ..... 32

3.2.2 Demande de Gérédis..... 32

3.2.3 Analyse de la CRE ..... 33

3.3 NIVEAUX DE DOTATION PREVISIONNELS AU TITRE DU FPE SUR LA PERIODE 2022-2025..... 33

**DÉCISION DE LA CRE ..... 34**

**ANNEXE 1 – REFERENCES POUR LE CALCUL DU CRCP ..... 35**

**1. CALCUL ET APUREMENT DU CRCP ..... 35**

**2. VALEURS DE REFERENCE POUR LE CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF ..... 35**

i. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif ..... 36

ii. Postes de recettes retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif..... 38

iii. Incitations financières au titre de la régulation incitative ..... 38

**ANNEXE 2 – REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES ..... 41**

**ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE..... 42**



**ANNEXE 4 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE D'ALIMENTATION ..... 46**

## **1. CONTEXTE ET PROCESSUS D'ELABORATION DE LA DOTATION**

### **1.1 Présentation de Gérédis**

Gérédis est une entreprise locale de distribution (ELD) intervenant sur la partie rurale du département des Deux-Sèvres. Gérédis gère près de 14 100 km de réseaux électriques et achemine de l'électricité auprès d'environ 160 000 consommateurs. En 2020, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux concédés à Gérédis s'élevait à 1 785 GWh.

### **1.2 Compétences de la CRE et processus d'élaboration de la dotation**

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 concédés à Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

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

Ce même article dispose également que les GRD qui desservent plus de 100 000 clients et les GRD intervenant dans les ZNI 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 niveaux de dotation de Gérédis au titre du fonds de péréquation pour l'électricité (FPE) pour la période 2018-2021, ainsi que le cadre de régulation associé, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2018, en application de la délibération du 19 juillet 2018<sup>7</sup>. La présente délibération fixe les niveaux de dotation de Gérédis au titre du FPE pour la période 2022-2025, applicable au 1<sup>er</sup> août 2022, ainsi que le cadre de régulation associé.

La CRE a mené une consultation publique, du 16 décembre 2021 au 31 janvier 2022<sup>8</sup>, portant sur les niveaux de dotation d'EDM, Gérédis et EEWf au titre du FPE pour la période 2022-2025. Six acteurs ont transmis une contribution. Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

La dotation au titre du FPE est fixée de manière à couvrir les coûts de Gérédis dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La présente délibération se fonde notamment sur la demande de Gérédis ainsi que sur de nombreux échanges avec ce dernier, sur des analyses internes, sur un rapport d'audit externe<sup>9</sup> et sur le retour des acteurs à la consultation publique susmentionnée. La CRE a également auditionné Gérédis au premier trimestre 2022.

### **1.3 Enjeux pour la période 2022-2025 pour Gérédis**

La CRE considère que la dotation au titre du FPE de Gérédis pour la période 2022-2025 doit répondre aux enjeux prioritaires suivants :

#### 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 (EnR) et le développement de la mobilité électrique.

L'enjeu de transition énergétique est particulièrement fort pour Gérédis, qui observe sur son territoire une forte hausse du nombre de points d'injection d'électricité renouvelable depuis plus de 10 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 Gérédis dispose des moyens pour répondre à ces nouveaux besoins, tout en optimisant le coût global de fonctionnement des réseaux qu'il exploite.

<sup>7</sup> Délibération de la CRE n° 2018-163 du 19 juillet 2018 portant décision sur les niveaux de dotation du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour GÉRÉDIS Deux-Sèvres au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

<sup>8</sup> Consultation publique n° 2021-14 du 16 décembre 2021 relative aux niveaux de dotation d'EDM, Gérédis et EEWf au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025, ainsi qu'au cadre de régulation associé.

<sup>9</sup> Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de Gérédis (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2022-2025.

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 l'atteinte d'un haut niveau de performance, constituent les enjeux majeurs du projet de comptage évolué pour la période à venir. Gérédis devra par ailleurs engager la transformation de certaines de ses activités (relève notamment) afin de permettre dans les meilleurs délais la concrétisation des gains attendus du projet de déploiement des compteurs évolués.

Renforcer la qualité de service et d'alimentation

La qualité de service sur les réseaux concédés à Gérédis s'est continûment améliorée sur la période 2018-2020. 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 concédé à Gérédis présente un niveau de performance suffisant pour envisager un renforcement de la régulation incitative de sa qualité d'alimentation en matière de coupures longues et l'introduction d'une incitation financière sur ses durées de coupures.

Permettre le bon fonctionnement du marché de détail sur le territoire de Gérédis

L'absence quasi-totale de concurrence sur le marché de détail de l'électricité constitue, pour les consommateurs résidentiels et petits professionnels concernés, une faiblesse sur le territoire des entreprises locales de distribution (ELD). Pour remédier à cette situation, la CRE a formulé dans sa délibération du 10 juin 2021<sup>10</sup> 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.

Le cadre de régulation de la dotation FPE de Gérédis pour la période 2022-2025 intègre ces enjeux, afin que les consommateurs raccordés au réseau de Gérédis disposent, comme ailleurs sur le territoire national, d'un réel choix d'offres de fourniture.

---

<sup>10</sup> Délibération de la CRE n° 2021-121 du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD.

## 2. CADRE DE REGULATION

### 2.1 Grands principes d'établissement des niveaux des dotations

#### 2.1.1 Durée de la période de dotation et clause de rendez-vous

L'article R. 121-60 du code de l'énergie prévoit que les GRD qui optent pour une péréquation à partir de l'analyse de leurs comptes présentent à la CRE une demande qui concerne « la période allant jusqu'à la fin de l'application du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité en cours ». Le TURPE 6 HTA-BT étant entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2021 pour une période d'environ 4 ans, la présente délibération concerne les niveaux de dotation au titre du FPE pour Gérédis au titre des années 2022 à 2025.

Toutefois, dans la mesure où la CRE conserve un mécanisme de compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) pour Gérédis (cf. §2.1.4), 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.

Dans leurs retours à la consultation publique, les acteurs se sont montrés globalement favorables au calendrier et aux principes d'établissement des dotations envisagés par la CRE. Néanmoins, certains acteurs ont demandé que la clause de rendez-vous, prévue pour la période de dotation précédente et dont la CRE a indiqué vouloir conserver le fonctionnement pour la période de dotation 2022-2025, soit étendue à tout type d'évènement exogène et activable tous les ans.

La CRE considère qu'une telle évolution conduirait à diminuer le caractère incitatif des trajectoires de charges fixées pour la période de dotation 2022-2025 et conserve donc le mode de fonctionnement actuel de la clause de rendez-vous activable par Gérédis. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire pour les deux dernières années de la période (2024 et 2025) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration des niveaux de dotation pour la période 2022-2025 de Gérédis se trouve modifié d'au moins 1 %.

#### 2.1.2 Détermination du niveau de dotation prévisionnel

La CRE conserve pour la période 2022-2025 le mode de détermination actuellement en vigueur du niveau de dotation prévisionnel.

Ainsi, les niveaux de dotation sont déterminés par la CRE en comparant, pour chaque année de la période 2022-2025, le niveau prévisionnel des recettes du TURPE perçues par Gérédis 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 § 2.1.2.1 à 2.1.2.3) :

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

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

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

##### 2.1.2.1 Recettes d'acheminement

L'ensemble des consommateurs d'électricité du territoire français se voit appliquer les grilles tarifaires telles que fixées dans le TURPE HTA-BT, qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2021.

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

- de la grille tarifaire applicable au 1<sup>er</sup> 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.

### **2.1.2.2 Charges nettes d'exploitation**

Les CNE de Gérédis sont constituées des charges liées au système électrique et des CNE hors système électrique.

Les charges liées au système électrique les 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 et des impôts et taxes) déduction faite des recettes extratarifaires (principalement composées des contributions reçues au titre du raccordement et des recettes liées aux prestations annexes).

### **2.1.2.3 Charges de capital normatives**

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

- les CCN relatives au projet de compteurs évolués : elles comprennent la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés des compteurs évolués (ci-après « BAR Compteurs évolués ») ;
- les CCN hors projets de compteurs évolués : la méthode utilisée pour définir ces charges de capital est décrite ci-après ;
- la rémunération des immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs) relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB ainsi qu'aux travaux sur les postes sources en HTA, conformément aux modalités décrites au paragraphe 2.1. 3.3.

S'agissant des modalités de calcul des CCN hors compteurs évolués, la CRE a établi, depuis la décision sur les niveaux de dotation au titre du FPE 2018-2021, une méthode de calcul des charges de capital normatives s'appuyant sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF) semblable à la méthode appliquée dans le TURPE 6 HTA-BT, qu'elle adapte pour prendre en compte les comptes spécifiques de concession, les provisions pour renouvellement constituées par le gestionnaire de réseau pour assurer le renouvellement des ouvrages concédés ainsi que les subventions d'investissement. La CRE a indiqué dans sa consultation publique du 16 décembre 2021 envisager reconduire cette méthode pour la période FPE 2022-2025. Les acteurs s'y sont montrés globalement favorables. La CRE maintient donc les modalités de calcul des CCN hors compteurs évolués inchangées pour la période FPE 2022-2025. Ces dernières correspondent à la somme :

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

## **2.1.3 Rémunération des actifs et couverture des investissements**

### **2.1.3.1 Modalités de calcul des paramètres de rémunération**

La CRE reconduit, pour la période 2022-2025, la méthode retenue pour fixer les paramètres de rémunération des actifs en vigueur pour la période 2018-2021 qui s'appuie sur le MEDAF, qu'elle a adaptée pour prendre en compte les comptes spécifiques de concession ainsi que les provisions pour renouvellement constituées par le gestionnaire de réseau pour assurer le renouvellement des ouvrages concédés.

### **2.1.3.2 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés (BAR) et des capitaux propres régulés (CPR)**

#### **2.1.3.2.1 Evolution de la BAR hors projet de compteurs évolués**

La BAR hors compteurs évolués est définie comme la valeur nette comptable des immobilisations au 1<sup>er</sup> janvier de l'année (hors immobilisations compteurs évolués, immobilisations financières et immobilisations en cours).

La BAR hors compteurs évolués progresse ainsi principalement au rythme des investissements mis en service (y compris remises gratuites d'ouvrages) diminués des sorties d'actifs et des amortissements industriels (hors compteurs évolués).

#### **2.1.3.2.2 Evolution de la BAR du projet de compteurs évolués**

La BAR compteurs évolués réalisée au 1<sup>er</sup> janvier de l'année correspond à la valeur nette comptable au 1<sup>er</sup> janvier de l'année des actifs mis en service dans le cadre du projet compteurs évolués sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2027 (y compris coûts SI).

La BAR compteurs évolués progresse ainsi principalement au rythme des investissements compteurs évolués mis en service diminués des sorties d'actifs et des dotations aux amortissements compteurs évolués couvertes par le tarif.

#### **2.1.3.2.3 Evolution des CPR**

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

### **2.1.3.3 Modalités de rémunération des immobilisations en cours**

Au cours de la période 2018-2021, les immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissement engagées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) de Gérédis relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB avaient la possibilité d'être rémunérées, de façon normative, au coût nominal de la dette applicable pendant la période tarifaire. En revanche, le cadre ne prévoyait pas de rémunération des IEC dans le domaine de tension HTA-BT.

Dans sa consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a interrogé les acteurs de marché sur l'introduction d'une rémunération au coût de la dette des IEC à cycle long du domaine de tension HTA-BT.

Gérédis est favorable à l'orientation présentée en consultation publique, mais demande l'extension de la rémunération à l'ensemble des immobilisations en cours. Par ailleurs, Gérédis souhaite une rémunération plus importante que celle envisagée par la CRE, c'est-à-dire une rémunération au taux des capitaux propres régulés augmentés de la marge sur actif.

Pour la période 2022-2025, en cohérence avec les modalités retenues dans le TURPE 6 pour RTE et Enedis, la CRE retient le dispositif qu'elle avait proposé dans la consultation publique du 16 décembre 2021, à savoir une rémunération à la meilleure approximation du coût de la dette de Gérédis, c'est-à-dire le taux de rémunération supplémentaire des éventuels emprunts financiers tel que prévu au paragraphe 3.1.3.1. Le détail des immobilisations en cours concernées par ce mécanisme figure au paragraphe 3.1.3.3.

### **2.1.3.4 Traitement des actifs sortis de l'inventaire (coûts échoués, cessions d'actifs)**

#### **2.1.3.4.1 Traitement des coûts échoués**

Dans le cadre de la consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a proposé l'extension à Gérédis des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans les tarifs ATRT7<sup>11</sup>, ATRD6<sup>12</sup>, TURPE 6 HTA-BT<sup>13</sup>, TURPE 6 HTB<sup>14</sup> et la dotation versée au titre du FPE 2022-2025 à EDF SEI. Celle-ci est notamment fondée sur une incitation à maîtriser les coûts échoués récurrents ou prévisibles au travers d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle et d'un examen au cas par cas des autres coûts échoués.

<sup>11</sup> Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga - CRE

<sup>12</sup> Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de GRDF - CRE

<sup>13</sup> 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

<sup>14</sup> 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) - CRE

La majorité des répondants s'est prononcée contre les principes de couverture des coûts échoués envisagés. En particulier, Gérédis est défavorable à la mise en place d'une trajectoire incitée pour les sorties d'actifs avant la fin de leur durée de vie comptable. Il demande le maintien de la couverture 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 estime toutefois que ces charges sont pour partie prévisibles (volume moyen d'ouvrages détruits à la suite d'aléas et volume moyen de demandes de tiers de modifications d'ouvrages) et pour partie maîtrisables. Les choix d'investissements et de maintenance de Gérédis, notamment sa politique d'enfouissement du réseau menant à une part de plus en plus importante d'ouvrages insensibles aux aléas climatiques, lui permettent en outre de limiter le volume d'immobilisations démolies en cas d'aléas climatiques.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, et en cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT, TURPE 6 HTB et la dotation versée au titre du FPE pour la période 2022-2025 pour EDF SEI, la CRE retient pour la période FPE 2022-2025, le traitement des coûts échoués suivant :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle (cf. § 3.1.2) ;
- la couverture des autres coûts échoués sera examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par Gérédis. Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

#### **2.1.3.4.2 Traitement des actifs cédés**

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

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

Dans sa consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a interrogé les parties prenantes sur le traitement à appliquer aux actifs cédés. Gérédis est favorable à la proposition de la CRE, mais ne comprend pas l'asymétrie de traitement. En complément, la majorité des réponses à la consultation publique du 14 février 2019, qui a orienté les évolutions de cadre de régulation pour l'ensemble des opérateurs d'infrastructures appliquées dans le cadre des tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB mentionnés précédemment, était favorable à la proposition de la CRE de prendre en compte une partie des plus-values réalisées par l'opérateur dans le tarif, considérant que les utilisateurs de réseau ont participé au financement des actifs cédés.

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

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

#### **2.1.4 Principe du CRCP et niveau de dotation définitif**

Le niveau de dotation au titre du FPE est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de Gérédis. Un mécanisme de régularisation a posteriori, le CRCP, a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis. Ainsi, ce mécanisme permet de prémunir Gérédis 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 apuré dans le cadre de la dotation définitive au titre de l'année suivante.

Dès lors, chaque année N de la période 2023-2025, la CRE publiera avant le 31 juillet de l'année N une délibération qui définira le niveau de dotation définitif pour l'année N. Ce niveau de dotation définitif sera égal à la somme du niveau prévisionnel de la dotation au titre de l'année N et du solde du CRCP de l'année N-1.

Par ailleurs la CRE publiera avant le 31 juillet 2022 une délibération qui fixera le niveau de dotation définitif pour l'année 2022, en tenant compte du CRCP de l'année 2021, calculé selon les modalités applicables pour la période 2018-2021.

## **2.2 Régulation incitative à la maîtrise des coûts**

### **2.2.1 Régulation incitative des charges d'exploitation**

#### **2.2.1.1 Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation**

Dans la consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a proposé, conformément aux orientations de la consultation publique du 14 février 2019, 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 sont favorables ou favorable avec réserves à la proposition de la CRE. Ces acteurs considèrent que le mécanisme en vigueur permet d'inciter efficacement les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs charges d'exploitation. En revanche, un répondant se dit défavorable à la méthode envisagée par la CRE, qui pourrait conduire à prolonger sur le long terme un niveau de charge trop bas, du fait d'évènements exceptionnels sur la période de référence.

La CRE considère que la méthodologie d'analyse des charges d'exploitation prévisionnelles pour la période 2022-2025 (cf. § 3.1.2.2) permet d'identifier les effets exceptionnels qui conduiraient à une sur ou sous-couverture des charges de l'opérateur, et à les neutraliser pour établir ses trajectoires prévisionnelles. Ainsi, la CRE, reconduit pour la période 2022-2025 le cadre de régulation en vigueur, qui 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 de Gérédis.

#### **2.2.1.2 Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau de distribution**

Les pertes des réseaux de distribution d'électricité sont composées (i) de pertes techniques liées à l'effet Joule, aux pertes fer générées par les transformateurs et aux pertes capacitives dans les câbles et (ii) 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 Gérédis. Pour la période 2018-2020, le volume de pertes moyen est estimé à 123 GWh/an correspondant à un coût moyen annuel de près de 5,9 M€.

La CRE observe que Gérédis dispose de plusieurs leviers afin de réduire le volume des pertes : choix d'investissement, de topologie du réseau, etc. Par ailleurs, le déploiement des compteurs évolués 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 évolués devait permettre de réduire de 20 % le niveau des pertes non techniques subies par Gérédis.

Dans la consultation publique, la CRE avait proposé de reconduire le dispositif d'incitation sur les charges liées à la compensation des pertes de Gérédis en :

- ajustant le taux de pertes de référence sur la moyenne des taux de pertes de la période tarifaire précédente, soit 6,4 % ;
- adaptant le calcul du volume de référence pour tenir compte d'un décalage dans l'atteinte des réductions des pertes non techniques permises par le comptage évolué, en cohérence avec la modification qui a été appliquée pour Enedis pour le TURPE 6 et pour EDF SEI pour la période 2022-2025.

Ces orientations font l'objet d'avis mitigés de la part des acteurs, dont certains estiment que les leviers des opérateurs ne sont pas suffisants pour justifier une incitation des volumes de pertes. Par ailleurs, certaines réponses à la consultation publique expriment des réserves concernant les volumes de référence envisagés, qui ne tiennent notamment pas compte des augmentations de pertes associées au développement des EnR et dont les plafonds d'incitations sont jugés trop élevés.

La CRE considère que les marges de manœuvre de Gérédis pour réduire ses volumes de pertes sont effectives et justifient de poursuivre l'incitation à son niveau actuel. En particulier, les plafonds d'incitations envisagés sont cohérents avec ceux en vigueur pour Enedis.

S'agissant de l'impact de la pénétration d'EnR sur le volume de référence, celui-ci a fait l'objet d'échanges complémentaires avec Gérédis, qui a notamment fourni une estimation de ses volumes prévisionnels de pertes liés au raccordement des EnR sur son parc, fondée sur des taux de pertes théoriques calculés sur la base des données techniques de raccordement des installations EnR.

La CRE considère que la méthode proposée par Gérédis pourrait conduire à surévaluer les estimations de volumes de pertes liés aux EnR. En effet, l'application de cette méthode sur les caractéristiques passées du parc de Gérédis aboutit à un volume de pertes attribuées aux EnR de 24,5 GWh/an sur la période 2018-2020, soit 20 % en moyenne des pertes réelles de Gérédis. La CRE juge donc que la demande de Gérédis n'est pas suffisamment robuste pour être intégrée dans le calcul du volume de pertes de référence pour la période 2022-2025.

Toutefois, la CRE considère que la forte proportion d'EnR sur le territoire de Gérédis, et la dynamique haussière des raccordements, justifient de prévoir une hausse des volumes de pertes pour la période 2022-2025, dans la limite d'un taux de pertes global de 6,5 %, qui est cohérent avec les proportions retenues pour d'autres territoires, et correspond à la demande initiale de Gérédis dans son dossier de demande de dotation.

Les modalités de calcul des volumes de pertes annuels, ainsi que les trajectoires retenues par la CRE pour les pertes techniques liées au développement des EnR, et pour les pertes non techniques, en diminution grâce au déploiement des compteurs évolués, sont présentées en annexe 2.

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

Dans le cadre de la délibération TURPE 6, la CRE a mis en place un dispositif de couverture des charges d'exploitation associées à la remise en état du réseau à la suite d'aléas climatiques, en remplacement du contrat de couverture assurance tempête souscrit par Enedis qui couvrirait les charges d'exploitation de remise en état du réseau (coûts de main-d'œuvre et d'achats de travaux) en cas d'aléa climatique de forte intensité.

Ce dispositif repose depuis l'entrée en vigueur du TURPE 6 HTA-BT en 2021 sur la couverture *ex ante* de coûts d'achats de travaux et de main-d'œuvre associés aux aléas climatiques, dont le niveau peut être couvert (ou rendu) *ex post* s'il dépasse (ou n'atteint pas) un certain niveau.

Dans son dossier de demande, Gérédis a demandé une couverture au réel des charges associées aux événements climatiques exceptionnels ou, à défaut, de pouvoir bénéficier du même dispositif qu'Enedis, avec la couverture *ex ante* de 400 k€/an et la réintégration des charges susnommées au CRCP au-delà d'une fourchette de + ou - 200 k€/an.

A l'issue de la consultation publique du 16 décembre 2021, dans laquelle la CRE indiquait ne pas disposer des éléments permettant de justifier la mise en place d'un tel dispositif, Gérédis a indiqué souhaiter, *a minima*, bénéficier du même dispositif que celui envisagé pour EDM dans cette même consultation publique (à savoir une trajectoire *ex ante* nulle, avec couverture des charges d'exploitation associées aux événements climatiques exceptionnels à partir de 50 k€).

La CRE estime que les éléments de contexte avancés par Gérédis justifient d'introduire un dispositif de couverture des charges associées aux événements climatiques exceptionnels, en cohérence avec les autres GRD d'électricité. Pour autant, les modalités précises de mise en œuvre du dispositif doivent être cohérentes avec celles des autres opérateurs en termes de couverture de charges sur le fondement du réalisé, et du niveau de risque supporté.

A cet égard, la CRE retient pour Gérédis un niveau de couverture *ex ante* nul, car Gérédis a indiqué ne pas avoir supporté de charges équivalentes sur la période 2018-2020, et un plafond de 140 k€/an similaire au niveau de risque supporté par Enedis, qui dispose de conditions climatiques comparables à celles de Gérédis.

### **2.2.2 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 a introduit, pour la période 2018-2021, le suivi des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux pour Gérédis.

Dans sa consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a présenté un bilan du suivi des coûts unitaires d'investissement de Gérédis sur la période 2018-2020. La CRE proposait, au regard du nombre d'affaires limité et de montants d'investissements trop variables, de ne pas introduire une régulation incitative des coûts unitaires pour la période 2022-2025.

Par ailleurs, la CRE a indiqué ne pas souhaiter introduire de régulation incitative sur les investissements hors-réseaux de Gérédis, car les montants associés à ces investissements (immobilier tertiaire et véhicules) ne justifient pas de mettre en place un dispositif spécifique.

La grande majorité des contributeurs à la consultation publique s'est montrée favorable aux orientations présentées en consultation publique.

Par conséquent, la CRE n'introduit pas de dispositif de régulation des investissements de Gérédis pour la période 2022-2025. En revanche, la CRE demande à Gérédis de poursuivre 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  $\leq 36$  kVA ;
- branchements secs producteurs  $\leq 36$  kVA.

Par ailleurs, Gérédis poursuivra le suivi détaillé des charges d'exploitation et des charges de capital relatives aux investissements « hors réseaux ». A l'occasion de chaque mise à jour annuelle du niveau de dotation dont il bénéficie, Gérédis détaillera, notamment, les écarts sur le passé entre les dépenses d'investissement prévisionnelles et les dépenses d'investissement effectivement réalisées.

### 2.2.3 Couverture au CRCP de certains postes

La dotation versée au titre du 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 2.1.4 de la présente délibération, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, 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.

En outre, la CRE estime que ce cadre doit, dans la mesure du possible, être harmonisé entre les GRD d'électricité et en particulier avec le cadre appliqué à Enedis.

Sur ce fondement, la CRE a proposé le périmètre du CRCP à retenir pour Gérédis pour la période 2022-2025 dans sa consultation publique du 16 décembre 2021.

La majeure partie des acteurs s'étant prononcés sur le périmètre des charges et produits couverts par le CRCP proposé par la CRE dans sa consultation publique pour Gérédis émettent des réserves sur certaines modalités proposées.

Plusieurs acteurs contestent ainsi les modifications de traitement des postes relatifs aux redevances de concession (sortie du périmètre du CRCP) ainsi que les coûts échoués (cf. § 2.1.3.4.1) et demandent par ailleurs l'intégration au périmètre du CRCP des impôts et taxes.

S'agissant des redevances de concession, la CRE estime que ces charges restent prévisibles même en cas de renouvellement ou révision future. En effet, bien que le modèle utilisé par Enedis ne s'applique pas sur le territoire où Gérédis exerce son activité de distribution d'électricité, les négociations menées par Gérédis s'appuieront *a priori* sur le modèle de contrat FNCCR, et en particulier sur ses formules de calcul des redevances.

S'agissant des coûts échoués, comme indiqué au § 2.1.3.4.1, la CRE, dans sa consultation publique du 16 décembre 2021, a proposé l'extension à Gérédis des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB. La CRE, estimant que ces charges sont pour partie prévisibles et pour partie maîtrisables, modifie ainsi les modalités de couvertures tarifaires des coûts échoués.

Concernant les impôts et taxes, malgré la situation différente de Gérédis en comparaison de celle de l'opérateur national Enedis, les potentielles différences de niveau de fiscalité n'entravent pas la prévisibilité et la maîtrise raisonnable de ce poste, que la CRE maintient ainsi totalement incité.

Dans sa réponse à la consultation publique, Gérédis demande par ailleurs l'intégration au périmètre du CRCP des provisions pour risques et charges en lien avec les droits spécifiques futurs, indiquant que l'évolution de ce poste pourrait être significative. Toutefois, la CRE maintient sa position concernant la prévisibilité de ce poste, et ne le retient pas dans les charges couvertes par le CRCP, au regard de la connaissance par Gérédis de sa masse salariale notamment.

Les postes inclus au périmètre du CRCP pour la période 2022-2025, de façon inchangée par rapport à la période 2018-2021, sont les suivants :

- pour les postes de charges et assimilés :
  - les charges de capital supportées par Gérédis , prises en compte à 100 % ;
  - les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes sources de Gérédis et les charges liées au paiement du TURPE HTA-BT pour les interconnexions avec d'autres gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, prises en compte à 100% ;
  - les charges liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport ;
  - les charges liées à la compensation des pertes, prises en compte à 100 % et faisant, par ailleurs, l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* (cf. § 2.2.1.2) ;
  - les charges relatives aux impayés supportés par Gérédis correspondants au paiement du TURPE, prises en compte à 100 % ;
  - les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique en application de la délibération de la CRE n° 2018-011 du 18 janvier 2018, ainsi que les charges correspondant à la gestion de clientèle réalisée par les fournisseurs antérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2018, dans la limite des montants maximums par point de connexion susceptibles d'être pris en compte et fixés par la délibération n° 2017-239 du 26 octobre 2017, prises en compte à 100 % ;
  - les charges d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques (cf. § 2.5.1) ;
  - les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet *smart grids*), pris en compte à 100 % (cf. § 2.5.2) ;
- pour les postes de recettes et assimilés :
  - l'ensemble des 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 % ;

Par ailleurs, la CRE étend le mécanisme du CRCP aux postes suivants :

- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. § 2.1.3.4.2), à hauteur de 80 %, c'est-à-dire que Gérédis conserve 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 (les charges de capital étant intégrées à 100 % au CRCP) ;
- les charges relatives aux actions de développement de la concurrence sur le territoire de Gérédis (cf. § 2.3) ;
- les charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques, selon des modalités spécifiques (cf. § 2.2.1.3) ;

De plus, la CRE modifie 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 ne sont plus couvertes par le CRCP en cohérence avec le cadre appliqué à Enedis pour la période TURPE 6 ;
- les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités de couverture tarifaire retenues dans le tarif TURPE 6 (cf. § 2.1.3.4.1).

### **2.3 Développement de la concurrence sur le territoire de Gérédis**

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. Dans sa délibération du 10 juin 2021, la CRE a demandé aux ELD d'électricité de faire converger leurs flux et webservices sur un modèle commun à ceux d'Enedis et de développer un projet de portail commun, et ce afin de favoriser l'ouverture à la concurrence sur leurs territoires, encore largement insuffisante, notamment sur le segment résidentiel.

La CRE a proposé dans sa consultation publique du 16 décembre 2021 de mettre en place un suivi, sans incitations financières, de plusieurs indicateurs visant à développer la concurrence sur le territoire de Gérédis et relatifs :

- à l'harmonisation des flux et des webservices ;
- au changement de fournisseur.

#### Respect des délais d'implémentation des flux et webservices et portail commun

Les acteurs qui se prononcent sur l'introduction de ces indicateurs y sont favorables, cependant plusieurs soulignent la nécessité de préciser le délai dans lequel doivent s'implémenter les flux et webservices communs validés en GT ELD GRD Fournisseurs. Ce groupe de travail réunit les fournisseurs et les ELD électricité dans un but d'harmonisation de flux et de webservices entre les GRD et arrête, de manière concertée, une liste de flux et webservices nécessaires aux fournisseurs et fixe des délais aux GRD pour implémenter ces flux.

La CRE introduit donc pour la période 2022-2025 les indicateurs proposés en consultation publique relatifs à l'harmonisation des flux et des webservices (ces derniers sont détaillés en annexe 3) et précise que les flux et webservices communs validés en GT ELD GRD fournisseurs doivent être implémentés par Gérédis dans un délai maximal de 6 mois après leur mise à disposition par l'éditeur.

Gérédis, dans sa réponse à la consultation publique du 16 décembre 2021, a demandé que sa trajectoire de charges nettes d'exploitation soit complétée par les nouvelles charges d'exploitation associées à la mise en œuvre de ce portail.

La CRE a reçu fin décembre 2021, conformément à sa demande formulée dans sa délibération du 10 juin 2021, une proposition de solution technique, de planning et de budget de développement pour la mise en œuvre d'un portail commun aux GRD d'électricité, et elle poursuit les travaux avec les opérateurs concernés.

Dans la mesure où le mécanisme de financement global de ce portail n'a pas été arrêté et que le portail n'a d'intérêt que si les évolutions des GRD concernés sont conjointes, la CRE ne retient pas à date la demande de prise en compte dans la trajectoire, mais elle étend pour Gérédis le mécanisme du CRCP aux charges incitées relatives aux actions de développement de la concurrence sur le territoire des ELD (cf. § 2.2.3).

#### Introduction d'un indicateur sur le taux de changement de fournisseur réalisé dans les délais

Par ailleurs, la CRE introduit un indicateur non incité sur le taux de changement de fournisseur réalisé dans les délais pour Gérédis, en cohérence avec l'objectif de développer la concurrence sur le territoire où Gérédis exerce son activité de distribution d'électricité. Le calcul de cet indicateur est détaillé en annexe 3.

## **2.4 Régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation**

### **2.4.1 Régulation incitative de la qualité de service**

#### **2.4.1.1 Rappel et bilan du dispositif de la régulation incitative sur la période 2018-2020**

Pour la période 2018-2021, la qualité de service de Gérédis est pilotée au moyen de 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).

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance de Gérédis, 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 Gérédis, mais sans faire l'objet d'une 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.

Sur la période 2018-2020, le niveau de performance de 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 et en amélioration tout au long de la période s'agissant du taux de réclamations ayant reçu une réponse dans les 15 jours calendaires par 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) sur le domaine de tension BT ≤ 36 kVA.

		Performance moyenne (2018-2020)	Objectif 2021
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires		93,30%	93%
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA		99,10%	99%
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 Gérédis, sur la période 2018-2020, de bénéficier d'un bonus global de 92,3 k€.

Toutefois, malgré cette bonne performance globale, les derniers résultats montrent que la performance de Gérédis se dégrade en ce qui concerne le respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements sur les segments BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA (performance de 87 % sur l'année 2020 contre 97 % en 2018 pour un objectif de 90%).

#### 2.4.1.2 Adaptation du dispositif 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 de 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.

A ce titre, la CRE a proposé dans la consultation publique du 16 décembre 2021 de reconduire la régulation incitative de la qualité de service en l'adaptant sur la base du retour d'expérience, des besoins des utilisateurs du réseau ainsi qu'en cohérence avec le cadre appliqué pour Enedis sur la période TURPE 6.

Ainsi, la CRE a proposé, dans sa consultation publique, pour la période 2022-2025 :

- **s'agissant de la qualité du relevé** : de maintenir, pour l'ensemble de la période, le niveau d'objectif fixé en 2021 (soit un objectif de 99 %) ;
- **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 avec un unique objectif cible de 94 % sur l'ensemble de la période ;
- **s'agissant du raccordement** :
  - o de remplacer, 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 ≤ 36 kVA, par une incitation basée sur le délai moyen de réalisation des raccordements ;
  - o 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 ;
  - o 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 ≤ 36 kVA, BT > 36 kVA, collectifs BT et HTA).

Concernant l'évolution proposée relative à la qualité du relevé, celle-ci n'a pas fait l'objet d'opposition de la part des acteurs. En conséquence, la CRE retient l'évolution envisagée dans la consultation pour cet indicateur.

S'agissant de l'évolution relative au traitement des réclamations, Gérédis estime dans sa contribution que le niveau de la trajectoire d'objectifs est trop élevé au regard de la performance moyenne observée sur la période 2018-2021. Les données supplémentaires fournies par Gérédis (notamment le résultat de 92,3 % sur l'année 2021) justifient une adaptation de la trajectoire d'objectifs. Ainsi, la CRE adapte la trajectoire d'objectifs de cet indicateur en début de période mais conserve un objectif cible de 94 % en fin de période.

S'agissant des indicateurs relatifs au raccordement, Gérédis conteste certaines modalités des indicateurs, à savoir :

- le niveau des objectifs de l'indicateur relatif au respect de l'envoi de la proposition de raccordement ;
- le périmètre et le niveau d'incitation de l'indicateur relatif au délai moyen de réalisation, en particulier la prise en compte des branchements avec extension.

La CRE estime que les niveaux d'objectifs sont en ligne avec les résultats observés sur la période passée et sont cohérents avec les ressources qui seront engagées par Gérédis dans ce domaine. Par ailleurs, la CRE estime la prise en compte des branchements avec extension dans le périmètre de l'indicateur portant sur le délai moyen de réalisation des affaires de raccordement en soutirage BT ≤ 36 kVA est pertinent dans la mesure où les volumes et les répartitions de ces types d'affaires sont stables depuis 2018.

Par conséquent, la CRE retient les évolutions envisagées dans la consultation publique s'agissant des indicateurs relatifs au délai d'envoi de la proposition de raccordement ainsi qu'au délai de réalisation des opérations de raccordement.

Les indicateurs de qualité de service retenus pour la période 2022-2025 ainsi que les incitations financières associées sont détaillés dans l'annexe 3 de la présente délibération.

**2.4.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation**

**2.4.2.1 Durée et fréquence moyennes annuelles de coupure**

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

- mécanisme de 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. Cette demande a été réitérée par la CRE dans le cadre de la délibération 2018-163 du 19 juillet 2018.

Dans sa consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a noté 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) mais qu'elle ne disposait 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). La CRE a ainsi proposé la mise en œuvre d'incitations financières sur les critères B et M, avec un objectif de référence égal à la moyenne des résultats 2018-2020.

Si aucune réponse à la consultation publique n'est complètement défavorable à la mise en œuvre d'une incitation financière sur ces deux indicateurs, plusieurs acteurs ont fait remonter le fait que le calcul de l'objectif ne devrait être basé que sur les années 2018 et 2019 au vu de l'impact de la crise sanitaire sur les résultats pour l'année 2020.

Au vu de ces éléments, la CRE introduit effectivement une incitation financière sur les critères B et M pour Gérédis sur la période 2022-2025. Cependant, afin de fixer le niveau d'objectif le plus représentatif pour Gérédis et au regard de la nouveauté de l'incitation financière pour ces deux indicateurs, la CRE retire l'année 2020 du calcul de l'objectif et fixe ainsi les valeurs suivantes pour la période à venir :

	Critère B	Critère M
Valeur de référence envisagée pour la période 2022-2025	<b>57,5 minutes/an</b>	<b>24,0 minutes/an</b>

Concernant les montants d'incitations financières de Gérédis sur ces deux indicateurs pour la période à venir, la CRE maintient sa proposition malgré l'opposition d'un acteur trouvant ce montant trop élevé au regard des CNE de Gérédis, considérant que la fixation de l'incitation doit se faire en fonction du nombre de clients de Gérédis.

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



Afin de limiter le risque financier pour Gérédis lié à la mise en place des deux incitations susmentionnées, la CRE introduit un plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur à  $\pm$  120 k€ par an.

La CRE n'introduit pas d'incitation financière sur les critères F-BT et F-HTA, considérant qu'elle ne dispose pas d'un historique assez profond.

#### **2.4.2.2 Indemnités pour coupures longues**

Le mécanisme d'indemnités pour 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 d'électricité.

Dans le cadre d'une coupure d'un utilisateur de plus de cinq heures, le TURPE 5 HTA-BT prévoyait notamment 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 :

- pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA l'indemnité est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure ;
- pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, l'indemnité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure ;
- pour les consommateurs raccordés en HTA, l'indemnité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure.

Le versement de cette indemnité ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité de Gérédis, en tant que gestionnaire de réseaux publics, selon les voies de droit commun.

Ce mécanisme a été reconduit dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT et la CRE a proposé pour Gérédis dans sa consultation publique du 16 décembre 2021 de le maintenir tel qu'il a été défini dans ce cadre, en faisant évoluer les niveaux de couverture par le CRCP associés à ce mécanisme.

Plusieurs acteurs ayant répondu à la consultation publique ont indiqué que l'année de référence proposée par la CRE pour fixer la trajectoire des pénalités pour coupures longues versées directement par Gérédis n'était pas représentative.

Par souci de cohérence avec le niveau d'exigence imposé à Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT et avec EDF SEI pour la période 2022-2025, la CRE décide d'accorder une marge de manœuvre à Gérédis par rapport à son meilleur niveau réalisé observé.

Ainsi, la trajectoire des pénalités pour coupures longues versées directement par Gérédis aux utilisateurs sur la période 2022-2025 est fixée à 36 k€/an. 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 sera quant à lui fixé à 216 k€.

Comme envisagé au stade de la consultation publique, 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€.

### **2.5 Régulation incitative de la R&D et de l'innovation**

#### **2.5.1 Régulation de la R&D**

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

Dans sa consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE notait que Gérédis avait sollicité 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 rappelait alors son attachement à l'importance du développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique, elle considérait alors la demande de Gérédis comme pas assez motivée et avait proposé de ne pas mettre en place de trajectoire de R&D incitée pour Gérédis sur la période 2022-2025.

Dans le cadre de sa réponse à la consultation publique, Gérédis a fourni un nombre important d'éléments qualitatifs pour justifier sa demande. A l'aune de ces éléments, la CRE revoit la position énoncée dans la consultation publique du 16 décembre 2021 et met en place un mécanisme de régulation incitative de la R&D pour Gérédis, assorti de la publication d'un rapport public bisannuel faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D.

Néanmoins, la CRE considère que les travaux doivent se poursuivre afin d'accompagner Enedis et les ELD dans une démarche de mutualisation de leurs programmes de R&D, lorsque cela est pertinent et opérationnellement réalisable. Les dépenses ainsi évitées seraient restituées aux consommateurs en fin de période de dotation FPE via le CRCP.

Les montants retenus sont présentés au paragraphe 3.1.2.2.2.

### 2.5.2 Projets de réseaux électriques intelligents

La délibération 2018-163 du 19 juillet 2018 a introduit un mécanisme permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, qui pouvait aller au-delà des projets déjà identifiés. Celui-ci permettait à 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. Gérédis n'a 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 a donc proposé de prolonger ce mécanisme pour la période 2022-2025 avec les mêmes modalités d'application que pour la période précédente. La proposition a été reçue favorablement par les acteurs ayant répondu à la consultation publique. La CRE décide de retenir cette proposition.

### 2.5.3 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 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 2019<sup>15</sup> et d'octobre 2020<sup>16</sup>, 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.

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.

Dans sa consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a proposé de mettre en place ce même mécanisme pour Gérédis. Bien que plusieurs acteurs se soient prononcés en défaveur du dispositif, le jugeant asymétrique, la CRE, par souci de cohérence avec les dispositions retenues pour les autres gestionnaires de réseaux, met en place ce mécanisme pour 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 sera pas figée en début de période tarifaire et pourra être alimentée pendant toute la période en cohérence avec des évolutions législatives et réglementaires, les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché. Les actions prioritaires pourraient porter, notamment, sur la définition d'une stratégie d'intégration de la mobilité électrique dans les systèmes électriques insulaires exploitant au mieux la flexibilité offerte par les batteries des véhicules électriques et les capacités des compteurs communicants ;

<sup>15</sup> 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>)

<sup>16</sup> 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)

- 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 Gérédis et les acteurs de marché lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- le versement de pénalités en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux ou au bon fonctionnement du marché. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants sont les suivants :
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 500 €/mois de retard 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 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 les mois au-delà du 12ème mois ;
  - le montant global de l'ensemble des pénalités versées par Gérédis est plafonné à 50 k€ par an.

Aucune action n'est intégrée dès la mise en place de ce mécanisme pour la période à venir. Des actions pourront être intégrées au mécanisme en cours de période en suivant le processus décrit précédemment.

### **3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET NIVEAUX DE DOTATIONS AU TITRE DU FPE**

#### **3.1 Niveau des charges à couvrir**

##### **3.1.1 Demande de dotation de Gérédis**

Gérédis a transmis à la CRE sa demande de dotation au titre du FPE pour la période 2022-2025 le 2 juillet 2021. Cette demande a été complétée au début de l'année 2022 par des charges d'exploitation additionnelles que l'opérateur n'avait pas identifiées dans son dossier. Gérédis a formulé sa demande de dotation en suivant les hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE :

<i>En %</i>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
Inflation	0,60 %	1,00 %	1,20 %	1,50 %	1,50 %

La prise en compte des éléments contenus dans la demande finale de Gérédis conduirait à un niveau de dotation moyen de 20,8 M€ pour la période 2022-2025, en hausse de 20,9 % par rapport à la période précédente.

Gérédis demande des charges à hauteur de 98,2 M€ par an en moyenne sur la période 2022-2025, en hausse de 13,4 % 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 16,8 % en moyenne par rapport au réalisé 2018-2020, portées notamment par le démarrage du projet de comptage évolué de Gérédis, et par une hausse des investissements pour le raccordement d'installations de production d'EnR ;
- les charges d'exploitation (hors système électrique), en hausse de 28,2 % par rapport au réalisé 2018-2020, portées notamment par une hausse des charges d'entretien et de maintenance, des charges de personnel et une hausse prévisionnelle des redevances de concessions, ainsi que par l'apparition de charges associées au déploiement du projet de comptage évolué de Gérédis ;
- les charges liées au système électrique, en baisse de 10,9 % en moyenne par rapport au réalisé 2018-2020, du fait du déracordement d'un gros consommateur, qui induit une baisse des montants facturés par RTE à Gérédis.

##### **3.1.2 Charges d'exploitation**

###### **3.1.2.1 Démarche retenue par la CRE et trajectoire d'inflation**

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, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains dans la durée.

Pour ces raisons, la CRE a demandé à Gérédis de présenter sa demande 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).

La CRE a sollicité le cabinet Paris Infrastructure Advisory (PIA) pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation de Gérédis. Les travaux se sont déroulés entre juin et novembre 2021. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande initiale de Gérédis, a été publié au stade de la consultation publique.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation de Gérédis constatés lors de la période FPE 2018-2021. Il analyse également en détail les éléments prévisionnels présentés par Gérédis 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 efficace des charges d'exploitation à prendre en compte pour la dotation de la prochaine période.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec Gérédis au mois d'octobre 2021. Gérédis a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux de l'auditeur.

Dans sa consultation publique, la CRE avait considéré une fourchette avec comme « borne haute » la trajectoire de charges d'exploitation issue de la demande de Gérédis, et comme « borne basse » la trajectoire intégrant les ajustements recommandés par le consultant, ainsi que les ajustements complémentaires réalisés par la CRE.

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre Gérédis et la CRE sur un certain nombre de postes des charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de ces échanges avec Gérédis et de ses propres analyses.

Les analyses de l'auditeur et de la CRE ont porté sur le dossier de demande transmis par Gérédis. Toutefois, comme elle l'avait indiqué dans sa consultation publique, la CRE a ajusté l'hypothèse d'inflation pour les années 2020 et 2021 sur la base du projet de loi de Finances pour l'année 2021, et sur la base des dernières prévisions du FMI pour les années 2022, 2024 et 2025. En cohérence avec la méthodologie appliquée pour EDF SEI, l'ensemble des trajectoires présentées ci-après sont corrigées de cette nouvelle trajectoire d'inflation :

Inflation prévisionnelle retenue dans la délibération	2021	2022	2023	2024	2025
	2,00%	1,60%	1,20%	1,30%	1,20%

### 3.1.2.2 Charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique

#### 3.1.2.2.1 Demande de Gérédis

La demande mise à jour de Gérédis, qui inclut les charges supplémentaires identifiées par l'opérateur en janvier 2022, a été corrigée de l'inflation et s'élève à 33,1 M€/an en moyenne. Les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique augmenteraient en 2022 de + 4,1 M€, soit + 14,9 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 2,3 % en moyenne par an.

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

En M€ courants	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025
CNE hors charges liées au système électrique	27,4	31,5	32,8	33,4	34,6
<i>Evolution</i>		14,9%	4,0%	2,0%	3,4%

Les principaux postes expliquant la marche 2019-2022 dans la demande de Gérédis sont les suivants :

- les charges d'entretien et maintenance, en hausse de 18,0 %, soit 622 k€, portées notamment par une volonté d'évolution des pratiques en matière d'entretien du réseau ;
- les rémunérations du personnel en hausse de 6,2 %, soit 511 k€, portées notamment par l'augmentation des effectifs ;
- 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 13,0 %, soit 494 k€, en raison de l'évolution de la Base d'Actifs Régulés et des volumes distribués.

#### 3.1.2.2.2 Analyse de la CRE

La demande de Gérédis a fait l'objet d'une analyse par l'auditeur PIA, mandaté par la CRE. Les travaux d'audit se sont déroulés entre juin et novembre 2021. L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier tarifaire initial transmis par Gérédis le 25 juin 2021.

A l'issue de cette analyse, les ajustements préconisés par l'auditeur ont porté principalement sur les rubriques *Achats et services externes* (24,5 % du total des ajustements proposés par l'auditeur), *Autres produits* (24,1 %), *Charges de personnel* (16,5 %) et *Autres charges* (9,3 %).

Cette analyse a conduit la CRE à proposer au stade de la consultation publique une borne basse de charges nettes d'exploitation qui intégrait les ajustements suivants :

M€Courants	2022	2023	2024	2025
Ajustements envisagés au stade de la consultation publique <sup>17</sup>	-3,3	-3,5	-3,2	-3,3

Dans le cadre de la consultation publique, aucun acteur ne s'est prononcé sur le niveau prévisionnel des charges d'exploitation de Gérédis pour la période 2022-2025, et sur les ajustements envisagés, à l'exception de l'opérateur lui-même. En particulier, Gérédis a notamment exprimé des réserves concernant le niveau de couverture des charges liées à la maintenance et l'entretien du réseau (*Achat et services externes*), des charges de personnel, des dépenses de R&D et du niveau des redevances de concession (*Autres charges*).

Par ailleurs, Gérédis signale une incompréhension avec l'auditeur sur l'application d'une marge commerciale sur les travaux liés à la délégation de service public de la distribution d'électricité réalisée par Gérédis et sous la maîtrise d'ouvrage de son autorité concédante (Syndicat d'énergie des Deux-Sèvres - SIEDS), qui conduit à augmenter de 594 k€/an le niveau des recettes perçues par Gérédis.

La CRE, dans le cadre des travaux réalisés depuis la consultation publique du 16 décembre 2021, et au vu des éléments complémentaires fournis par Gérédis, a procédé à une modification de la trajectoire envisagée au stade de la consultation publique pour annuler l'ajustement susmentionné. En effet, Gérédis a fourni des éléments (en particulier le cahier des charges de concession conclu avec le SIEDS) justifiant une incompatibilité avec l'application d'une telle marge. De même la CRE retient la demande initiale sur les redevances de concession de Gérédis, qui est cohérente avec les précisions fournies par l'opérateur sur les actifs entrant dans le calcul de ses redevances.

Les principaux ajustements résiduels retenus par la CRE par rapport à la demande de Gérédis sont présentés ci-après.

**Entretien et maintenance**

La demande de Gérédis pour le poste entretien et maintenance s'élève à 4,2 M€/an en moyenne sur la période 2022-2025, afin de couvrir principalement les dépenses du programme d'amélioration des terres<sup>18</sup>, de maintenance informatique et la mise en place d'un programme de surveillance par hélicoptère (LIDAR) des lignes aériennes, afin d'anticiper et de prévenir les éventuels dommages au réseau.

Les ajustements réalisés par l'auditeur sur ces trois sous-catégories de dépenses ont été motivés par un manque de justification, d'une part, des hypothèses de coûts retenues par Gérédis pour construire sa demande et, d'autre part, de la pertinence d'engager ou d'accroître certaines dépenses, notamment en termes de maintenance informatique et de surveillance aérienne du réseau.

Après analyse des éléments complémentaires fournis par l'opérateur, la CRE considère que :

- L'année de référence retenue par l'auditeur pour fixer la trajectoire prévisionnelle d'amélioration des terres (2018) est plus pertinente que celle proposée par Gérédis (2021), qui pourrait inclure un effet rattrapage des opérations non réalisées en 2020 ;
- la plupart des dépenses de maintenance informatique demandées par Gérédis ont été justifiées sur la base de devis ou de bons de commande, et doivent être couvertes aux niveaux justifiés ;
- Gérédis n'a pas fait la preuve que le projet de surveillance des lignes aériennes est correctement dimensionné, et associé à des objectifs de réduction d'autres charges existantes, en termes d'élagage par exemple. Par ailleurs, la CRE constate que l'ajustement résiduel au titre de cette ligne de coût reste modéré (- 46 k€/an en moyenne), et doit être conservé afin d'inciter l'opérateur à dégager les économies en droit d'être attendues d'un tel projet.

Par conséquent, la CRE conserve une partie des ajustements envisagés au stade de la consultation publique. Cela amène à une trajectoire d'entretien et maintenance de 4,0 M€/an en moyenne sur la période 2022-2025, soit une baisse de - 0,2 M€ par rapport à la demande de Gérédis.

**Recherche et développement**

La demande de Gérédis inclut des dépenses de R&D qui s'élèvent à 0,6 M€/an pour la période 2022-2025, en très forte hausse par rapport au niveau réalisé jusque-là.

Au stade de la consultation publique, la CRE a estimé que les éléments fournis par Gérédis ne permettaient pas de s'assurer de la pertinence de sa démarche de R&D, et du dimensionnement correct des dépenses associées. Par conséquent, cette demande avait été intégralement ajustée.

<sup>17</sup> Ajustements réalisés sur la base de la demande initiale de Gérédis.

<sup>18</sup> Programme visant l'installation de dispositifs permettant de faciliter la diffusion du courant électrique.



A l'issue de la consultation publique, Gérédis a fourni à la CRE une description étayée, mais essentiellement qualitative, des problématiques de recherche envisagées pour la période 2022-2025, et de l'organisation envisagée pour mener à bien son programme de R&D.

Après analyse des éléments fournis par Gérédis, la CRE considère que les thématiques de recherche identifiées à ce stade sont pertinentes, et que Gérédis doit disposer des moyens lui permettant de mener une démarche de recherche ambitieuse.

Néanmoins, la CRE observe que le niveau de dépense présenté par Gérédis, rapporté au nombre de ses clients, présente un niveau 2 à 3 fois supérieur à celui observé pour Enedis, sans que les caractéristiques de ses activités et de son territoire ne justifient une telle divergence. Par conséquent, la CRE estime que les dépenses unitaires de R&D de Gérédis ne peuvent pas être plus de 25 % supérieures à celles d'Enedis, et retient pour la période 2022-2025 un ajustement de 0,3 M€/an de la demande de Gérédis.

**Charges de personnel**

La demande de Gérédis présente des charges de personnel en hausse, qui s'élèvent en moyenne à 15,6 M€/an sur la période 2022-2025, principalement portée par une évolution des rémunérations unitaires des agents de Gérédis.

L'essentiel des ajustements réalisés par l'auditeur sur les charges de personnel a porté notamment sur les hypothèses de construction de la trajectoire de rémunération, les volumes d'ETP, en particulier ceux attribués au suivi du projet de comptage évolué de Gérédis ainsi que les charges liées aux dépenses d'intéressement et de participation.

A l'occasion des échanges complémentaires qui ont suivi la consultation publique, Gérédis a indiqué que les ETP dédiés au suivi du projet de comptage évolué étaient bien compris dans le modèle d'affaires initial validé par la CRE mais pas inclus dans la trajectoire de charge d'exploitation car attribués aux investissements du projet. Ainsi, la CRE retient la demande de Gérédis s'agissant de ces ressources liées au projet de comptage évolué, soit 207 k€/an, en cohérence avec la comptabilisation de ces charges de personnel dans la production immobilisée au stade de la consultation publique.

S'agissant des hypothèses de construction de la trajectoire de rémunération, l'opérateur ne revient pas sur l'ajustement réalisé par l'auditeur, soit un ajustement de 96 k€/an.

Concernant les ajustements portant sur les primes d'intéressement et participations, les éléments fournis par l'opérateur à la suite de la consultation publique (notamment la référence à une formule légale de calcul) permettent de réduire en partie l'ajustement proposé par l'auditeur. Ainsi, la CRE retient un ajustement sur ce poste de 37 k€/an.

**3.1.2.2.3 Synthèse des ajustements sur la demande de Gérédis**

Dans le tableau suivant, la CRE présente les ajustements retenus sur les charges d'exploitation, hors charges liées au système électrique, de Gérédis pour la période FPE 2022-2025.

M€Courants	2022	2023	2024	2025
Ajustements retenus pour la période 2022-2025	1,4	1,6	1,3	1,6

**3.1.2.3 Charges liées au système électrique**

**3.1.2.3.1 Demande de Gérédis**

Les charges liées au système électrique 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). Gérédis a présenté une demande de 18,9 M€/an en moyenne. Les prévisions de charges liées au système électrique présentées par Gérédis dans sa demande de dotation pour la période FPE 2022-2025 sont présentées dans le tableau ci-après :

M€Courants	2019 Réalisé	2022	2023	2024	2025
Charges liées au système électrique	21,3	20,4	18,7	18,3	18,3
<i>Evolution</i>		-4,4%	-8,3%	-2,0%	0,1%



La demande de Gérédis conduirait à une baisse des charges liées au système électrique en 2022 de - 0,9 M€, soit - 4,4 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges diminueraient ensuite sur la période 2022-2025 de 2,6 % en moyenne par an. Les hypothèses expliquant l'augmentation du poste d'achat des pertes sont illustrées dans le tableau ci-dessous :

M€Courants	2019 Réalisé	2022	2023	2024	2025
Volume pertes GWh	123,7	126,5	119,4	120,7	121,5
Prix pertes en M€	5,9	6,4	6,1	6,1	6,1
Coût unitaire en €/MWh	47,6	50,7	50,7	50,6	50,5

La CRE souligne que, malgré sa demande d'intégration d'un terme spécifique relatif aux pertes EnR pour la régulation incitative des pertes (cf. § 2.2.1.2), Gérédis n'a pas revu ses prévisions de volumes de pertes depuis sa demande initiale.

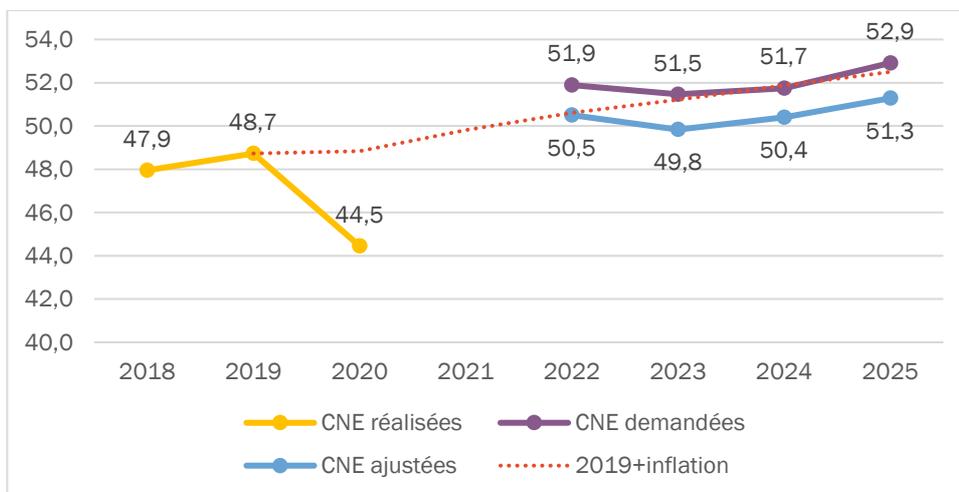
**3.1.2.3.2 Analyse de la CRE**

Les charges liées au système électrique se composent pour Gérédis de trois types de charges, couvertes au réel via le CRCP, mais soumises à une régulation incitative relative au volume de pertes.

La CRE retient la trajectoire de pertes prévisionnelle de Gérédis pour la période 2022-2025, qui n'a pas varié depuis sa demande initiale et reste donc cohérente avec le taux de pertes de référence retenu dans le cadre du dispositif de régulation incitative des pertes (cf. § 2.2.1.2).

**3.1.2.4 Synthèse**

Au global, ces analyses amènent la CRE à retenir la trajectoire suivante pour la période 2022-2025. Elle représente une évolution 2019-2022 de + 3,6 % et une évolution annuelle moyenne de + 0,4 % sur la période 2022-2025).



La trajectoire prévisionnelle totale de charges nettes d'exploitation retenue par la CRE pour les niveaux de dotation de la période 2022-2025 permet notamment :

- l'accroissement significatif des dépenses de R&D de Gérédis par rapport à la période 2018-2020, afin d'accompagner l'opérateur dans la mise en œuvre d'un programme de R&D ambitieux et réaliste ;
- de couvrir l'ensemble des dépenses d'achats et de personnel associées au programme de déploiement d'un système de comptage évolué sur le territoire sur lequel Gérédis exerce son activité de distribution d'électricité.

**3.1.3 Calcul des charges de capital normatives**

**3.1.3.1 Paramètres de rémunération**

Les principes de calcul des charges de capital de Gérédis (notamment la méthodologie de détermination des différents paramètres de rémunération) appliqués pour la période 2018-2021 sont reconduits pour la prochaine période tarifaire (cf. § 2.1.2.3). Toutefois, la CRE modifie le niveau des paramètres de rémunération, en cohérence notamment avec l'évolution de certains paramètres de marché et de l'impôt sur les sociétés.



**3.1.3.1.1 Demande de Gérédis**

Gérédis demande une marge sur actif de 2,52 % (nominal, avant impôts), en légère hausse par rapport à la dotation FPE 2018-2021 (2,50%), sur la base d'un bêta des actifs de 0,36 contre 0,345 dans la dotation FPE 2018-2021 et d'un taux d'IS de 25,76%, un taux de rémunération supplémentaire des capitaux propres régulés de 2,29 %, en baisse par rapport à celui en vigueur dans la dotation FPE 2018-2021 (3,9%), en répercussion notamment de la diminution du taux sans risque (1,7% contre 2,7% sur la période précédente) et un taux de rémunération supplémentaire des emprunts financiers de 1,70 % en baisse par rapport à celui de la dotation FPE 2018-2021 (2,7 %).

Gérédis demande aussi, un taux de rémunération des compteurs évolués de 6.2%, à la suite de la délibération n° 2019-241 du 14 novembre 2019.

**3.1.3.1.2 Analyse de la CRE**

La CRE a examiné les différents paramètres intervenant dans le calcul de la marge sur actif, du taux de rémunération des capitaux propres régulés et du taux de rémunération des emprunts financiers. Dans sa consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a publié un taux de marge sur actif envisagé de 2,50 % (nominal, avant impôts), un taux de rémunération des capitaux propres régulés envisagé de 2,3 % (nominal, avant impôts) et un taux de rémunération des emprunts financiers envisagé de 1,70 % (nominal, avant impôts) comme il est appliqué dans la délibération relative au TURPE 6 HTA-BT.

Parmi les réponses à la consultation publique, un acteur juge que le bêta envisagé par la CRE reste trop faible, tandis que Gérédis est favorable à la méthode de rémunération envisagée.

La CRE a aussi examiné les autres paramètres intervenant dans le calcul des niveaux de dotation au titre du FPE pour la période FPE 2022-2025. Dans sa consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a publié un taux de rémunération des IEC du domaine HTB de 2,40% (en cohérence avec le taux de rémunération appliqué dans le TURPE 6 HTB) et, un taux de rémunération relatif au programme de déploiement des compteurs évolués de 6,49 %.

Dans sa réponse à la consultation publique, Gérédis se dit favorable à la proposition de la CRE sur le taux de rémunération appliqué aux compteurs évolués.

Enfin, en application de la délibération n° 2019-241 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de Gérédis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVa du 14 novembre 2019, la CRE applique les nouveaux paramètres en vigueur permettant de calculer au plus juste la rémunération des compteurs évolués<sup>19</sup>.

Dans la présente délibération, la CRE retient ainsi une marge sur actif de 2,5 %, un taux supplémentaire de rémunération des capitaux propres régulés de 2,3 %, un taux supplémentaire de rémunération des emprunts financiers de 1,7 % et un taux de rémunération des compteurs évolués de 6,49%.

Paramètres du calcul des charges de capital	Dotation FPE 18-21	Dotation FPE 22-25	Mode de calcul
Taux sans risque (nominal)	2,70%	1,70%	A
Bêta de l'actif	0,34	0,36	B
Prime de risque de marché	5,00%	5,20%	C
Taux d'imposition	30,69%	25,83%	D
Déductibilité fiscale des charges financières	100%	100%	E
Marge sur actif	2,50%	2,50%	(BxC)/(1-D)
Taux supplémentaire de rémunération des capitaux propres régulés	3,90%	2,30%	A/(1-D)
Taux supplémentaire de rémunération des emprunts financiers (hors compteurs évolués)	2,7%	1,70%	Ax(1-E x D)/(1-D)
Taux supplémentaire de rémunération des compteurs évolués	7,5%	6,49%	

<sup>19</sup> Ces paramètres n'avaient pas été correctement mis à jour dans la demande de CCN de Gérédis.



Par rapport aux valeurs retenues pour la période 2018-2021, les principales évolutions portent sur les points suivants :

- Le taux sans risque retenu s'établit à 1,7 %. Il est en retrait de 100 points de base par rapport à celui retenu pour la période 2018-2021 (2,7 %). Cette baisse est expliquée par la baisse significative et durable des taux d'intérêt. La CRE appuie sa décision relative à la valeur du taux sans risque sur l'observation des rendements des obligations de l'Etat français (« OAT »), considérés comme les placements les moins risqués, pour des OAT de maturité 15 ans sur une période de 10 ans. Par rapport à la période 2018-2021, la maturité des obligations considérées a été portée de 10 ans à 15 ans. Cet allongement de la maturité vise à refléter au mieux les conditions de financement d'opérateurs comparables.
- Le bêta de l'actif est fixé à 0,36 %, en légère augmentation par rapport au niveau retenu pour la période précédente (0,34 %). Compte tenu par ailleurs de la rémunération spécifique du projet compteurs évolués, le bêta retenu par la CRE est comparable à ceux retenus en moyenne en Europe.
- Par ailleurs, la CRE prend en compte les évolutions prévues par le projet de loi de finances pour 2021 qui confirme la baisse prévue du taux normal d'imposition sur les sociétés de manière progressive jusqu'en 2022 où le taux normal d'imposition sur les sociétés de 25,0 % s'appliquera uniformément à l'ensemble des sociétés. La CRE retient donc, pour la période 2022-2025, un taux d'impôt sur les sociétés de 25,83 %, construit comme la moyenne des taux d'imposition sur les sociétés applicables à Gérédis sur la période 2022-2025 ainsi qu'à l'intégration du taux de la contribution sociale sur les bénéficiaires (CSB) de 3,3%.

Ainsi, les investissements financés par des capitaux propres de Gérédis sont rémunérés à un taux de 4,8 %. Cette rémunération s'applique pendant la période 2022-2025, aussi bien pour les investissements réalisés au cours de cette période que pour ceux réalisés au cours des périodes tarifaires passées, dès lors que le financement est assuré par des capitaux propres de Gérédis.

### 3.1.3.2 Investissements

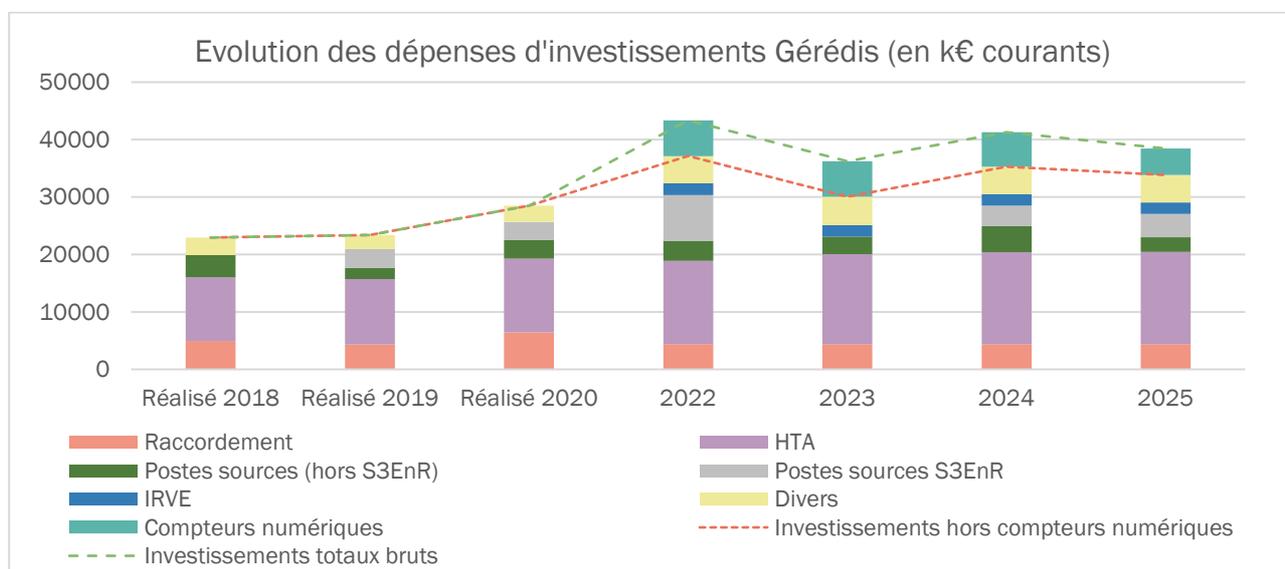
La trajectoire de dépenses d'investissement prévue par Gérédis pour la prochaine période est marquée par :

- une stratégie d'investissements hors compteurs évolués reposant sur deux axes : (i) accompagner la transition énergétique, (ii) développer et moderniser le réseau. En particulier, Gérédis prévoit :
  - une hausse significative (+13%) des investissements sur les postes sources hors S3EnR pour un montant moyen de 3,4 M€ par an ainsi qu'une hausse significative (+32%) des investissements associés au domaine HTA pour un montant moyen de 15,6 M€ par an ;
  - une hausse des investissements relatifs aux besoins liés à la transition énergétique, dont la réalisation des postes sources schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) (3,9 M€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 2,2 M€ sur la période précédente, soit + 80%) avec notamment l'approbation du S3REnR Nouvelle-Aquitaine en 2021 ;
  - une hausse significative des investissements dits « divers » (+74%) avec la réévaluation de l'enveloppe de basse-tension qui a été sous-estimée dans la précédente période FPE et un accroissement de la demande de déplacement des ouvrages en zones urbaines ;
  - l'intégration des investissements relatifs au déploiement d'infrastructure de charge pour véhicule électrique (2 M€ par an alors que ces investissements étaient inexistantes sur la période précédente)
- L'intégration des investissements liés au début du déploiement des compteurs numériques sur le réseau pour un montant moyen de 5,8 M€ par an. Conformément au calendrier de la délibération n° 2019-241, le déploiement des compteurs est prévu sur la période 2021-2027.

Au global, Gérédis présente une trajectoire de dépenses d'investissement en hausse sur la période à venir, avec des dépenses moyennes annuelles de 39,8 M€ par an, alors qu'elles étaient en moyenne de 24,9 M€ par an au cours de la période précédente (soit +60 %). Gérédis prévoit les dépenses d'investissement suivantes au cours de la prochaine période :

CAPEX Réseaux & Compteurs évolués en M €	Réalisé 2019	Prévi. 2021	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25	Moyenne annuelle 18-20
Raccordement	4,32	5,90	4,38	4,37	4,37	4,37	4,37	5,24
HTA	11,37	14,78	14,53	15,69	16,01	16,09	15,58	11,76
Postes sources	1,95	3,47	3,45	3,04	4,56	2,53	3,39	3,01
Postes sources S3EnR	3,31	0,71	7,98	0,00	3,55	4,05	3,89	2,17
IRVE	0,00	0,00	2,03	2,02	2,03	2,02	2,03	0,00
Divers	2,41	4,31	4,76	4,93	4,78	4,77	4,81	2,76
<b>Total investissements hors compteurs évolués</b>	<b>23,37</b>	<b>29,17</b>	<b>37,14</b>	<b>30,05</b>	<b>35,28</b>	<b>33,83</b>	<b>34,08</b>	<b>24,95</b>
Compteurs évolués	0,00	3,70	6,22	6,18	5,98	4,64	5,76	0,00
<b>Investissements totaux bruts</b>	<b>23,37</b>	<b>32,87</b>	<b>43,37</b>	<b>36,23</b>	<b>41,26</b>	<b>38,47</b>	<b>39,83</b>	<b>24,95</b>

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



S'agissant des investissements « réseaux » comme « hors réseaux » la CRE a retenu, pour élaborer les trajectoires prévisionnelles de charges de capital de la période FPE 2022-2025, l'intégralité des prévisions d'investissements figurant dans la demande de Gérédis. Les écarts constatés par rapport à cette trajectoire seront intégralement couverts au CRCP.

La trajectoire globale d'investissements retenue par la CRE est présentée dans le tableau ci-dessous :

En k€ courants <sup>20</sup>	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25	Moyenne annuelle 18-20
<b>Investissements bruts hors compteurs évolués</b>	<b>23 369</b>	<b>37 144</b>	<b>30 045</b>	<b>35 285</b>	<b>33 833</b>	<b>34 077</b>	<b>24 947</b>
<b>Investissements bruts compteurs évolués</b>	<b>0</b>	<b>6 223</b>	<b>6 184</b>	<b>5 979</b>	<b>4 638</b>	<b>5 756</b>	<b>0</b>
<b>Investissements totaux bruts</b>	<b>23 369</b>	<b>43 367</b>	<b>36 230</b>	<b>41 264</b>	<b>38 471</b>	<b>39 833</b>	<b>24 947</b>

<sup>20</sup> Avec les hypothèses d'inflation suivante : 2,00% en 2021, 1,60% en 2022, 1,20% en 2023, 1,30% en 2024 et 1,20% en 2025.



**3.1.3.3 Immobilisations en cours**

Comme indiqué au paragraphe 2.1.2.3, la CRE introduit pour la période 2022-2025, une rémunération au taux de rémunération supplémentaire des emprunts financiers (hors compteurs évolués) des IEC de cycle long, quel que soit leur niveau de tension.

A la demande de la CRE, Gérédis lui a transmis, après la consultation publique du 16 décembre 2021, une nouvelle estimation de ses IEC à cycle long du domaine HTB et HTA-BT. Gérédis considère que les immobilisations en cours associées aux postes sources sur le réseau HTA, se qualifient en tant qu'IEC cycle long et en estime le volume à environ 2,9 M€ par an sur la période de dotation FPE 2022-2025.

La CRE observe que les immobilisations en cours relatives aux postes sources ont une durée de vie supérieure à un an, et les retient comme immobilisations en cours de cycle long. Les autres IEC de cycle long qui seraient associées au programme d'investissement prévisionnel sont d'un montant non significatif et complexe à estimer.

La CRE établit la trajectoire prévisionnelle suivante pour les IEC. Les écarts par rapport à cette trajectoire seront couverts au CRCP :

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Postes sources	2900	2900	2900	2900
Total des immobilisations en cours	2900	2900	2900	2900

**3.1.3.4 Charges de capital normatives**

**Trajectoire des charges de capitaux normatives**

Le tableau ci-dessous présente les trajectoires prévisionnelles de la BAR hors Compteurs évolués, de la BAR Compteurs évolués et des CPR de Gérédis de 2022 à 2025.

En k€ courants	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25
<b>BAR hors Compteurs évolués (au 01.01.N)</b>	495 708	550 260	576 108	594 854	616 278	584 375
<b>BAR Compteurs évolués (au 01.01.N)</b>	0	6 311	11 421	16 108	20 338	13 545
<b>Capitaux propres régulés (au 01.01.N)</b>	35 816	43 169	51 814	53 930	59 235	52 037

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des CCN de Gérédis de 2022 à 2025 :

En k€ courants	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25
<b>Charges de capital hors Compteurs évolués (1)</b>	<b>39 197</b>	<b>43 062</b>	<b>44 700</b>	<b>46 079</b>	<b>47 163</b>	<b>45 251</b>
<i>dont application de la marge sur actif</i>	12 393	13 756	14 403	14 871	15 407	14 609
<i>dont rémunération des capitaux propres régulés</i>	1 397	993	1 192	1 240	1 362	1 197
<i>dont dotations aux amortissements</i>	4 255	6 801	7 907	8 902	9 498	8 277
<i>dont dotations aux provisions pour renouvellement</i>	21 116	21 373	20 979	20 764	20 514	20 908
<i>dont rémunération des emprunts</i>	36	139	220	301	382	260
<b>CCN Compteurs évolués (2)</b>	<b>0</b>	<b>406</b>	<b>734</b>	<b>1 036</b>	<b>1 308</b>	<b>871</b>
<b>Rémunération des IEC (3)</b>	<b>0</b>	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>70</b>
<b>Charges de capital totales (1)+(2)+(3)</b>	<b>39 197</b>	<b>43 538</b>	<b>45 504</b>	<b>47 184</b>	<b>48 540</b>	<b>46 192</b>

**3.1.4 Revenu autorisé sur la période 2022-2025**

Le revenu autorisé de Gérédis pour la période 2022-2025 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation, hors charges liées au système électrique (cf. § 3.1.2.2) ;
- les charges nettes d'exploitation liées au système électrique (cf. § 3.1.2.3) ;
- les charges de capital (cf. § 3.1.3).

Il se décompose de la manière suivante :

Charges à couvrir sur la période	2022	2023	2024	2025	Moyenne
CNE (hors charges liées au système électrique)	30,1	31,2	32,1	33,0	31,6
CNE (charges liées au système électrique)	20,4	18,7	18,3	18,3	18,9
CCN prévisionnelles totales	43,5	45,5	47,2	48,5	46,2
Total	94,0	95,3	97,6	99,8	96,7

Le niveau moyen des charges à couvrir de Gérédis pour la période 2022-2025 s'élèvera à 96,7 M€/an. Il évolue ainsi de + 11,7 % en moyenne entre la période 2018-2020 et la période 2022-2025, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de + 7,4 % en moyenne et d'une hausse des CCN de + 16,8 % en moyenne.

### **3.2 Hypothèses d'évolution du nombre de clients, des puissances souscrites et des volumes acheminés**

#### **3.2.1 Evolutions constatées sur la période 2018-2020**

La délibération du 19 juillet 2018 prévoyait sur la période 2018-2021 une évolution moyenne du volume d'énergie soutirée de + 0,9% par an pour Gérédis. Sur la période 2018-2020, le nombre de clients raccordés au réseau de Gérédis a progressé légèrement plus vite que prévu et se situe en 2020 à 159 300 consommateurs. De même, les volumes acheminés par Gérédis (i.e. soutirés de son réseau) ont été supérieurs de près de 95 GWh par an en moyenne par rapport à la trajectoire prévisionnelle (soit + 5% environ).

	2018		2019		2020		2021	
	Prévision	Réalisé	Prévision	Réalisé	Prévision	Réalisé	Prévision	Estimé
Nombre d'utilisateurs de 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

Les recettes perçues par Gérédis ont ainsi été plus hautes qu'anticipées avec un montant moyen de 1,2 M€/an sur la période 2018-2020 pour une valeur prévisionnelle de 68,6 M€/an en moyenne.

	2018	2019	2020	2021
Recettes prévisionnelles (M€)	66,8	68,4	70,7	72,5
Recettes perçues (M€)	68,5	69,4	71,5	73,7

#### **3.2.2 Demande de Gérédis**

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, ce qui aboutit à une trajectoire relativement stable en termes de volume acheminé sur la période 2022-2025.

	2022	2023	2024	2025
Volume acheminé (GWh)	1 820	1 718	1 736	1 747

Gérédis applique le TURPE HTA-BT aux prévisions de consommation pour estimer le niveau des recettes sur la période 2022-2025. Les hypothèses de recettes de Gérédis ont été révisées avec les nouvelles hypothèses d'inflation présentées au 3.1.2.1 de la présente délibération. Gérédis estime que les recettes prévisionnelles seront en moyenne de 77,4 M€/an sur la période FPE 2022-2025 :

	2022	2023	2024	2025
Recettes prévisionnelles (k€)	77 407	77 003	77 701	77 377

### 3.2.3 Analyse de la CRE

La présente délibération prend en compte l'intégralité des prévisions proposées par Gérédis en termes d'évolutions du nombre de consommateurs raccordés, de puissances souscrites et de volumes d'énergie soutirée.

Dans ce contexte, la présente délibération retient les niveaux de recettes prévisionnelles proposés par Gérédis.

### 3.3 Niveaux de dotation prévisionnels au titre du FPE sur la période 2022-2025

Compte tenu de l'ensemble des éléments précédents, les niveaux de dotation prévisionnels sur la période 2022-2025, sont les suivants :

En M€ courants	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022-2025
Chiffre d'affaires TURPE (A)	77,4	77,0	77,7	77,4	77,4
Charges de capital (B)	43,5	45,5	47,2	48,5	46,2
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par Gérédis (C) = (A) - (B)	33,9	31,5	30,5	28,9	31,2
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par Gerédis (D)	50,5	49,8	50,4	51,3	50,5
<b>Niveau de dotation (E) = (D) - (C)</b>	<b>16,6</b>	<b>18,3</b>	<b>19,9</b>	<b>22,4</b>	<b>19,3</b>

**DÉCISION DE LA CRE**

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les niveaux de dotation de Gérédis au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour la période 2022-2025, et le cadre de régulation associé, selon la méthode et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le cadre de régulation et les paramètres de la régulation incitative applicables à Gérédis pour la période 2022-2025 (partie 2) ;
- la trajectoire des charges d'exploitation, les paramètres de rémunération, les niveaux prévisionnels de dotation au titre du FPE pour les années 2022-2025 (partie 3).

La trajectoire de dotation prévisionnelle retenue par la CRE pour la période 2022-2025 est la suivante.

En M€ courants	Dotation moyenne 2018-2020	2022	2023	2024	2025
Dotation prévisionnelle de Gérédis au titre du FPE	17,2	16,6	18,3	19,9	22,4

Cette trajectoire correspond à un niveau de charges prévisionnelles à couvrir de 96,7 M€/an, soit une hausse de 11,7 % par rapport à la période 2018-2020.

Cette hausse, supérieure à l'inflation et qui sera financée par l'ensemble des consommateurs via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, reflète les efforts importants à engager par Gérédis pour jouer son rôle dans la transition énergétique, le déploiement d'un système de comptage évolué, le développement de la concurrence et l'amélioration de la qualité de service et d'alimentation dans les Deux-Sèvres.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et transmise à la ministre de la transition écologique, au ministre de l'économie, des finances et de la relance ainsi qu'à Enedis.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et notifiée à Gérédis.

**Délibéré à Paris, le 10 mars 2022.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le Président,**

**Jean-François CARENCO**

## ANNEXE 1 – REFERENCES POUR LE CALCUL DU CRCP

### 1. Calcul et apurement du CRCP

Pour chaque année  $N$ , à compter de l'année 2022, le solde du CRCP de l'année  $N$  est calculé comme la différence, au titre de l'année  $N$ , entre :

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

Le solde du CRCP de fin de période de dotation prend également en compte des montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).

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

Dès lors, chaque année  $N$  de la période 2023-2025, la CRE publiera avant le 31 juillet de l'année  $N$  une délibération qui définira le niveau de dotation définitif pour l'année  $N$ . Ce niveau de dotation définitif sera égal à la somme du niveau prévisionnel de la dotation au titre de l'année  $N$  et du solde du CRCP de l'année  $N-1$ . Par ailleurs la CRE publiera avant le 31 juillet 2022 une délibération qui fixera le niveau de dotation définitif pour l'année 2022, en tenant compte du CRCP de l'année 2021, calculé selon les modalités applicables pour la période 2018-2021.

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

Pour chaque année  $N$  à compter de l'année 2022, le revenu autorisé définitif est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
  - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
  - les charges de capital supportées par Gérédis, prises en compte à 100 % ;
  - les charges liées au système électrique, prises en compte à 100 %, dont les charges liées à la compensation des pertes qui font, par ailleurs, l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* (cf. § 2.2.1.2) ;
  - les charges relatives aux impayés correspondants au paiement du TURPE, prises en compte à 100 % ;
  - les charges relatives à la contrepartie versée par Gérédis aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique en application de la délibération de la CRE n° 2018-011 du 18 janvier 2018, ainsi que les charges correspondant à la gestion de clientèle réalisée par les fournisseurs antérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2018, dans la limite des montants maximums par point de connexion susceptibles d'être pris en compte et fixés par la délibération n° 2017-239 du 26 octobre 2017, prises en compte à 100 % ;
  - les charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques, selon des modalités spécifiques définies par la présente délibération (cf. § 2.2.1.3) ;
  - les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités de couvertures tarifaires retenues dans le tarif TURPE 6 (cf. § 2.1.3.4.1) ;
  - les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (*guichet smart grids*), pris en compte à 100 % (cf. § 2.5.2) ;
  - les charges associées à la mise en œuvre des flexibilités ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
  - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement, prises en compte à 100 % ;
  - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes, prises en compte à 100 % ;
  - les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. § 2.1.3.4.2), à hauteur de 80 %, c'est-à-dire que Gérédis conserve une incitation sur ce poste à hauteur de 20 % ;
- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
  - la régulation incitative de la qualité de service
  - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
  - la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué de Gérédis ;

- la régulation incitative des pertes ;
- la régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe ;
- pour l'année 2025, les montants retenus au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D), le cas échéant, sont déduits du revenu autorisé (cf. § 2.5.1).

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

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

**a) Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles**

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique prises en compte pour la période 2022-2025, à l'exception des contributions au titre du raccordement, des charges relatives à la contrepartie versée par Gérédis pour la gestion des clients en contrat unique, des impayés. Les montants retenus sont les montants de référence présentés ci-après, corrigés de l'inflation réalisée.

Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles sont les suivantes :

M€ courants	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	33,8	34,8	35,7	36,5

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

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

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2020 et l'année N ;

	2021	2022	2023	2024	2025
Inflation prévisionnelle entre l'année N-1 et l'année N <sup>21</sup>	2,00%	1,60%	1,20%	1,30%	1,20%

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2020 et l'année N. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile N, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2020.

**b) Charges de capital supportées par Gérédis**

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

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

M€ courants	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les charges de capital normatives non incitées	43,5	45,5	47,2	48,5

**c) Charges relatives au système électrique**

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

M€ courants	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les charges relatives au système électrique	20,4	18,7	18,3	18,3

<sup>21</sup> Valeurs arrondies à des fins de clarté. Les valeurs retenues dans le cadre du calcul du revenu autorisé définitif sont les valeurs exactes fondés sur la chronique d'inflation mentionnée au paragraphe 3.1.2.1 de la présente délibération.



**d) Charges relatives aux impayés des clients finals correspondants au paiement du TURPE**

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

A titre indicatif, la valeur prévisionnelle pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE sont les suivants :

M€ courants	2022	2023	2024	2025
Valeur prévisionnelle pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE	0,2	0,2	0,2	0,2

**e) Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique**

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

Pour les charges du GRD résultant des versements aux fournisseurs effectués après le 1<sup>er</sup> janvier 2021, mais au titre de la gestion des clients en contrat unique qu'ils ont réalisée antérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2018, le montant maximum par point de connexion susceptible d'être pris en compte dans le mécanisme du CRCP est fixé par la délibération n°2017-239 du 26 octobre 2017.

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

M€ courants	2022	2023	2024	2025
Charges relatives à la contrepartie versée par Gérédis pour la gestion des clients en contrat unique	0	0	0	0

**f) Charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal au montant cumulé de charges nettes d'exploitation au titre des aléas climatiques pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, 140 k€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 140 k€, le montant de ce poste est nul).

**g) Charges relatives aux coûts échoués**

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.1.3.4.1, les coûts échoués jugés récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire incluse dans les charges d'exploitation incitées. Le montant moyen annuel pris en charge s'élève à 209 k€/an.

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

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

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

**h) Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents**

Gérédis peut demander, une fois par an, pour une prise en compte lors du calcul du CRCP, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation ou de charges de capital incitées liées à un projet, ou un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). Cette intégration est possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation ou des charges de capital supérieures à 15 k€, sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues lors de l'entrée en vigueur de la présente délibération. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets peuvent être ajoutés.

Les charges ainsi que les montants des incitations associées retenus à ce titre dans le calcul du revenu autorisé définitif sont déterminés par la CRE.

**i) Charges relatives à la mise en œuvre des flexibilités**

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

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

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

**a) Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement**

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

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

<i>M€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	3,8	3,8	3,8	3,8

**b) Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de cession d'actifs immobiliers ou de terrains**

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

**c) Ecarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes**

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

- les recettes effectivement perçues par Gérédis pour l'année N pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 1<sup>er</sup> juillet 2021 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ;
- les recettes qu'aurait perçues Gérédis pour l'année N pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 1<sup>er</sup> juillet 2021 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité.

**iii. Incitations financières au titre de la régulation incitative**

**a) Régulation incitative de la qualité de service**

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

Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché, sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2022. La CRE pourra, le cas échéant, introduire de nouvelles incitations financières, en fonction de l'évolution des performances constatées de la qualité de service.

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

La listes des indicateurs de qualité de service de Gérédis définis pour la période 2022-2025 figurent en annexe 3 de la présente délibération.

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

**b) Régulation incitative de la continuité d'alimentation**

Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour Gérédis. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par Gérédis. L'ensemble des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation mis en place pour Gérédis doit être rendu public sur leur site Internet respectif.

Les listes des indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation de Gérédis définis pour la période 2022-2025, y compris le mécanisme de pénalité pour les coupures longues, figurent en annexe 4 de la présente délibération.

Les indicateurs de Gérédis relatifs aux durées moyennes annuelles de coupure des utilisateurs raccordés en BT et en HTA sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2022.

Le mécanisme de suivi de la continuité d'alimentation de Gérédis pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

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

- dans la limite globale de ± 120 k€, de la somme des deux incitations financières définies au paragraphe 2.1 de l'annexe 4 pour l'année considérée ;
- du montant cumulé versé par Gérédis l'année considérée aux utilisateurs au titre du mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini au paragraphe 2.4.2.2, pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, le niveau de 216 k€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 216 k€, aucun montant n'est donc pris en compte).

**c) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué de Gérédis**

Le montant de référence retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué de Gérédis telles que définies par la délibération de la CRE du 14 novembre 2019 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de Gérédis<sup>22</sup>.

**d) Régulation incitative des pertes**

Pour la période 2022-2025, la régulation incitative des pertes sera calculée tous les ans. Le montant retenu pour le calcul définitif du revenu autorisé de Gérédis, au titre de la régulation incitative des pertes est égal, dans la limite globale 240 k€ pour chaque échéance de calcul de la régulation incitative, au montant défini par l'annexe 2 de la présente délibération.

**e) Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe**

La présente délibération introduit un mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution, par Gérédis, d'actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché (décrit au § 2.5.3. de la présente délibération). Aucune action n'est intégrée dès la mise en place de ce mécanisme dans la présente délibération.

La CRE pourra introduire en cours de la période 2022-2025 de nouveaux projets prioritaires qui seront soumis à cette régulation incitative, comme présenté au paragraphe 2.5.3. Les montants des pénalités calculés à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2022.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre de la régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe, sera, le cas échéant, égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de ce cette régulation, au titre de l'année *N*.

**f) Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)**

Les montants de référence pour les dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets smart grids) pris en compte pour l'élaboration de la dotation FPE de Gérédis pour la période 2022-2025 sont les suivants :

<i>k€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Montant prévisionnel pour les dépenses de R&D soumises à la régulation incitative	298 k€	298 k€	298 k€	298 k€

<sup>22</sup> Délibération de la CRE n° 2019-271 du 14 novembre 2019 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de Gérédis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA



10 mars 2022

Si le montant total des dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets smart grids) réalisées sur la période 2022-2025 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration de la dotation FPE, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

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

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

**ANNEXE 2 – REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES**

La formule retenue par la CRE en application des évolutions décrites au paragraphe 2.3.1.2 est la suivante :

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

Où :

- $V_{réel}$  est le volume de perte annuel constaté ex post ;
- $P_{réel.}$  est le coût unitaire réel d'achat des pertes par Gérédis constaté ex post ;
- $V_{réf.}$  est le volume de référence de pertes établi à partir du taux historique (6,4 %) :

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

Avec :

- Taux de pertes de référence historique = 6,4 %
- Année initiale d'atteinte des gains PNT = 2027
- Nouvelles pertes techniques de rupture :

	2022	2023	2024	2025
Volumes de pertes techniques de rupture (GWh)	1,9	1,8	1,9	1,9

**ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE**

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

Pour les indicateurs correspondants à des taux, la CRE demande à Gérédis 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**

Calcul	<i>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d’une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d’utilisateurs</i>
Périmètre	- 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**

Calcul	<i>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</i>
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	<u>Objectif :</u> - 93 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2023. - 94 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2025.
Incitations	<u>Incitations :</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

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

Calcul	<u>Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre et dont le délai de réponse est supérieur ou égal à 30 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le GRD</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD</li> <li>- Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- Toutes catégories d'utilisateurs</li> <li>- Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par le GRD</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<u>Objectif</u> : 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires
Incitations	<p><u>Incitations</u> :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours.</li> <li>- Valeur plancher des incitations : - 1,6 k€</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> <li>- La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2022-2025</li> </ul>

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

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	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs numériques relevés mensuellement</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<u>Objectif</u> : 99 % du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2025
Incitations	<p><u>Incitations</u> :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : 675 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- Bonus : 675 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- Valeur plancher des incitations : ± 6,5 k€</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>

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

Calcul	<u>Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ou dans le délai demandé par le client durant le trimestre / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tous les raccordements en soutirage ou en injection</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>

Objectif	<p><u>Objectif pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 94 %</li> <li>- du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 94 %</li> <li>- du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 95 %</li> <li>- du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 95 %</li> </ul> <p><u>Objectif pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 93 %</li> <li>- du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 95 %</li> <li>- du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 97 %</li> <li>- du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 98 %.</li> </ul>
Incitations	<p><u>Incitations pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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</li> <li>- 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</li> </ul> <p><u>Incitations pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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 &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</li> <li>- 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 &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Valeur plancher des incitations : ± 12,5 k€</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>

**(f) Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement**

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"> <li>- Fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 79 jours</li> <li>- du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 73 jours</li> <li>- du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 67 jours</li> <li>- du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 61 jours</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 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</li> <li>- 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</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Valeur plancher des incitations : - 18,8 k€ pour les malus / + 9,4 k€ pour les bonus</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>

**(g) Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements**

Calcul	<u>Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre</u>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage et en injection pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle



	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	Objectif : du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2025 : 92 %
Incitations	<p><u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : (545€ 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 raccordements BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</li> <li>- Bonus : (545€ 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 raccordements BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</li> <li>- Valeur plancher des incitations : ± 18,8 k€</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>

**2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi**

**(a) Indicateurs liés à la relation avec les utilisateurs du réseau**

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

**(b) Indicateurs liés à l'ouverture à la concurrence sur le territoire de Gérédís**

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de respect des délais d'implémentation des flux	Nombre de flux communs validés en GT ELD GRD Fournisseurs, implémentés dans un délai de 6 mois après leur mise à disposition par l'éditeur / Nombre de flux communs validés en GT ELD GRD Fournisseurs	Annuelle	2022
Taux de respect des délais d'implémentation des webservices	Nombre de webservices communs validés en GT ELD GRD Fournisseurs, implémentés dans un délai de 6 mois après leur mise à disposition par l'éditeur / Nombre de webservices communs validés en GT ELD GRD Fournisseurs	Annuelle	2022



Taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	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 4 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE 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. Evénements exceptionnels**

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

**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	La durée moyenne de coupure de l'année N en BT ( $DMC_N^{BT}$ ), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.
--------	--

	$DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{23} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- $DMC_N^{BT}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence ( $DMC_{Nref}^{BT}$ ) : du 1 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2025 : 57,5 minutes
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 27,6 k€/minute × ( $DMC_{Nref}^{BT} - DMC_N^{BT}$ ) - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2022

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

	<p><i>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (<math>DMC_N^{HTA}</math>), 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.</i></p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{24} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
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 - 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 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2025 : 24 minutes
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 25,5 k€/minute × ( $DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA}$ ) - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2022

<sup>23</sup> Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

<sup>24</sup> Ibid.



2.2. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de Gérédis ne donnant pas lieu à incitation financière

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (<math>FMC_N^{BT}</math>), également appelée critère F-BT, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{25} \text{ et brèves}^{26} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Trimestrielle	2020
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (<math>FMC_N^{HTA}</math>), également appelée critère F-HTA, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{27} \text{ et brèves}^{28} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Trimestrielle	2020

<sup>25</sup> Ibid.

<sup>26</sup> Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

<sup>27</sup> Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

<sup>28</sup> Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

