

DÉLIBÉRATION N° 2022-77

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

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-BT¹ est entré en vigueur le 1^{er} août 2021, de façon synchronisée avec le TURPE 6 HTB (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension), pour une durée d'environ 4 ans.

Le TURPE HTA-BT, qui s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) d'électricité, est déterminé 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 percevoir².

Les niveaux de dotation d'Eau Electricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) au titre du FPE pour la période 2020-2021, ainsi que le cadre de régulation associé, sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2020, en application de la délibération n° 2019-265 du 4 décembre 2019. La présente délibération fixe les niveaux de dotation de EEWF au titre du FPE pour la période 2022-2025, applicable au 1^{er} août 2022, ainsi que le cadre de régulation associé, au seul périmètre de ses activités de gestionnaire de réseaux.

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

² 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.

10 mars 2022

La CRE a mené une consultation publique, en date du 16 décembre 2021³, 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 d'EEWF dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La présente délibération se fonde notamment sur la demande d'EEWF ainsi que sur de nombreux échanges avec ce dernier, sur les analyses internes de la CRE, sur un rapport d'audit externe⁴ et sur le retour des acteurs à la consultation publique susmentionnée.

Une dotation pour la transition énergétique

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

Accompagner la transition énergétique dans les ZNI

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 dans les ZNI comme en France métropolitaine. En particulier, la pénétration des énergies renouvelables (EnR) peut avoir dès aujourd'hui un impact fort sur l'équilibre des réseaux et la qualité de l'électricité.

Bien que les prévisions d'investissements d'EEWF, soit en légère baisse du fait de la fin de travaux d'extension, la transition énergétique pourrait constituer à terme un facteur de hausse des investissements dans les réseaux d'électricité.

Fiabiliser le suivi de la qualité de service et d'alimentation

La qualité de service sur les réseaux concédés à EEWf était satisfaisante en 2020. La CRE estime que, compte tenu de l'état d'avancement de la mise en place des indicateurs, il est encore prématuré d'inciter financièrement EEWf sur les indicateurs déjà fixés pour la période 2018-2021. En revanche, la CRE sera attentive à ce que EEWf poursuive un suivi consolidé de ces indicateurs à partir de l'année 2022.

Evolution des niveaux de dotation

Charges à couvrir

EEWF a transmis à la CRE sa demande de dotation au titre du FPE pour la période 2022-2025 le 7 juin 2021, exposant ses prévisions de coûts pour la période 2022-2025.

EEWF demande des charges à hauteur de 4,5 M€ par an en moyenne sur la période 2022-2025, en hausse de 10,0 % par rapport à la moyenne des charges réalisées sur la période 2018-2020. La demande d'EEWF est fondée sur trois postes de charges :

- les charges de capital, à hauteur de 0,8 M€/an, en hausse de 41,6 % en moyenne par rapport au réalisé 2020, portées par une hausse des raccordements sur le territoire de Wallis-et-Futuna ;
- les charges d'exploitation (hors système électrique), à hauteur de 3,6 M€/an, en hausse de 9,2 % par rapport au réalisé 2018-2020 du fait de l'apparition de charges nouvelles liées à la mise en place de redevances de concession ;
- les charges liées au système électrique, à hauteur de 0,1 M€/an, en hausse de 42,9 % en moyenne par rapport au réalisé 2018-2020, portées par une hausse des volumes de pertes.

Pour prendre sa décision, en plus de ses analyses propres, de la consultation des acteurs et des échanges avec EEWf, 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 d'EEWF 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 EEWf, la CRE décide de limiter la hausse des charges demandée par l'opérateur.

³ 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.

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

Charges d'exploitation

La CRE a retenu pour EEWf un niveau de charges d'exploitation de 3,7 M€/an en moyenne sur la période 2022-2025, qui correspond à un ajustement de 0,6 % par rapport à la demande de l'opérateur. Les trajectoires retenues par la CRE intègrent ainsi le niveau d'efficience révélé lors de la période FPE 2018-2021, tout en permettant :

- la couverture des charges associées à la sous-traitance des charges administratives et techniques d'EEWF, en cohérence avec les niveaux réalisés en 2020 et 2021 ;
- l'accompagnement d'EEWF dans la négociation de ses redevances de concession, dans le cadre du renouvellement de son contrat de concession.

Charges de capital

La base d'actifs régulés (BAR) d'EEWF 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 2020-2021, 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 d'EEWF pour la période du FPE 2022-2025 s'élèvera à 4,4 M€/an en moyenne, en intégrant une hypothèse d'inflation cumulée de 5,4 % sur la période⁵. 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.

Le niveau moyen des charges à couvrir. Il augmente, sur la période 2022-2025 par rapport à 2020, de + 8,1 % en moyenne, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de + 4,6 % en moyenne et d'une hausse des CCN de + 31,8 % en moyenne. Cette hausse sera financée par l'ensemble des consommateurs *via* le TURPE, et reflète les efforts très importants qui doivent être engagés par EEWf pour jouer son rôle dans la transition énergétique dans les ZNI.

Evolution des quantités distribuées et du nombre de consommateurs

L'évolution de la dotation versée à EEWf 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, EEWf prévoit une hausse des soutirages prévisionnels (+0,4 % entre 2022 et 2025) et des recettes tarifaires (+2,8 % sur la période), tirés par la hausse du nombre de raccordements et la croissance globale des consommations.

La CRE juge les prévisions d'EEWF 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 d'EEWF couvertes par le TURPE au titre du FPE

Les dotations annuelles d'EEWF 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 EEWf 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 3,4 M€.

⁵ Soit 1,60% en 2022, 1,20 % en 2023, 1,30 % en 2024 et 1,20 % en 2025.

10 mars 2022

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 EEWf, ainsi que du bilan de la régulation incitative sur la période de dotation précédente. Cela se traduit notamment par 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 d'EEWF 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.

Concernant la qualité de service, la CRE estime à ce stade que, compte tenu de l'état d'avancement de la mise en place des indicateurs, il est encore prématuré d'inciter financièrement EEWf sur les indicateurs déjà fixés pour la période 2020-2021. Toutefois, la CRE demande à EEWf d'avoir un suivi consolidé de ces indicateurs à partir de l'année 2022.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES 5

1. CONTEXTE ET PROCESSUS D'ELABORATION DE LA DOTATION 6

1.1 PRESENTATION D'EEWF6

1.2 COMPETENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ELABORATION DE LA DOTATION6

1.3 ENJEUX POUR LA PERIODE 2022-2025 POUR EEWF6

2. CADRE DE REGULATION 7

2.1 GRANDS PRINCIPES D'ETABLISSEMENT DES NIVEAUX DES DOTATIONS7

2.1.1 Durée de la période de dotation et clause de rendez-vous7

2.1.2 Détermination du niveau de dotation prévisionnel7

2.1.3 Rémunération des actifs et couverture des investissements.....8

2.1.4 Principe du CRCP et niveau de dotation définitif 10

2.2 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS 10

2.2.1 Régulation incitative des charges d'exploitation 10

2.2.2 Régulation incitative des investissements 11

2.2.3 Couverture au CRCP de certains postes 11

2.3 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE ET DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION..... 13

2.3.1 Régulation incitative de la qualité de service 13

2.3.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation 13

3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET NIVEAUX DE DOTATIONS AU TITRE DU FPE..... 14

3.1 NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR 14

3.1.1 Demande de dotation d'EEWF 14

3.1.2 Charges d'exploitation 14

3.1.3 Calcul des charges de capital normatives..... 18

3.1.4 Revenu autorisé sur la période 2022-2025 21

3.2 HYPOTHESES D'EVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS, DES PUISSANCES SOUSCRITES ET DES VOLUMES
ACHEMINES 21

3.2.1 Evolutions constatées sur la période 2018-2020 21

3.2.2 Demande d'EEWF 22

3.2.3 Analyse de la CRE 22

3.3 NIVEAUX DE DOTATION PREVISIONNELS AU TITRE DU FPE SUR LA PERIODE 2022-2025..... 22

DÉCISION DE LA CRE 24

ANNEXE 1 – REFERENCES POUR LE CALCUL DU CRCP 25

1. CALCUL ET APUREMENT DU CRCP 25

2. VALEURS DE REFERENCE POUR LE CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF 25

i. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif 25

ii. Postes de recettes retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif..... 27

ANNEXE 2 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE..... 29

ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE D'ALIMENTATION 30



1. CONTEXTE ET PROCESSUS D'ELABORATION DE LA DOTATION

1.1 Présentation d'EEWF

Eau Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) est un opérateur intégré en zone non-interconnectée (ZNI) qui produit, distribue et commercialise l'électricité sur les territoires de Wallis et Futuna. EEWF gère 260 km de réseaux électriques et achemine de l'électricité auprès d'environ 4 000 consommateurs. En 2020, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux concédés à EEWF s'élevait à 23 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 d'EEWF au titre du fonds de péréquation pour l'électricité (FPE) pour la période 2020-2021, ainsi que le cadre de régulation associé, sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2020, en application de la délibération du 4 décembre 2019⁶. La présente délibération fixe les niveaux de dotation d'EEWF au titre du FPE pour la période 2022-2025, applicable au 1^{er} août 2022, ainsi que le cadre de régulation associé, au seul périmètre de ses activités de gestionnaire de réseaux.

La CRE a mené une consultation publique, du 16 décembre 2021 au 31 janvier 2022⁷, 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 d'EEWF dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La présente délibération se fonde notamment sur la demande d'EEWF ainsi que sur de nombreux échanges avec ce dernier, sur des analyses internes, sur un rapport d'audit externe⁸ et sur le retour des acteurs à la consultation publique susmentionnée.

1.3 Enjeux pour la période 2022-2025 pour EEWF

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

Accompagner la transition énergétique dans les ZNI

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 dans les ZNI comme en France métropolitaine. En particulier, la pénétration des EnR peut avoir dès aujourd'hui un impact fort sur l'équilibre des réseaux et la qualité de l'électricité.

Bien que les prévisions d'investissements d'EEWF, soit en légère baisse du fait de la fin de travaux d'extension, la transition énergétique pourrait constituer à terme un facteur de hausse des investissements dans les réseaux d'électricité.

Fiabiliser le suivi de la qualité de service et d'alimentation

La qualité de service sur les réseaux concédés à EEWF était satisfaisante en 2020. La CRE estime que, compte tenu de l'état d'avancement de la mise en place des indicateurs, il est encore prématuré d'inciter financièrement EEWF sur les indicateurs déjà fixés pour la période 2018-2021. En revanche, la CRE sera attentive à ce que EEWF poursuive un suivi consolidé de ces indicateurs à partir de l'année 2022.

⁶ Délibération de la CRE n° 2019-265 du 4 décembre 2019 portant décision sur les niveaux de dotation du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour Eau Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) au titre des années 2020 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

⁷ 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.

⁸ Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation d'EEWF (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2022-2025.

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^{er} août 2021 pour une période d'environ 4 ans, la présente délibération concerne les niveaux de dotation au titre du FPE pour EEWf 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 EEWf (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 EEWf. 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 d'EEWF 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 EEWf avec le niveau de charges de capital et d'exploitation prévisionnelles dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseaux efficace.

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

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

Cet écart est calculé selon la formule suivante :

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

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

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

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

Ce calcul est effectué à partir des données communiquées par EEWf, 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^{er} août 2021.

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

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

2.1.2.2 Charges nettes d'exploitation

Les CNE d'EWF sont constituées des charges liées au système électrique et des CNE hors système électrique.

Les charges liées au système électrique désignent les charges d'énergie en compensation des pertes générées par les transits sur le réseau de distribution. 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 deux éléments :

- l'amortissement et la rémunération des actifs régulés : 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 postes sources en HTA, conformément aux modalités décrites au paragraphe 2.1.3.3.

S'agissant des modalités de calcul de l'amortissement et de la rémunération des actifs régulés, la CRE a établi, depuis la décision sur les niveaux de dotation au titre du 2020-2021 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 de l'amortissement et de la rémunération des actifs régulés inchangées pour la période FPE 2022-2025 d'EWF. 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 2020-2021 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

La BAR est définie comme la valeur nette comptable des immobilisations au 1^{er} janvier de l'année (hors immobilisations financières et immobilisations en cours).

La BAR 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.

2.1.3.2 Evolution des CPR

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

2.1.3.3 Modalités de rémunération des immobilisations en cours

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

La majorité des répondants ainsi qu'EETF sont favorables à l'orientation présentée en consultation publique, mais demandent l'extension de la rémunération à l'ensemble des immobilisations en cours et non pas uniquement aux IEC de cycle long.

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, à savoir une rémunération à la meilleure approximation du coût de la dette d'EETF, 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 EETF des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans les tarifs ATRT7⁹, ATRD6¹⁰, TURPE 6 HTA-BT¹¹, TURPE 6 HTB¹² et la dotation versée au titre du FPE pour la période 2022-2025 pour EDF SEI¹³. 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.

La majorité des répondants s'est prononcée contre les principes de couverture des coûts échoués envisagés. EETF est toutefois favorable à la mise en place d'une trajectoire incitée pour les sorties d'actifs avant la fin de leur durée de vie comptable.

La CRE estime que ces charges sont pour partie prévisibles (volume moyen d'ouvrages détruits et volume moyen de demandes de mises en conformité) et pour partie maîtrisables. Les choix d'investissements et de maintenance d'EETF, 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 EETF. 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.

⁹ 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

¹⁰ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de GRDF - CRE

¹¹ 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

¹² 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

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. EEWf est favorable à la proposition de la CRE. De plus, 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, 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 EEWf à maximiser ce gain. EEWf conserve 20 % de la plus-value comptable ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par EEWf.

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 d'EEWF. 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 EEWf de certains risques liés aux écarts, sur des postes de charges et de recettes bien identifiés, entre les réalisations et les prévisions prises en compte pour la détermination des niveaux de dotation. Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières (bonus ou pénalités) résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le solde du CRCP d'une année N est 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 2020-2021.

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 favorables 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'événements 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 d'EWF.

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 d'EWF font l'objet, depuis 2020, d'un suivi sans incitation. Le volume de pertes est estimé à 1,4 GWh pour 2020, correspondant à un coût de près de 95 k€.

La CRE a indiqué dans la consultation publique ne pas envisager inciter EWF sur ses pertes, au regard des particularités du territoire et des montants en jeu. Les acteurs n'ont pas exprimé de réserve sur cette orientation.

Pour la période 2022-2025, la CRE demande par conséquent à EWF de poursuivre le suivi de ses pertes mais n'introduit pas d'incitations sur ces dernières.

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

Compte tenu de l'exposition aux aléas climatiques des territoires sur lesquels opèrent EDF SEI et Electricité de Mayotte, la CRE a mis en place pour la période 2018-2021, puis pour la période 2022-2025, un mécanisme spécifique de couverture des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques.

Le mécanisme mis en place consiste en une couverture forfaitaire *ex ante* d'un niveau de charges d'exploitation, correspondant au niveau de charge historiquement supporté par l'opérateur au titre des aléas climatiques.

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

Afin de limiter le risque pour l'opérateur, le mécanisme comporte par ailleurs un plafond au-delà duquel les charges d'exploitation réellement supportées par l'opérateur sont intégralement couvertes à travers le mécanisme du CRCP (cf. § 2.2.3).

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

Dans son retour à la consultation publique, EWF a demandé pour la première fois à pouvoir bénéficier de ce dispositif.

Après analyse des éléments complémentaires fournis par l'opérateur concernant l'historique de ses charges liées aux aléas climatiques, la CRE estime que les caractéristiques du territoire de Wallis-et-Futuna sont comparables à celles d'EDF SEI et d'EDM et justifient d'étendre le dispositif à EWF. La CRE retient un niveau de couverture *ex ante* de 150 k€/an, et un plafond de 175 k€/an, cohérent avec le niveau de risque appliqué à EDF SEI, qui dispose sur certains de ses territoires de conditions climatiques comparables à celles d'EWF.

2.2.2 Régulation incitative des investissements

Compte tenu de la taille du territoire de desserte d'EWF, et de la faible volumétrie de travaux réalisés par l'opérateur chaque année, la CRE avait considéré pour la période 2018-2021 qu'un suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux sur son territoire, de même qu'un suivi des catégories d'investissements « hors réseaux » ne constituaient pas une priorité. Pour les mêmes raisons, la CRE a proposé, au stade de la consultation publique, de ne pas soumettre EWF à ces mécanismes pour la période 2022-2025.

Les contributeurs à la consultation publique se sont montrés favorables à ces orientations, que la CRE maintient pour la période 2022-2025.

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 EEWf 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 EEWf émettent des réserves sur certaines modalités proposées.

EEWF conteste ainsi le traitement des postes relatifs aux redevances de concession (non-intégration au périmètre du CRCP). Plusieurs acteurs contestent par ailleurs les modifications de traitement des coûts échoués (cf. § 2.1.3.4.1) et demandent 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 EEWf exerce son activité de distribution d'électricité, les négociations menées par EEWf 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 EEWf des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans les tarifs ATR7, ATR6, 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 d'EEWF 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.

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 EEWf, prises en compte à 100 % ;
 - les charges relatives aux impayés correspondants au paiement du TURPE, prises en compte à 100 % ;
 - les charges relatives à la contrepartie versée par EEWf en tant que GRD du fournisseur EEWf 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^{er} 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 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 EEWf 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 EEWf (les charges de capital étant intégrées à 100 % au CRCP) ;
- 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 2020-2021 :

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

2.3.1 Régulation incitative de la qualité de service

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

EEWF a commencé ses premières mesures en 2020 et les résultats transmis par l'opérateur montrent que l'ensemble des réclamations ont été traitées dans un délai inférieur à 15 jours et que l'ensemble des points de livraison sur le territoire d'EEWF ont été relevés dans cette même année.

Pour la période 2022-2025, la CRE estime que, compte tenu de l'état d'avancement de la mise en place des indicateurs, il est encore prématuré d'inciter financièrement EEWf sur les indicateurs déjà fixés pour la période 2018-2021. Toutefois, la CRE demande à EEWf d'avoir un suivi consolidé de ces indicateurs à partir de l'année 2022.

Par ailleurs, la CRE introduit, en sus des 4 indicateurs précités, le suivi d'un indicateur relatif au délai moyen de réalisation des opérations de raccordement par segment. Le délai d'une opération de raccordement se mesure entre la date d'accord du client sur le devis et la mise en exploitation de l'ouvrage.

2.3.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation

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).

La délibération 2019-265 de la CRE du 4 décembre 2019 n'a pas introduit d'incitations financières sur les 4 indicateurs de continuité d'alimentation relatifs à la fréquence et la durée moyenne de coupure mais a demandé à EEWf de mettre en place un suivi fiable de ces indicateurs.

Au vu des résultats de continuité d'alimentation sur le territoire EEWf, la CRE a proposé dans sa consultation publique du 16 décembre 2021 de ne pas introduire d'incitations financières sur les quatre indicateurs de qualité d'alimentation susmentionnés. Aucun des acteurs n'a exprimé son désaccord avec cette proposition, aussi la CRE n'introduit pas d'incitations financières sur ces indicateurs mais maintient leur suivi, selon des modalités détaillées en annexe 2 de la présente délibération.

Sur la période 2018-2021, EEWf n'était par ailleurs pas soumis au mécanisme de pénalités pour coupures longues et la CRE n'introduit pas ce mécanisme pour la période 2022-2025.

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 d'EEWF

EEWF a transmis à la CRE sa demande de dotation au titre du FPE pour la période 2022-2025 le 7 juin 2021. EEWF a formulé sa demande de dotation en suivant les hypothèses d'inflation suivantes :

<i>En %</i>	2021	2022	2023	2024	2025
Inflation	1,40 %	1,40 %	1,40 %	1,40 %	1,40 %

La prise en compte des éléments contenus dans la demande d'EEWF conduirait à un niveau de dotation moyen de 3,4 M€ pour la période 2022-2025, en hausse par rapport à la période précédente.

EEWF demande des charges à hauteur de 4,5 M€ par an en moyenne sur la période 2022-2025, en hausse de 10,0 % par rapport aux charges réalisées en 2020. La demande d'EEWF est fondée sur trois postes de charges :

- les charges de capital, en hausse de 41,6 % en moyenne par rapport au réalisé 2020, portées par une hausse des raccordements sur le territoire de Wallis-et-Futuna ;
- les charges d'exploitation (hors système électrique), en hausse de 9,2 % par rapport au réalisé 2020 du fait de l'apparition de charges nouvelles liées à la mise en place de redevances de concession ;
- les charges liées au système électrique, en hausse de 42,9 % en moyenne par rapport au réalisé 2020 portées par une hausse des volumes de pertes.

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 2020-2021 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 EEWF 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 d'EEWF. Les travaux se sont déroulés entre juin et novembre 2021. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande initiale d'EEWF, 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 d'EEWF constatés lors de la période FPE 2020-2021. Il analyse également en détail les éléments prévisionnels présentés par EEWF pour la période FPE 2022-2025. Plus précisément, cet audit a pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2018-2020) et prévisionnelles (2022-2025) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour la dotation de la prochaine période.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec EEWF au mois de septembre 2021. EEWF 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 d'EEWF, et comme « borne basse » la trajectoire intégrant les ajustements recommandés par le consultant.

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre EEWF 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 EEWF et de ses propres analyses.

Les analyses de l'auditeur et de la CRE ont porté sur le dossier de demande transmis par EEWf. 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 d'EEWF

La demande mise à jour d'EEWF a été corrigée de l'inflation et s'élève à 3,6 M€/an en moyenne. Les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique augmenteraient en 2022 de + 147 k€, soit + 4,4 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 1,7 % en moyenne par an.

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

En k€ courants	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025
CNE hors charges liées au système électrique	3 344	3 490	3 633	3 686	3 736
<i>Evolution</i>		4,38%	4,08%	1,46%	1,36%

Les principaux postes expliquant la marche 2019-2022 dans la demande d'EEWF sont les suivants :

- l'apparition de charges nouvelles liées aux redevances de concession (+282 k€) ;
- les achats de fourniture, en hausse de 46,1 %, soit 213 k€.

3.1.2.2.2 Analyse de la CRE

La demande d'EEWF 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 EEWf le 7 juin 2021.

A l'issue de cette analyse, les ajustements préconisés par l'auditeur ont porté principalement sur les rubriques *Achats et services externes* (80,0 %), *Charges de personnel* (7,3 %) et *Production stockée immobilisée* (4,5 %).

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	-0,41	-0,43	-0,46	-0,51

Dans le cadre de la consultation publique, aucun acteur ne s'est prononcé sur le niveau prévisionnel des charges d'exploitation d'EEWF pour la période 2022-2025, ni sur les ajustements envisagés, à l'exception de l'opérateur lui-même. En particulier, EEWf signale une incompréhension avec l'auditeur sur le périmètre de l'activité distribution, qui a conduit à réduire de 281 k€/an, soit - 67 % en moyenne, les dépenses d'assistance administrative et technique.

La CRE, dans le cadre des travaux réalisés depuis la consultation publique du 16 décembre 2021, et au vu des éléments complémentaires fournis par EEWf, a procédé à une modification de la trajectoire envisagée au stade de la consultation publique pour annuler l'ajustement susmentionné. En effet, EEWf a fourni des éléments comptables détaillés qui attestent de la réalité de ses charges de sous-traitance de prestations administratives et techniques, au périmètre de son activité distribution.

Les principaux ajustements résiduels retenus par la CRE par rapport à la demande d'EEWF sont présentés ci-après.

Redevances de concessions

La demande d'EWF présente de nouvelles charges associées à la mise en place de redevances de concession avec la communauté de Wallis-et-Futuna à l'occasion du renouvellement du contrat de concession d'EWF prévu en mars 2022. Les charges demandées par EWF s'élèvent en moyenne à 353 k€/an sur la période 2022-2025.

L'ajustement réalisé par l'auditeur sur les redevances de concession correspond à la correction d'une erreur dans le calcul des redevances de concessions, en application du modèle de redevances de la Nouvelle-Calédonie, qui a été répliqué par l'Assemblée de Wallis-et-Futuna.

A l'issue de la consultation publique, EWF a indiqué être en accord avec les redevances de concession prévisionnelles calculées par l'auditeur, car elles correspondent au niveau voté localement par les autorités concédantes, et validé par le préfet.

Ainsi, la CRE retient la trajectoire de redevances de concessions calculée par le consultant, soit un ajustement moyen de - 49 k€/an sur la période.

Aléas climatiques

La demande d'EWF n'intégrait pas, initialement, de charges prévisionnelles associées aux aléas climatiques. Toutefois, l'opérateur a demandé, à l'occasion de la consultation publique, que le dispositif de couverture des charges liées aux aléas climatiques lui soit étendu pour la période 2022-2025 (cf. § 2.2.1.3).

Après analyse des éléments transmis par l'opérateur, et notamment de l'historique des charges supportées au titre des aléas climatiques, la CRE estime qu'une trajectoire prévisionnelle de charges d'exploitation correspondant à la moyenne observée sur les quatre dernières années doit être intégrée à la dotation d'EWF. Ainsi, la CRE intègre un bandeau de 150 k€/an en supplément de la demande initiale d'EWF.

Autres ajustements principaux

Par ailleurs, la CRE retient les ajustements suivants, non contestés par EWF :

- sous-traitance et intérim : EWF prévoit une trajectoire de 270 k€/an en moyenne pour ses dépenses d'élagage sur la période 2022-2025, sans tenir compte de la réduction des coûts d'élagage permise par l'enfouissement des lignes aériennes. Par conséquent, la trajectoire retenue intègre une réduction progressive de ces coûts, en ligne avec les objectifs d'enfouissement d'EWF, soit un ajustement de - 30 k€/an sur la période 2022-2025 ;
- charges de personnel : EWF prévoit une trajectoire de 2,3 M€/an en moyenne pour ses charges de personnel sur la période 2022-2025, sans justifier suffisamment ses hypothèses d'évolution des rémunérations ni son taux de charges sociales. Par conséquent, la trajectoire retenue intègre les hypothèses proposées par l'auditeur, conduisant à un ajustement de - 33 k€/an sur la période 2022-2025 ;
- autres produits : EWF ne prévoit pas dans sa demande de produits relatifs à la réalisation de prestations annexes sur la période 2022-2025. Si ces dernières étaient jusque-là réalisées à titre gratuit par EWF, la tarification de ces prestations au niveau des montants fixés par la CRE est entrée en vigueur en 2021. Par conséquent, la trajectoire retenue intègre des produits supplémentaires au titre de prestations annexes, calculés en cohérence avec les produits observés chez Enedis, conduisant à un ajustement de - 21 k€/an sur la période 2022-2025.

3.1.2.2.3 Synthèse des ajustements sur la demande d'EWF

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

k€Courants	2022	2023	2024	2025
Ajustements retenus pour la période 2022-2025	+ 21	0	- 29	- 80



3.1.2.3 Charges liées au système électrique

3.1.2.3.1 Demande d'EEWF

Les charges liées au système électrique d'EEWF se composent uniquement des charges liées à l'achat des pertes. EEWF a présenté une demande de 101 k€/an en moyenne. Les prévisions de charges liées au système électrique présentées par EEWF dans sa demande de dotation pour la période FPE 2022-2025, sont présentées dans le tableau ci-après :

k€Courants	2020 Réalisé	2022	2023	2024	2025
Achat des pertes	95	101	101	101	102
<i>Evolution</i>		5,90%	0,30%	0,40%	0,30%

La demande d'EEWF conduirait à une hausse des charges liées au système électrique en 2022 de + 6 k€, soit + 5,9 %, par rapport au réalisé 2020. Les charges augmenteraient ensuite sur la période 2022-2025 de 0,3 % en moyenne par an. Les hypothèses expliquant l'augmentation du poste d'achat des pertes sont illustrées dans le tableau ci-dessous :

k€Courants	2020 Réalisé	2022	2023	2024	2025
Volume pertes GWh	1 412	1 484	1 491	1 499	1 506
Prix pertes en k€	95	101	101	101	102
Coût unitaire en €/MWh	67,3	67,8	67,7	67,6	67,5

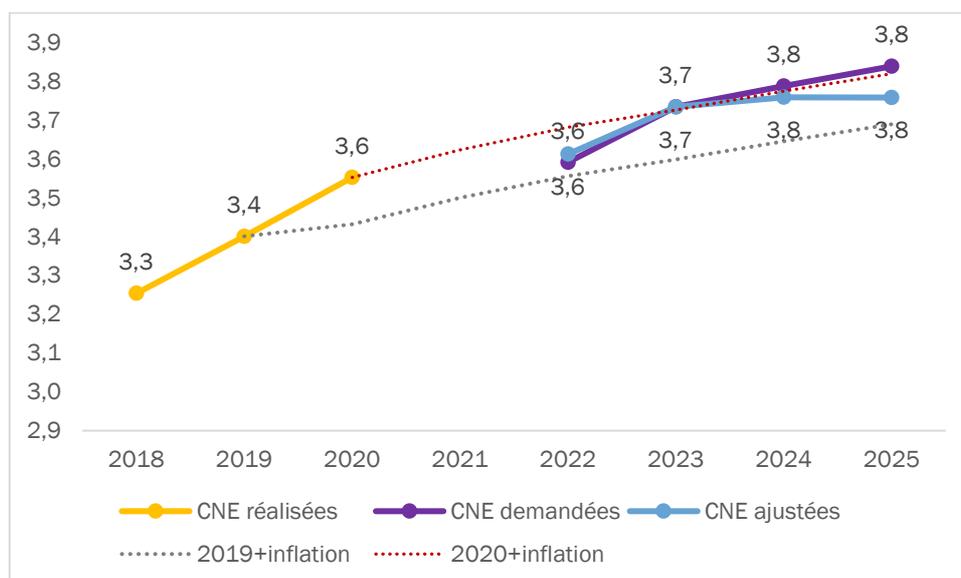
3.1.2.3.2 Analyse de la CRE

Les charges liées au système électrique se composent uniquement pour EEWF des charges liées aux pertes, couvertes au réel *via* le CRCP.

La CRE retient la trajectoire de pertes prévisionnelle d'EEWF pour la période 2022-2025.

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 entre 2019 et 2022 de + 6,2 % et une évolution annuelle moyenne de + 1,0 % 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 :

- la couverture des charges associées à la sous-traitance des charges administratives et techniques d'EEWF, en cohérence avec les niveaux réalisés en 2020 et 2021 ;
- l'accompagnement d'EEWF dans la négociation de ses redevances de concession, dans le cadre du renouvellement de son contrat de concession.

3.1.3 Calcul des charges de capital normatives

3.1.3.1 Paramètres de rémunération

Les principes de calcul des charges de capital d'EEWF (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 d'EEWF

EEWF demande une marge sur actif de 2,40 % (nominal, avant impôts), stable par rapport à celui en vigueur dans la dotation FPE 2018-2021 (2,40%), sur la base d'un bêta des actifs stable de 0,345 contre 0,36 pris en compte dans la dotation FPE 2022-2025. EEWF demande un taux de rémunération supplémentaire des capitaux propres régulés de 3,90 %, stable par rapport à celui en vigueur dans la dotation FPE 2018-2021 (3,9%), sans mise à jour du taux sans risque.

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. A l'occasion de la 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 contributeurs à la consultation publique, EEWF ainsi que deux autres opérateurs en ZNI ont considéré que les paramètres envisagés par la CRE étaient trop peu rémunérateurs au regard des risques associés aux activités insulaires. Les contributeurs estiment que les risques sont significativement plus élevés en ZNI qu'en métropole notamment en raison de l'éloignement géographique, des conditions climatiques mais aussi sociales. En particulier, et bien qu'EEWF n'en fasse pas la demande, un contributeur estime que l'intégration de la prime de risque géographique, comme c'est le cas pour les actifs de production, est nécessaire pour tenir compte des problématiques spécifiques en ZNI.

La CRE, après différentes investigations et l'analyse des arguments exposés par les contributeurs, considère que les risques spécifiques exposés, justifiant une telle prime selon les acteurs, sont déjà couverts par le cadre de régulation en vigueur. En conséquence, elle considère l'intégration de la prime de risque géographique non pertinente et ne l'intègre pas aux paramètres de rémunération.

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. A l'occasion de la consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a publié un taux de rémunération des IEC du domaine HTB de 2,40% (conformément au taux de rémunération appliqué dans le TURPE 6 HTB).

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 (hors compteurs évolués) de 1,7 %.

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	0,345	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	75%	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	3,00%	1,70%	Ax(1-E x D)/(1-D)

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 (0,345). 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 EEWf 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 d'EEWF 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 d'EEWF.

3.1.3.2 Investissements

Au global, EEWf présente une trajectoire de dépenses d'investissement en baisse sur la période à venir, avec des dépenses moyennes annuelles de 810 k€ par an, alors qu'elles étaient en moyenne de 1 539 k€ par an au cours de la période précédente (soit - 47 %). Cette forte baisse est essentiellement due à la fin des travaux d'extension sur un centre technique (2 295 k€ sur la période précédente). Hors travaux d'extension, EEWf prévoit un volume d'investissements en légère hausse (+5%).

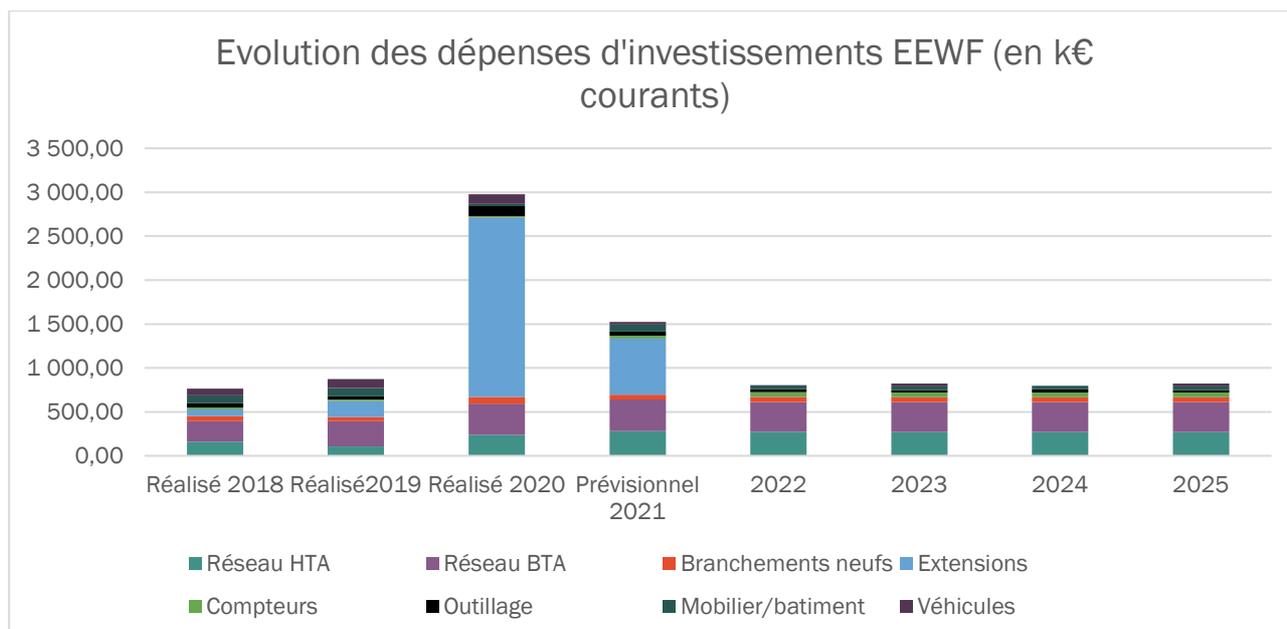
EEWF prévoit les dépenses d'investissement suivantes au cours de la prochaine période :

Investissements domaine concédé & domaine hors concédé ¹⁴ en k€	Réalisé 2019	Prévisionnel 2021	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25	Moyenne annuelle 18-20
HTA	107	282	272	271	272	271	272	168
BTA	287	358	341	339	340	339	340	292
Branchements neufs	48	56	55	55	55	55	55	62
Extensions	181	641	0	0	0	0	0	765
Total investissements domaine concédés	622	1336	668	666	666	666	667	1287
Compteurs	18	30	55	55	55	55	55	18
Outillage	35	49	34	25	34	25	30	69
Mobilier/batiment	97	78	43	42	42	42	42	69
Véhicules	100	32	1	32	0	32	16	96
Total investissements domaine hors concédé	250	190	133	155	132	155	144	252
Total des investissements (hors extension)	691	885	801	821	798	821	810	774
Total investissements bruts (extension inclus)	873	1526	801	821	798	821	810	1539

¹⁴ Avec les hypothèses d'inflation suivantes : 2,00% en 2021, 1,60% en 2022, 1,20% en 2023, 1,30% en 2024 et 1,20% en 2025



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



EEWF prévoit notamment :

- Une hausse significative (+61%) des investissements sur les postes associés au domaine HTA pour un montant moyen de 272 k€ par an sur la période FPE 2022-2025 contre 168 k€ sur la période précédente;
- Une hausse des investissements sur les postes associés au domaine BTA pour un montant moyen de 340 k€ par an sur la période FPE 2022-2025 contre 292 k€ sur la période précédente ;
- une hausse significative des investissements sur les compteurs (+208%) associée à l'accroissement constant des raccordements dans les différentes zones de l'île ;
- une baisse des investissements du domaine privé, hors concédé, mobilier et véhicules notamment, comprise entre -39% et -83% suivant les postes ;
- la fin des travaux d'extensions prévue sur 2021, dont le montant moyen d'investissements s'élevait à 731 k€ sur la période tarifaire précédente. Les travaux d'extensions ne sont pas intégrés à la trajectoire EEWf pour la période de dotation FPE 2022-2025

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 EEWf. Les écarts constatés par rapport à cette trajectoire seront intégralement couverts au CRCP.

En k€ courants ¹⁵	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25	Moyenne annuelle 18-20
Investissements totaux bruts	872	801	820	798	821	810	1 539

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.

La CRE a demandé à EEWf d'identifier le volume d'investissements de cycle long qui pourraient être concernés par ce mécanisme dans le domaine HTB mais aussi dans le domaine HTA-BT.

Sur la base des informations fournies par EEWf, la CRE observe qu'EEWF n'a pas intégré dans son prévisionnel FPE 2022-2025 d'IEC à cycle long que ce soit du domaine HTB ou du domaine HTA-BT. En ce sens, il n'y a pas de trajectoire prévisionnelle. Cependant, si la CRE venait à constater des écarts sur le poste Immobilisations en cours, ces derniers seraient couverts au CRCP.

¹⁵ Avec les hypothèses d'inflation suivantes : 2,00% en 2021, 1,60% en 2022, 1,20% en 2023, 1,30% en 2024 et 1,20% en 2025.



3.1.3.4 Charges de capital normatives

Trajectoire des charges de capitales normatives

Le tableau ci-dessous présente les trajectoires prévisionnelles de la BAR et des CPR d'EEWF de 2022 à 2025.

En k€ courants	Réalisé 2020	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25
BAR (au 01.01.N)	6846.482	7484.464	7605.305	7703.714	7802.608	7649.023
Capitaux propres régulés (au 01.01.N)	2771.394	3261.700	3608.213	3932.717	4258.508	3765.285

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

En k€ courants	Réalisé 2020	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25
Charges de capital (1)	533	736	706	679	688	702
<i>dont application de la marge sur actif</i>	164	187	190	193	195	191
<i>dont rémunération des capitaux propres régulés</i>	108	75	83	90	98	87
<i>dont dotations aux amortissements</i>	261	474	433	396	395	424
Charges de capital totales (1)	533	736	706	679	688	702

3.1.4 Revenu autorisé sur la période 2022-2025

Le revenu autorisé d'EEWF 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)	3,5	3,6	3,7	3,7	3,6
CNE (charges liées au système électrique)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
CCN prévisionnelles totales	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Total	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4

Le niveau moyen des charges à couvrir d'EEWF pour la période 2022-2025 s'élèvera à 4,4 M€/an. Il évolue ainsi de + 8,1 % en moyenne entre 2020 et la période 2022-2025, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de + 4,6 % en moyenne et d'une hausse des CCN de + 31,8 % 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 4 décembre 2019 prévoyait sur la période 2020-2021 une évolution moyenne du volume d'énergie soutirée de + 0,5% par an. Sur la période 2020-2021, le nombre de clients raccordés au réseau d'EEWF a légèrement progressé plus vite que prévu et se situe en 2021 à 4 094 consommateurs. De même, les volumes acheminés par EEWF (i.e. soutirés de son réseau) ont été supérieurs de près de 1,5 GWh par an en moyenne par rapport à la trajectoire prévisionnelle (soit + 7,2 % environ).

	2020	2021

	Prévision	Réalisé	Prévision	Estimé
Nombre de consommateurs	4 068	4 109	4 068	4 094
Volume acheminé (MWh)	20 496	22 722	20 598	21 340

Les recettes perçues par EEWf ont ainsi été légèrement plus hautes qu’anticipées avec un montant de 1 M€ en 2020 pour une valeur prévisionnelle de 0,9 M€.

	2020	2021
Recettes prévisionnelles (k€)	884	889
Recettes perçues (k€)	959	N/A

3.2.2 Demande d’EEWF

EEWF prévoit une stabilité du nombre de consommateurs sur son parc de desserte mais prévoit une croissance de l’énergie acheminée, en particulier en 2022, résultant notamment de l’application du prix de l’électricité au tarif réglementé de vente d’électricité pour les consommateurs du territoire (+ 5,1 % en 2022 par rapport à 2020 puis + 0,4 % par an à partir de 2022).

	2022	2023	2024	2025
Volume acheminé (MWh)	23 874	23 993	24 113	24 234

EEWF applique le TURPE HTA-BT aux prévisions de consommation pour estimer le niveau des recettes sur la période 2022-2025. Les hypothèses de recettes d’EEWF ont été révisées avec les nouvelles hypothèses d’inflation présentées au titre 3.1.2.1. EEWf estime que les recettes prévisionnelles seront en moyenne de 1,0 M€/an sur la période FPE 2022-2025 :

	2022	2023	2024	2025
Recettes prévisionnelles (k€)	985	1 032	1 085	1 095

3.2.3 Analyse de la CRE

La présente délibération prend en compte l’intégralité des prévisions proposées par EEWf 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 EEWf.

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)	1,0	1,0	1,1	1,1	1,0
Charges de capital (B)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EEWf (C) = (A) - (B)	0,2	0,3	0,4	0,4	0,3
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EEWf (D)	3,6	3,7	3,8	3,8	3,7
Niveau de dotation (E) = (D) - (C)	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4

DÉCISION DE LA CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les niveaux de dotation d'Eau Electricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) 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 EEWF 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 2020	2022	2023	2024	2025
Dotation prévisionnelle d'EEWF au titre du FPE	2,6	3,4	3,4	3,4	3,4

Cette trajectoire correspond à un niveau de charges prévisionnelles à couvrir de 3,4 M€/an, soit une hausse de 8,1 % par rapport à la période 2018-2020.

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

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, au ministre des outre-mer, au préfet et à l'assemblée territoriale de Wallis et Futuna ainsi qu'à Enedis.

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

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 EEWf, 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 2020-2021.

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 EEWf, prises en compte à 100 % ;
 - les charges liées au système électrique, prises en compte à 100 % ;
 - les charges relatives aux impayés correspondants au paiement du TURPE, prises en compte à 100 % ;
 - les charges relatives à la contrepartie versée par EEWf en tant que GRD du fournisseur EEWf 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^{er} 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 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 EEWf conserve une incitation sur ce poste à hauteur de 20 %.

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 EEWf pour la gestion des clients en contrat unique, des impayés, et des charges prévisionnelles associées aux aléas climatiques. 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 :

<i>k€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	3 414	3 536	3 560	3 559

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 <i>N-1</i> et l'année <i>N</i> ¹⁶	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 EEFW

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

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

<i>k€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les charges de capital normatives non incitées	736	706	679	688

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 EEFW au cours de l'année *N*. Les valeurs prévisionnelles pour ces charges d'achat pour la compensation des pertes, sont les suivantes :

<i>k€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les charges relatives au système électrique	101	101	101	102

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 EEFW des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE, portant sur des consommations postérieures au 1^{er} janvier 2016.

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

<i>M€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Valeur prévisionnelle pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE	6	6	6	6

¹⁶ Valeurs arrondies à des fins de clarté. Les valeurs retenues dans le cadre du calcul du revenu autorisé définitif sont les valeurs exactes fondées sur la chronique d'inflation mentionnée au paragraphe 3.1.2.1 de la présente délibération.



e) Charges relatives à la contrepartie versée par EEFW en tant que GRD au fournisseur EEFW 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 EEFW 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^{er} janvier 2021, mais au titre de la gestion des clients en contrat unique qu'ils ont réalisée antérieurement au 1^{er} 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 EEFW en tant que GRD du fournisseur EEFW 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 à la somme du niveau de couverture *ex ante* de 150 k€, et du montant cumulé de charges nettes d'exploitation au titre des aléas climatiques pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, 175 k€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 175 k€, le montant de ce poste est égal au niveau de couverture *ex ante*, soit 150 k€).

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 est nul.

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 EEFW.

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) Charges relatives à la mise en œuvre des flexibilités

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

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 EEFW 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 :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	59	59	59	59

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 EEWf 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^{er} 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 EEWf 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^{er} juillet 2021 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité.

ANNEXE 2 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE

Les dispositions de la présente annexe ne s’opposent pas à la transmission par EEFW 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 EEFW de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

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

Calcul	<u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et ayant donné lieu au versement d’une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d’utilisateurs</u>
Périmètre	- Tous les rendez-vous pour intervention avec déplacement d’un agent du GRD programmés donc validés par le GRD et nécessitant la présence de l’utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l’opérateur sont indemnisés
Incitations	- Montant de pénalités identique à celui facturé par l’opérateur en cas de non-exécution d’une intervention programmée du fait de l’utilisateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.) - Versement au bénéfice de l’utilisateur final via le fournisseur pour les utilisateurs en contrat unique ou directement à l’utilisateur dans les cas des utilisateurs ayant conclu un contrat d’accès directement avec le GRD

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

Calcul	<u>Nombre de réclamations clôturées dans le trimestre et dont la date de réponse est inférieure ou égale à 15 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par l’opérateur / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre</u>
Périmètre	- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - Toutes catégories d’utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par l’opérateur
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle

(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	- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - Toutes catégories d’utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par le GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle

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

Calcul	<u><i>(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre</i></u>
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs numériques relevés mensuellement
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle

(e) Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement

Calcul	<u><i>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.</i></u>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage et production
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle

ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE D'ALIMENTATION

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par EEWf d'informations qui ne seraient pas explicitement indiquées ci-après. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission aux acteurs du marché 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 délictueuses ;
- 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 d'EWF.

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Durée moyenne de coupure en BT (critère B)	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{17} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Annuelle	2020
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{18} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Annuelle	2022
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC_N^{BT}), également appelée critère F-BT, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{19} \text{ et brèves}^{20} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Annuelle	2022
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (FMC_N^{HTA}), également appelée critère F-HTA, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{21} \text{ et brèves}^{22} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Annuelle	2022

¹⁷ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

¹⁸ *Ibid.*

¹⁹ *Ibid.*

²⁰ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

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

²² Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

