

## DÉLIBÉRATION N° 2022-75

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

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

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 6 HTA-BT<sup>1</sup> est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2021, de façon synchronisée avec le TURPE 6 HTB (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension), pour une durée d'environ 4 ans.

Le TURPE HTA-BT, qui s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) d'électricité, est déterminé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

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

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

Ce même article dispose également que les GRD qui desservent plus de 100 000 clients et les GRD intervenant dans les zones non interconnectées (ZNI) peuvent « *opter pour une péréquation de leurs coûts d'exploitation, établie à partir de l'analyse de leurs comptes et qui tient compte des particularités physiques de leurs réseaux ainsi que de leurs performances d'exploitation* ». Dans ce cas, la CRE procède à l'analyse de leurs comptes et détermine les montants à percevoir<sup>2</sup>.

Les niveaux de dotation d'Electricité de Mayotte (EDM) au titre du FPE pour la période 2018-2021, ainsi que le cadre de régulation associé, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2018, en application de la délibération n° 2018-164 du 19 juillet 2018. La présente délibération fixe les niveaux de dotation d'EDM au titre du FPE pour la période 2022-2025, applicable au 1<sup>er</sup> août 2022, ainsi que le cadre de régulation associé, au seul périmètre de ses activités de gestionnaire de réseaux.

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

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

La CRE a mené une consultation publique, en date du 16 décembre 2021<sup>3</sup>, portant sur les niveaux de dotation d'EDM, Gérédis et EEFW 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'EDM dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La présente délibération se fonde notamment sur la demande d'EDM ainsi que sur de nombreux échanges avec ce dernier, sur les analyses internes de la CRE, sur un rapport d'audit externe<sup>4</sup> et sur le retour des acteurs à la consultation publique susmentionnée. La CRE a également auditionné EDM au premier trimestre 2022.

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

La CRE considère que la dotation au titre du FPE d'EDM 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 et le développement de la mobilité électrique dans les ZNI. 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.

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

#### Lancer le déploiement du comptage évolué

Conformément aux dispositions du code de l'énergie, EDM devra engager un projet de déploiement de compteurs communicants sur son territoire. Toutefois, le début du déploiement n'est pas attendu avant la fin de la mise en conformité des installations<sup>5</sup>. Pour la période 2022-2025, EDM envisage cependant le lancement d'une phase pilote, afin de préparer au mieux le déploiement à grande échelle d'un système de comptage évolué en testant la chaîne communicante et en vérifiant que le tissu industriel local peut effectivement répondre à ce besoin.

#### Soutenir les évolutions technologiques dégageant des flexibilités nouvelles pour les réseaux

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

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

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

Bien que le réseau d'EDM ne soit à ce stade pas assez mature pour l'introduction d'une régulation incitative sur la qualité d'alimentation, les enjeux en termes de mise en conformité du réseau et d'alignement des prestations vis-à-vis de la métropole sont importants sur son territoire. La CRE s'assurera de la poursuite de l'amélioration de la qualité du service rendu.

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

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

<sup>5</sup> Mise en conformité des lignes aériennes, et des branchements et compteurs.

## Evolution des niveaux de dotation

### Charges à couvrir

EDM a transmis à la CRE sa demande de dotation au titre du FPE pour la période 2022-2025 le 3 juin 2021, exposant ses prévisions de coûts pour la période 2022-2025 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

EDM demande des charges à hauteur de 53,1 M€ par an en moyenne sur la période 2022-2025, en hausse de 99,2 % par rapport à la moyenne des charges réalisées sur la période 2018-2020. La demande d'EDM est fondée sur trois postes de charges :

- les charges de capital, à hauteur de 26,6 M€/an, en hausse de 153,0 % en moyenne par rapport au réalisé 2018-2020, portées notamment par une demande de prime complémentaire relative au risque géographique spécifique des territoires et d'importants investissements sur le réseau HTA ;
- les charges d'exploitation (hors système électrique), à hauteur de 23,8 M€/an, en hausse de 69,5 % par rapport au réalisé 2018-2020, portées notamment par une hausse des charges de personnel et le retard pris par certains projets d'EDM sur la période passée ;
- les charges liées au système électrique, à hauteur de 2,7 M€/an, en hausse de 28,9 % en moyenne par rapport au réalisé 2018-2020, portées par une hausse constante du volume de pertes prévue par EDM.

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

### Charges d'exploitation

La CRE a retenu pour EDM un niveau de charges d'exploitation de 24,5 M€/an en moyenne sur la période 2022-2025, qui correspond à un ajustement de 7,4 % 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 de personnel d'EDM, à un niveau cohérent avec les ambitions d'EDM et la nécessité de rattrapage du territoire Mahorais avec le reste du territoire national dans le cadre du processus de départementalisation de Mayotte ;
- l'accompagnement d'EDM dans la mise en œuvre ambitieuse de ses grands projets, en vue de permettre un bon niveau de qualité de service et d'alimentation sur le territoire où EDM exerce son activité de distribution d'électricité.

### Charges de capital

La base d'actifs régulés (BAR) d'EDM 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.

La CRE ne retient pas la demande d'EDM d'une prime de rémunération additionnelle de 3 % spécifique aux ZNI. Ces risques sont déjà couverts par le cadre de régulation applicable à EDM et, à ce titre, une telle prime n'apporterait aucune contribution pour la prochaine période aux objectifs d'EDM évoqués précédemment.

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

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

### Evolution du niveau des charges à couvrir

Le niveau moyen des charges à couvrir d'EDM pour la période du FPE 2022-2025 s'élèvera à 44,7 M€/an en moyenne, en intégrant une hypothèse d'inflation cumulée de 5,4 % sur la période<sup>6</sup>. Tout écart entre les hypothèses prévisionnelles, et l'inflation effectivement réalisée sur la période 2022-2025, sera couvert *via* le compte de régularisation des charges et produits (CRCP) afin de protéger l'opérateur de tout risque de variation de l'inflation en cours de période.

Le niveau moyen des charges à couvrir augmente sur la période 2022-2025 par rapport à 2018-2020, de + 67,8 % en moyenne, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de + 52,0 % en moyenne et d'une hausse des CCN de + 91,9 % en moyenne. Cette hausse, supérieure à l'inflation et qui sera financée par l'ensemble des consommateurs *via* le TURPE, reflète les efforts très importants qui doivent être engagés par EDM pour jouer son rôle dans la mise en conformité du système électrique sur le territoire où EDM exerce son activité de distribution d'électricité, et dans la transition énergétique dans les ZNI.

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

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

Sur la période 2022-2025, EDM prévoit une hausse des soutirages prévisionnels (+3,7 % entre 2022 et 2025) et des recettes tarifaires (+3,4 % sur la période), tirés par la hausse du nombre de raccordements et la croissance globale des consommations.

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

Les dotations annuelles d'EDM 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 EDM 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 26,1 M€.

### **Cadre de régulation**

La CRE a retenu un cadre de régulation proche de celui actuellement en vigueur pour Enedis et EDF SEI, en tenant compte néanmoins des enjeux spécifiques des territoires sur lesquels intervient EDM, ainsi que du bilan de la régulation incitative sur la période de dotation précédente. Cela se traduit notamment par un ajustement du mécanisme de couverture des 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'EDM ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers le CRCP et, d'autre part, à renforcer la régulation incitative du GRD.

En particulier, la CRE renforce la régulation incitative de la qualité de service, notamment en ce qui concerne les délais de raccordement. En cohérence avec les enjeux portant sur la qualité des branchements des utilisateurs BT ≤ 36 kVA sur le territoire de Mayotte et afin d'accompagner la nouvelle politique de raccordement d'EDM, la CRE introduit un suivi des délais de raccordement de l'opérateur, afin de préparer l'introduction d'une régulation sur ces délais.

Enfin, le cadre de régulation retenu incite EDM à favoriser l'innovation des acteurs sur le territoire où EDM exerce son activité de distribution d'électricité.

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

**TABLE DES MATIERES**

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

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

1.1 PRESENTATION D'EDM .....7

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2.2 Régulation incitative des investissements ..... 15

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

2.3 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE..... 17

2.3.1 Rappel et bilan du dispositif de la régulation incitative sur la période 2018-2020..... 17

2.3.2 Adaptation du dispositif pour la période 2022-2025..... 17

2.4 REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION ..... 18

2.5 REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION ..... 19

2.5.1 Projets de réseaux électriques intelligents ..... 19

2.5.2 Favoriser l'innovation à l'externe..... 19

**3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET NIVEAUX DE DOTATIONS AU TITRE DU FPE..... 21**

3.1 NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ..... 21

3.1.1 Demande de dotation d'EDM..... 21

3.1.2 Charges d'exploitation ..... 21

3.1.3 Calcul des charges de capital normatives..... 25

3.1.4 Revenu autorisé sur la période 2022-2025 ..... 29

3.2 HYPOTHESES D'EVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS, DES PUISSANCES SOUSCRITES ET DES VOLUMES  
ACHEMINES ..... 30

3.2.1 Evolutions constatées sur la période 2018-2020 ..... 30

3.2.2 Demande d'EDM..... 30

3.2.3 Analyse de la CRE ..... 30

3.3 NIVEAUX DE DOTATION PREVISIONNELS AU TITRE DU FPE SUR LA PERIODE 2022-2025..... 31

**DÉCISION DE LA CRE ..... 32**

**ANNEXE 1 – REFERENCES POUR LE CALCUL DU CRCP ..... 33**

**1. CALCUL ET APUREMENT DU CRCP ..... 33**

**2. VALEURS DE REFERENCE POUR LE CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF ..... 33**

i. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif ..... 34

ii. Postes de recettes retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif..... 36

iii. Incitations financières au titre de la régulation incitative ..... 36

**ANNEXE 2 – REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES ..... 38**

**ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE..... 39**

**ANNEXE 4 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE D'ALIMENTATION ..... 41**



10 mars 2022

**ANNEXE 5 – DISPOSITIF DE COUVERTURE DES COUTS ASSOCIES AU PROJET DE MISE EN CONFORMITE DES  
BRANCHEMENTS ET DES COMPTEURS (MCBC) SUR LE TERRITOIRE D'EDM (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**  
..... 44

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

### **1.1 Présentation d'EDM**

Électricité de Mayotte (EDM) est un opérateur intégré en zone non-interconnectée (ZNI) qui produit, transporte, distribue et commercialise l'électricité sur le territoire de Mayotte. EDM gère 1 050 km de réseaux électriques (dont 7 km de réseaux HTB) et achemine de l'électricité auprès d'environ 49 000 consommateurs. En 2020, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux concédés à EDM s'élevait à 344 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 EDM au titre du fonds de péréquation pour l'électricité (FPE) pour la période 2018-2021, ainsi que le cadre de régulation associé, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2018, en application de la délibération du 19 juillet 2018<sup>7</sup>. La présente délibération fixe les niveaux de dotation d'EDM au titre du FPE pour la période 2022-2025, applicable au 1<sup>er</sup> 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 2022<sup>8</sup>, portant sur les niveaux de dotation d'EDM, Gérédis et EEWf au titre du FPE pour la période 2022-2025. Six acteurs ont transmis une contribution. Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

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

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

La CRE considère que la dotation au titre du FPE d'EDM 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 et le développement de la mobilité électrique dans les ZNI. 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.

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

<sup>7</sup> Délibération de la CRE n° 2018-164 du 19 juillet 2018 portant décision sur les niveaux de dotation du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

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

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

### Lancer le déploiement du comptage évolué

Conformément aux dispositions du code de l'énergie, EDM devra engager un projet de déploiement de compteurs communicants sur son territoire. Toutefois, le début du déploiement n'est pas attendu avant la fin de la mise en conformité des installations<sup>10</sup>. Pour la période 2022-2025, EDM envisage cependant le lancement d'une phase pilote, afin de préparer au mieux le déploiement à grande échelle d'un système de comptage évolué en testant la chaîne communicante et en vérifiant que le tissu industriel local peut effectivement répondre à ce besoin.

### Soutenir les évolutions technologiques dégageant des flexibilités nouvelles pour les réseaux

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

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

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

Bien que le réseau d'EDM ne soit à ce stade pas assez mature pour l'introduction d'une régulation incitative sur la qualité d'alimentation, les enjeux en termes de mise en conformité du réseau et d'alignement des prestations vis-à-vis de la métropole sont importants sur son territoire. La CRE s'assurera de la poursuite de l'amélioration de la qualité du service rendu.

---

<sup>10</sup> Mise en conformité des lignes aériennes, et des branchements et compteurs.

## 2. CADRE DE REGULATION

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

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

L'article R. 121-60 du code de l'énergie prévoit que les GRD qui optent pour une péréquation à partir de l'analyse de leurs comptes présentent à la CRE une demande qui concerne « *la période allant jusqu'à la fin de l'application du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité en cours* ». Le TURPE 6 HTA-BT étant entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2021 pour une période d'environ 4 ans, la présente délibération concerne les niveaux de dotation au titre du FPE pour EDM 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 EDM (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 EDM. 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'EDM 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 EDM avec le niveau de charges de capital et d'exploitation prévisionnelles dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseaux efficace.

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

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

Cet écart est calculé selon la formule suivante :

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

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

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

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

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

##### 2.1.2.1 Recettes d'acheminement

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

##### **2.1.3.2.1 Evolution de la BAR**

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

Dans sa réponse à la consultation publique, EDM demande que la méthode de détermination de l'assiette des capitaux propres soit revue, avec notamment l'intégration d'un taux plancher à 0% dans le cas où l'assiette des CPR est négative.

Pour la période 2022-2025, en cohérence avec les modalités retenues dans le TURPE 6 pour RTE et Enedis ainsi que pour la période FPE 2022-25 pour EDF SEI, Gérédis et EEFW, la CRE maintient la méthodologie en vigueur et n'intègre pas de mécanisme de taux plancher à 0%. La CRE rappelle que la notion de CPR permet de prendre en compte la spécificité des actifs de concession et notamment de la mécanique de préfinancement de leur renouvellement. Introduire un plancher à 0% en cas de CPR négatifs, reviendrait à ne pas tenir compte d'une partie de ces préfinancements, alors qu'ils ont été à la charge des consommateurs, ce qui induirait une double rémunération.

#### **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'EDM qui exploite également des réseaux relevant du domaine de tension HTB, 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'EDM relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB étaient rémunérées, de façon normative, au coût nominal de la dette applicable pendant la période tarifaire. En revanche, le cadre actuel ne 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.

EDM est favorable à l'orientation présentée en consultation publique, mais demande l'extension de la rémunération à l'ensemble des immobilisations en cours et non pas uniquement aux IEC de cycle long. Par ailleurs, EDM demande une rémunération plus importante que celle envisagée par la CRE, en y intégrant notamment un critère de risques géographique et social supplémentaire.

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'EDM, c'est-à-dire le taux de rémunération supplémentaire des éventuels emprunts financiers tel que prévu au paragraphe 3.1.3.1, et ne tenant pas compte de critères de risques géographique ou social supplémentaire. 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 EDM des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans les tarifs ATRT7<sup>11</sup>, ATRD6<sup>12</sup>, TURPE 6 HTA-BT<sup>13</sup>, TURPE 6 HTB<sup>14</sup> et dotation FPE 2022-2025 pour EDF SEI<sup>15</sup>. 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 types de coûts échoués.

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

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

<sup>13</sup> Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) - CRE

<sup>14</sup> Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) - CRE

La majorité des répondants s'est prononcée contre les principes des coûts échoués envisagés. EDM et Gérédis demandent le maintien de la couverture via le CRCP, en raison du caractère non maîtrisable de certains coûts dès lors qu'ils correspondent le plus souvent à des modifications d'ouvrages à la demande de tiers, à de la mise en conformité ou à la destruction d'ouvrages à la suite d'aléas climatiques. De plus, les répondants jugent que ce principe est applicable sur un territoire élargi comme la métropole mais ne l'est pas pour le territoire Mahorais. Enfin, il est indiqué que les acteurs ne disposent pas des ressources nécessaires pour produire les dossiers d'études spécifiques demandés par la CRE.

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'EDM, 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. Concernant la difficulté pour couvrir le territoire notifié par EDM, la CRE estime que ces charges et aléas sont déjà intégrés dans les trajectoires prévisionnelles. De plus, EDM investit dans des locaux à divers endroits de l'île afin d'être au plus proche de ses utilisateurs.

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 EDM. Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

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

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

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

Dans sa consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a interrogé les parties prenantes sur le traitement à appliquer aux actifs cédés. EDM est favorable à la proposition de la CRE, jugeant que les cessions d'actifs restent une problématique peu fréquente sur ses activités. 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 EDM à maximiser ce gain. EDM 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 EDM.

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

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

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

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

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

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

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

Dans la consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a proposé, conformément aux orientations de la consultation publique du 14 février 2019, de reconduire la régulation incitative des charges nettes d'exploitation actuellement en vigueur tout en considérant qu'il était indispensable de repartir, pour la prochaine période tarifaire, du niveau de productivité atteint par les opérateurs pendant la période tarifaire précédente.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables ou 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'EDM.

#### **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 capacitatives dans les câbles et (ii) de pertes non techniques constituées de l'énergie consommée non enregistrée. Ces pertes non techniques sont liées, notamment, à des biais de comptage et à des fraudes.

Les pertes électriques représentent un enjeu financier important pour EDM. Pour la période 2018-2020, le volume de pertes moyen est estimé à 29 GWh/an correspondant à un coût moyen annuel de près de 1,8 M€.

La CRE observe qu'EDM dispose de plusieurs leviers afin de réduire le volume des pertes : choix d'investissement, de topologie du réseau, etc. Dans la consultation publique, la CRE avait proposé de reconduire le dispositif d'incitation sur les charges liées à la compensation des pertes d'EDM en ajustant le taux de pertes de référence sur la moyenne des taux de pertes de la période tarifaire précédente, soit 7,9 %.

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

La CRE considère que les marges de manœuvre des opérateurs pour réduire leurs volumes de pertes sont effectives et justifient de poursuivre l'incitation à son niveau actuel.

A la suite de la consultation publique, EDM a indiqué observer une hausse importante de son taux de pertes en 2021, qui s'établit à 9,7 % contre 7,9 % en moyenne sur la période 2018-2020. EDM explique notamment cette hausse par la modification de son logiciel de gestion de clientèle, qui a un impact sur le mode de calcul des pertes non techniques. Par ailleurs, EDM signale avoir détecté en 2021 un nombre croissant de fraudes par raccordement direct sur le réseau, sans être en mesure d'estimer l'impact de ce phénomène sur les pertes.

Afin de tenir compte de ces éléments, la CRE fixe le taux de pertes pour la période 2022-2025 au niveau de la moyenne réalisée sur la période 2018-2021, soit un objectif de référence de 8,3 %. Ce taux de pertes ambitieux, en baisse par rapport à l'objectif fixé pour la période précédente, vise notamment à inciter EDM à mener les actions nécessaires à la détection et à la réduction de la fraude par raccordement direct sur le réseau.

Dans le cas où le projet de comptage évolué d'EDM devait être lancé, le taux de référence pour les volumes de pertes de l'opérateur devrait être modifié pour tenir compte de la réduction des pertes non-techniques permise par le déploiement d'un système de comptage évolué. Comme pour Gérédis et EDF SEI, le calcul du volume de référence de pertes devrait intégrer, le cas échéant, une réduction des pertes non-techniques cohérente avec les hypothèses du modèle d'affaires du projet de comptage.

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

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

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

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

Afin de limiter le risque pour l'opérateur, le mécanisme comporte par ailleurs un plafond au-delà duquel les charges d'exploitation réellement supportées par EDM sont intégralement couvertes à travers le mécanisme du CRCP (cf. § 2.2.3). Ce plafond s'élevait pour la période 2018-2021 à 150 k€.

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.

La CRE a ainsi proposé en consultation publique de reconduire, pour la période 2022-2025, le mécanisme de couverture des aléas climatiques, en adaptant les montants pris en charge pour tenir compte de l'historique de la période 2018-2020, au cours de laquelle EDM n'a supporté aucune charge liée aux aléas climatiques. EDM est favorable à la reconduction du mécanisme mais défavorable aux montants proposés par la CRE. La CRE considère cependant que ces montants sont cohérents avec l'absence de charges constatée sur la période 2018-2020.

La CRE reconduit donc le mécanisme pour la période 2022-2025 et fixe le niveau de la couverture forfaitaire à 0 k€/an. Pour maintenir constant le niveau de risque supporté par EDM, la CRE abaisse de manière équivalente le plafond au-delà duquel les montants sont couverts au CRCP, à 50 k€.

### **2.2.1.4 Régulation incitative des charges d'exploitation associées au projet de mise en conformité des branchements et compteurs sur le territoire d'EDM**

Le projet de mise en conformité des branchements et compteurs (MCBC) sur le territoire d'EDM, initié en amont de la période de dotation FPE 2018-2021, avait pour objectif d'inventorier et de résorber l'ensemble des cas de non-conformité des branchements et des compteurs sur le territoire de Mayotte. Au vu des incertitudes sur les coûts associés au projet, la CRE avait prévu, dans la délibération établissant les niveaux de dotation FPE d'EDM au titre des années 2018 à 2021<sup>16</sup>, une restitution des charges prévisionnelles qui n'auraient pas été dépensées à l'issue de la période de dotation.

Si le bilan final des dépenses engagées au titre du projet doit encore être affiné dans le cadre du calcul du CRCP de l'année 2021, les premiers éléments de retour d'expérience transmis par EDM permettent de constater que :

- le nombre d'opérations de mises en conformité réalisées sur la période 2018-2021 (1 153 par an en moyenne) est très inférieur au volume prévisionnel de 2018 (2 350) ;
- l'avancement des inventaires a conduit à revoir à la hausse le volume total de mise en conformité à réaliser sur les branchements et compteurs ;
- le coût unitaire estimé des opérations réalisées sur la période 2018-2021 est largement supérieur à celui envisagé initialement.

EDM explique notamment cette performance par des difficultés opérationnelles en début de projet, qui n'ont pas permis de mobiliser toutes les ressources nécessaires au lancement des opérations, puis par la crise sanitaire qui a considérablement ralenti ces dernières.

La CRE considère que le projet MCBC est stratégique pour le territoire de Mayotte, et qu'EDM doit donc disposer des moyens nécessaires à son bon déroulement. Toutefois, la CRE constate que :

- EDM prévoit des volumes annuels de mises en conformité ambitieux au regard de sa performance passée ;
- les dépenses prévisionnelles de l'opérateur sont très dépendantes du volume d'opérations à réaliser.

Cette analyse a conduit à intégrer, dans le cadre de la consultation publique du 16 décembre 2021, des ajustements sur les charges incitées associées au projet MCBC.

<sup>16</sup> Délibération n° 2018-164 de la Commission de régulation de l'énergie du 19 juillet 2018 portant décision sur les niveaux de dotation du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour l'Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

La CRE considère qu'il convient de tenir compte des incertitudes exposées ci-dessus, tout en laissant plus de souplesse à EDM pour réaliser l'ensemble des opérations nécessaires. Par conséquent, la CRE considère qu'il convient de couvrir les charges associées au projet MCBC, dépendant du volume d'opérations, pour la période 2022-2025 sur la base d'un mécanisme de coût unitaire, qui permet de tenir compte des volumes de mises en conformité effectivement réalisés par l'opérateur. Ainsi, EDM peut disposer des ressources nécessaires pour l'atteinte du volume de mises en conformité visé. Si, toutefois EDM réalise un nombre de mises en conformités inférieures à ses prévisions, les montants correspondant aux mises en conformité non réalisées seront restitués par EDM *via* le CRCP. Les charges associées au projet mais non dépendantes du volume d'opérations resteraient incitées à 100%.

Ce coût unitaire est précisé dans une annexe confidentielle à la présente délibération. En 2025, ce coût unitaire, exprimé en €<sub>2021</sub>, sera appliqué aux volumes réels d'opérations de mise en conformité réalisées par EDM sur la période 2022-2025 pour déterminer les trajectoires finales à couvrir au titre du projet MCBC, après application de l'inflation réalisée. Tout écart par rapport à la trajectoire prévisionnelle, définie au paragraphe 3.1.2.2.2 sera couvert *via* le CRCP.

### 2.2.2 Régulation incitative des investissements

Compte tenu des besoins significatifs d'investissements dans les réseaux sur le territoire de Mayotte, la CRE avait considéré pour la période 2018-2021 qu'un suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux concédés à EDM, 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 de soumettre EDM à ces mécanismes pour la période 2022-2025.

Les contributeurs à la consultation publique se sont montrés favorables à ces orientations.

Par conséquent, la CRE maintient ces orientations pour la période 2022-2025. En revanche, compte tenu des importants investissements et projets en cours sur le territoire d'EDM, la CRE demande à l'opérateur de mettre en place un suivi précis de ses investissements sur la période 2022-2025. A l'occasion de chaque mise à jour annuelle du niveau de dotation dont il bénéficie, EDM détaillera, notamment, les écarts sur le passé entre les dépenses d'investissement prévisionnelles et les dépenses d'investissement effectivement réalisées.

### 2.2.3 Couverture au CRCP de certains postes

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

Comme indiqué au 2.1.4 de la présente délibération, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, d'une part, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés, d'autre part.

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

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

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

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

Sur ce fondement, la CRE a proposé le périmètre du CRCP à retenir pour EDM 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 EDM émettent des réserves sur certaines modalités proposées.

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

S'agissant des redevances de concession, la CRE estime que ces charges restent prévisibles même en cas de renouvellement ou révision future. En effet, bien que le modèle utilisé par Enedis ne s'applique pas sur le territoire où EDM exerce son activité de distribution d'électricité, les négociations menées par EDM 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 EDM des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB. La CRE, estimant que ces charges sont pour partie prévisibles et pour partie maîtrisables, modifie ainsi les modalités de couvertures tarifaires des coûts échoués.

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

Dans sa réponse à la consultation publique, EDM demande par ailleurs l'intégration au périmètre du CRCP des coûts d'élimination des déchets dangereux, activité sous-traitée à un unique prestataire à Mayotte et désorganisée en raison de la crise sanitaire. La CRE ne retient pas cette demande, notamment en raison de l'amélioration de la situation sanitaire en 2022 qui joue favorablement sur la prévisibilité de ce poste.

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 EDM, prises en compte à 100 % ;
  - les charges liées à la compensation des pertes, prises en compte à 100 % et faisant, par ailleurs, l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* (cf. § 2.2.1.2) ;
  - les charges relatives aux impayés correspondants au paiement du TURPE, prises en compte à 100 % ;
  - les charges relatives à la contrepartie versée par EDM en tant que GRD du fournisseur EDM pour la gestion des clients en contrat unique en application de la délibération de la CRE n° 2018-011 du 18 janvier 2018, ainsi que les charges correspondant à la gestion de clientèle réalisée par les fournisseurs antérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2018, dans la limite des montants maximums par point de connexion susceptibles d'être pris en compte et fixés par la délibération n° 2017-239 du 26 octobre 2017, prises en compte à 100 % ;
  - les charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques, selon des modalités spécifiques (cf. § 2.2.1.3) ;
  - 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 EDM 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 EDM (les charges de capital étant intégrées à 100 % au CRCP) ;
- les écarts de fin de période aux charges prévisionnelles associées au projet MCBC d'EDM, selon les modalités définies au paragraphe 2.2.1.4 ;

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

- les charges relatives aux redevances de concession ne sont plus couvertes par le CRCP en cohérence avec le cadre appliqué à Enedis pour la période TURPE 6 ;

- les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités Régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation

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

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

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

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

Par ailleurs, 7 autres indicateurs sont suivis et publiés par les EDM, mais sans faire l'objet d'incitation financière. Ces indicateurs portent principalement sur la relation avec les consommateurs (délai de mise en œuvre de prestations de mise en service ou de résiliation, taux d'accessibilité téléphonique), le raccordement (taux de respect d'une date convenue de mise à disposition des raccordements) ainsi que sur les réclamations.

Sur la période 2018-2020, le niveau de performance d'EDM dépasse largement, pour les deux indicateurs incités financièrement qui ne font pas l'objet de pénalités forfaitaires, les objectifs fixés par la CRE. En particulier, la CRE note les points suivants :

- une performance constamment au-dessus des objectifs fixés par la CRE s'agissant du taux de réclamations ayant reçu une réponse dans les 15 jours calendaires ;
- le maintien d'un haut niveau de performance, depuis 2018, concernant le taux d'index relevés ou auto-relevés par semestre par EDM (performance moyenne de 98,8 % pour un objectif de 93 % en 2021).

	Performance moyenne (2018-2020)	Objectif 2021
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	92,50%	83%
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	98,80%	93%

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

#### **2.3.2 Adaptation du dispositif pour la période 2022-2025**

Globalement, sur la période 2018-2020, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service ont permis d'améliorer ou de maintenir les performances d'EDM dans les domaines ciblés. Toutefois, afin de rester efficaces et d'éviter toute dérive de ces performances, la CRE considère que les indicateurs et les incitations associées doivent évoluer de manière régulière, en fonction des résultats obtenus et des enjeux nouveaux qui apparaissent.

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

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

- **s'agissant de la qualité du relevé** : de renforcer le niveau de la trajectoire d'objectifs avec l'atteinte d'un objectif de 97 % en 2025 s'agissant de l'indicateur relatif au relevé des points de livraison situés sur le domaine BT ≤ 36 kVA ;
- **s'agissant du traitement des réclamations** : de renforcer la trajectoire d'objectif de l'indicateur relatif aux réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires d'EDM afin d'atteindre un objectif cible de 94 % en 2025 ;
- **s'agissant du raccordement** :
  - d'introduire un indicateur, faisant l'objet d'une incitation financière, relatif au taux de raccordement réalisé dans un délai de 4 semaines suivant l'acceptation du devis par le client dans le domaine BT ≤ 36 kVA. La CRE justifiait sa proposition par :
    - d'une part, la mise en place d'une nouvelle politique de raccordement caractérisée par la mise en œuvre d'un nouveau marché cadre de prestation, la mise en place d'un portail de raccordement entièrement digitalisé ainsi qu'une extension du périmètre des autorisations administratives à l'ensemble des raccordements. L'ensemble de ces transformations ne permet pas d'avoir une visibilité précise du délai moyen de réalisation des futurs raccordements ;

- d'autre part, l'actuel suivi de cet indicateur par EDM, notamment dans le cadre de son contrat de concession avec l'autorité concédante ;
  - de suivre, sans incitation financière, le délai moyen de réalisation des raccordements par segment.

Concernant les évolutions proposées relatives à la qualité du relevé et au traitement des réclamations, celles-ci n'ont pas fait l'objet d'opposition de la part des acteurs.

En conséquence, la CRE retient les évolutions envisagées dans la consultation pour ces domaines.

S'agissant de l'évolution relative à l'introduction d'une incitation basée sur la réalisation des raccordements BT  $\leq 36$  kVA dans un délai de 4 semaines suivant l'acceptation du devis par le client, EDM indique dans sa contribution qu'étant donné sa politique d'enfouissement des lignes, les délais de réalisation des affaires de raccordement seront de plus en plus dépendants de la délivrance des autorisations administratives relatives aux travaux de voiries.

A ce titre, EDM estime que le délai de 4 semaines (délai déjà suivi par l'opérateur) n'est pas réaliste, et compare de plus ce délai avec les délais de réalisation des branchements observés sur le territoire d'Enedis (81 jours en 2020, avec un délai cible à environ 60 jours d'ici la fin du TURPE 6) ou de EDF SEI (60 jours). EDM demande alors de ne pas tenir compte des autorisations administratives dans le périmètre de l'indicateur et de s'appuyer sur un délai de 60 jours, en cohérence avec Enedis et EDF SEI.

La CRE considère, en cohérence avec le cadre appliqué à Enedis et EDF SEI, que l'obtention des autorisations administratives fait partie intégrante d'une procédure de raccordement et que le GRD dispose de moyens permettant d'optimiser ces délais, en anticipant les demandes et en travaillant à la complétude des dossiers.

Par ailleurs, la CRE partage l'intérêt de construire un indicateur plus proche de la réalité de la future activité d'EDM et harmonisé avec ceux des autres gestionnaires de réseaux. Néanmoins compte tenu des incertitudes associées au futur délai moyen de raccordement réalisé par EDM, la CRE estime qu'il est nécessaire d'adapter le dispositif afin de maintenir un niveau de performance. Par conséquent, la CRE introduit le suivi d'un indicateur incité financièrement relatif au délai de réalisation des affaires de raccordement en soutirage BT  $\leq 36$  kVA. Pour cet indicateur, la CRE fixe un « bandeau neutre » constitué d'un objectif minimal et d'un objectif cible. Ainsi, EDM percevra un bonus lorsque le délai moyen de réalisation de raccordement sera inférieur à 45 jours et se verra attribuer d'une pénalité lorsque le délai moyen dépassera 60 jours. Lorsque la valeur de l'indicateur se situe entre l'objectif cible et l'objectif minimal (soit entre 45 jours et 60 jours), EDM ne percevra ni pénalité, ni bonus.

Par ailleurs, la CRE envisage de recalculer ces objectifs au bout d'un retour d'expérience de deux années si elle l'estime nécessaire.

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

## **2.4 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 2018-164 de la CRE du 19 juillet 2018 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 EDM de mettre en place un suivi fiable de ces indicateurs.

Au vu des résultats de continuité d'alimentation sur le territoire d'EDM, 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, EDM 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.

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

### 2.5.1 Projets de réseaux électriques intelligents

La délibération 2018-164 du 19 juillet 2018 a introduit un mécanisme permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, qui pouvait aller au-delà des projets déjà identifiés. Celui-ci permettait EDM de demander, une fois par an, pour une prise en compte lors du calcul du CRCP, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un futur projet, ou un ensemble de futurs projets, relevant des réseaux électriques intelligents. Cette intégration était possible pour un ensemble de projets impliquant au total des charges d'exploitation annuelles supérieures à 15 k€ sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues à ce stade.

La CRE considérait que ce mécanisme pouvait s'appliquer à des programmes de recours à des flexibilités mais qu'il n'était pas adapté au cas de prestations multi-services rendues par des dispositifs de stockage dans des micro-réseaux isolés. EDM n'a pas eu recours à ce mécanisme pendant la période 2018-2021.

Néanmoins, la CRE considère qu'il est toujours important de garder une certaine souplesse dans le cadre de régulation sur la thématique des réseaux intelligents. La CRE a donc proposé de prolonger ce mécanisme pour la période 2022-2025 avec les mêmes modalités d'application que pour la période précédente. La proposition a été reçue favorablement par les acteurs ayant répondu à la consultation publique. La CRE décide de retenir cette proposition.

### 2.5.2 Favoriser l'innovation à l'externe

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

Dans ses consultations publiques d'octobre 2019<sup>17</sup> et d'octobre 2020<sup>18</sup>, la CRE a interrogé les acteurs sur la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative sur le respect des délais d'exécution par les opérateurs de réseaux de certaines actions jugées prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché.

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

Dans sa consultation publique du 16 décembre 2021, la CRE a proposé de mettre en place ce même mécanisme pour EDM. Bien que plusieurs acteurs se soient prononcés en défaveur du dispositif, le jugeant asymétrique, la CRE, par souci de cohérence avec les dispositions retenues pour les autres gestionnaires de réseaux, met en place ce mécanisme pour EDM, avec :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif : afin de disposer de la réactivité nécessaire à l'innovation, cette liste d'actions prioritaires ne sera pas figée en début de période tarifaire et pourra être alimentée pendant toute la période en cohérence avec des évolutions législatives et réglementaires, les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché. Les actions prioritaires pourraient porter, notamment, sur la définition d'une stratégie d'intégration de la mobilité électrique dans les systèmes électriques insulaires exploitant au mieux la flexibilité offerte par les batteries des véhicules électriques et les capacités des compteurs communicants ;
- un délai d'exécution associé à chacune des actions, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes, ou établi en concertation avec EDM et les acteurs de marché lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- le versement de pénalités en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux ou au bon fonctionnement du marché. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants sont les suivants :

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

<sup>18</sup> Consultation publique n°2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

10 mars 2022

- pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 150 €/mois de retard est appliquée ;
- pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée à 300 €/mois de retard pour les mois au-delà du 6ème mois ;
- pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 600 €/mois de retard pour les mois au-delà du 12ème mois ;
- le montant global de l'ensemble des pénalités versées par EDM est plafonné à 15 k€ par an.

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

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

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

##### **3.1.1 Demande de dotation d'EDM**

EDM a transmis à la CRE sa demande de dotation au titre du FPE pour la période 2022-2025 le 3 juin 2021. EDM a formulé sa demande de dotation en suivant les hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE :

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

La prise en compte des éléments contenus dans la demande d'EDM conduirait à un niveau de dotation moyen de 31,8 M€ pour la période 2022-2025, en forte hausse par rapport à la période précédente.

EDM demande des charges à hauteur de 53,0 M€ par an en moyenne sur la période 2022-2025, en hausse de 99,25 % par rapport à la moyenne des charges réalisées sur la période 2018-2020. La demande d'EDM est fondée sur trois postes de charges :

- les charges de capital, en hausse de 153 % en moyenne par rapport au réalisé 2018-2020, portées notamment par une demande de prime complémentaire relative au risque géographique spécifique des territoires et d'importants investissements sur le réseau HTA ;
- les charges d'exploitation (hors système électrique), en hausse de 69,5 % par rapport au réalisé 2018-2020, portées notamment par une hausse des charges de personnel et le retard pris par certains projets d'EDM sur la période passée ;
- les charges liées au système électrique, en hausse de 28,9 % en moyenne par rapport au réalisé 2018-2020, portées par une hausse constante du volume de pertes prévues par EDM.

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

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

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

Pour ces raisons, la CRE a demandé à EDM 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'EDM. Les travaux se sont déroulés entre juin et novembre 2021. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande initiale d'EDM, 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'EDM constatés lors de la période FPE 2018-2021. Il analyse également en détail les éléments prévisionnels présentés par EDM 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 EDM au mois d'octobre 2021. EDM 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'EDM, 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 EDM 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 EDM et de ses propres analyses.

Les analyses de l'auditeur et de la CRE ont porté sur le dossier de demande transmis par EDM. 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'EDM**

La demande d'EDM, présentée aux mois de mai et juin 2021, a été corrigée de l'inflation et s'élève à 23,8 M€/an en moyenne. Les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique augmenteraient en 2022 de + 7,0 M€, soit + 47,4 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 3,6 % en moyenne par an.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles hors charges liées au système électrique présentées par EDM 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	14 803	21 826	23 290	24 807	25 182
<i>Evolution</i>		47,4%	6,7%	6,5%	1,5%

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

- les charges de personnel, en hausse de 44,8% en 2022 par rapport au réalisé 2019, soit +4,3 M€ dus principalement à la hausse des effectifs (+37,9%) ;
- les charges associées à un projet de mise en conformité des branchements et de lutte contre la rétrocession (MCBC), qui se manifestent principalement par une hausse du recours à la sous-traitance et l'intérim (+169,3%) soit + 1,1 M€ et une hausse des achats réseaux (+39,8%) soit + 0,5 M €.

**3.1.2.2.2 Analyse de la CRE**

La demande d'EDM a fait l'objet d'une analyse par l'auditeur Paris Infrastructure Advisory (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 EDM les 31 mai et 3 juin 2021.

A l'issue de cette analyse, les ajustements préconisés par l'auditeur ont porté principalement sur les charges de personnel (-2,9 M€, soit -19%), la sous-traitance et l'intérim (-0,5 M€, soit -27%) les provisions pour risques et charges (0,5 M€, soit la totalité de la demande) et le poste « autres » des achats et services externes (- 0,5 M€, soit -17%).

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 :

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Ajustements envisagés au stade de la consultation publique	-5 065	-5 874	-6 129	-6 343

Dans le cadre de la consultation publique, les acteurs qui se sont prononcés sur les ajustements envisagés ont notamment exprimé des réserves concernant le niveau de couverture des charges de personnel (et les effectifs associés), des charges liées au projet de mise en conformité des branchements et de lutte contre la rétrocession et de diverses charges externes.

La CRE, dans le cadre des travaux réalisés depuis la consultation publique du 14 octobre 2021, et au vu des éléments complémentaires fournis par EDM, a procédé à un certain nombre de retraitements de la trajectoire envisagée au stade de la consultation publique. Les principaux ajustements qu'elle retient par rapport à la demande d'EDM sont présentés ci-après.



### Charges de personnel

La demande d'EDM présente des charges de personnel en forte hausse, qui s'élèvent en moyenne à 15,2 M€/an sur la période 2022-2025, du fait principalement d'une hausse des effectifs et des rémunérations et charges sociales associées.

L'essentiel des ajustements réalisés par l'auditeur sur les charges de personnel a porté notamment sur les effectifs avec un ajustement de 23 ETP/an en moyenne.

Au cours de l'audit, et à l'occasion des échanges complémentaires qui ont suivi la consultation publique, EDM a indiqué qu'*a minima* 10 de ces ETP devaient être réintégrés à la trajectoire afin de permettre un fonctionnement optimal notamment au regard de la poursuite de la convergence de Mayotte avec le reste du territoire national à la suite de la départementalisation intervenue en 2010.

Au vu de ces éléments, la CRE considère qu'il est nécessaire de donner les moyens à EDM de poursuivre le rattrapage vis-à-vis du reste du territoire national, notamment en matière de qualité de service et d'alimentation et de tenir compte du contexte géographique particulier dans lequel EDM opère.

Ainsi, la CRE ne retient pas la totalité de l'ajustement proposé par le consultant sur les effectifs et revoit la trajectoire de charges de personnel au niveau révisé par EDM après la consultation publique pour un fonctionnement optimal. Cela amène à une trajectoire de charges de personnel de 14,2 M€/an en moyenne sur la période 2022-2025, soit une baisse de 7% par rapport à la demande initiale d'EDM mais une hausse de 52% par rapport au réalisé 2018-2020. Le nombre d'ETP finalement retenu sur la période 2022-2025 s'élève ainsi à 155 ETP/an en moyenne, soit une hausse de 34% par rapport au réalisé 2019.

### Charges liées projet MCBC

La demande d'EDM au titre des charges d'exploitation du projet MCBC s'élève à 3,5 M€/an en moyenne et se décompose principalement entre 1,3 M€/an en moyenne liés aux coûts associés aux effectifs, 1,1 M€/an liés à la sous-traitance et l'intérim et 0,7 M€/an liés aux achats réseaux.

L'ensemble de ces charges est en forte hausse puisque les charges liées à la sous-traitance et l'intérim et aux achats réseaux sur le projet MCBC étaient respectivement nulles et de 50 k€ en 2019. Cela a amené à des charges totales pour le projet d'un peu plus de 1 M€/an en 2019, portées donc essentiellement par les charges de personnel. Les charges totales liées au projet MCBC se sont situées au même niveau en 2020 et ont ensuite fortement augmenté en 2021, avec un niveau prévisionnel de 2,3 M€.

Sur les 3,1 M€/an en moyenne qui constituent la demande initiale d'EDM sur les coûts associés au projet MCBC, l'ajustement proposé au stade de la consultation publique était d'1 M€/an, répartis entre 0,4 M€/an sur les coûts associés aux effectifs, 0,4 M€/an sur la sous-traitance et 0,2 M€/an sur les achats réseaux.

A l'issue de la consultation publique, EDM a fourni des éléments complémentaires pour justifier sa demande concernant les achats réseaux et la sous-traitance associés au projet. EDM indique que la réduction des effectifs dédiée au projet est permise par des efforts organisationnels, et qu'elle ne remet pas en question le nombre d'opérations de sa demande initiale ; en revanche, EDM insiste sur le fait qu'une réduction des autres charges liées au projet ne lui permettrait plus de l'atteindre. Des échanges avec EDM ont également permis de comprendre les raisons au retard du projet sur la période 2018-2021 et d'expliquer les hypothèses utilisées par EDM pour la prévision de sa trajectoire sur la période 2022-2025. Au regard de ces éléments, la CRE retient l'ajustement relatif aux coûts associés aux effectifs du projet MCBC mais ne retient pas les ajustements relatifs à la sous-traitance et aux achats réseaux. Par ailleurs, comme indiqué au 2.2.1.4, la CRE met en place une régulation incitative sur les coûts unitaires des opérations de branchements du projet MCBC, définie dans une annexe confidentielle à la présente délibération.

### Autres ajustements principaux

Par ailleurs, la CRE retient les ajustements suivants :

- couverture des charges liées aux aléas climatiques : EDM prévoit dans sa demande une couverture de ces charges au même niveau que celui alloué sur la période 2018-2021, à savoir 100 k€/an. Comme indiqué en 2.2.1.3 de la présente délibération, la CRE, après analyse, estime que ce mécanisme doit être maintenu compte tenu de l'exposition d'EDM aux aléas climatiques, mais que le niveau de couverture doit être revu en fonction des charges réellement supportées par l'opérateur sur la période 2018-2020. Ce niveau ayant été nul sur la période 2018-2020, la CRE retient un ajustement de -100 k€/an en moyenne par rapport à la demande d'EDM ;
- entretien et réparation des bâtiments : EDM prévoit dans sa demande une hausse de ces frais, notamment de nettoyage, sans y apporter de justification particulière. Si la CRE retient une trajectoire de manière à intégrer les nouveaux locaux d'EDM par rapport au réalisé, elle retient un ajustement de -52 k€/an en moyenne par rapport à la demande d'EDM.

**3.1.2.2.3 Synthèse des ajustements sur la demande d'EDM**

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

En M€ courants	2022	2023	2024	2025
Ajustements retenus pour la période 2022-2025	-1,6	-2,1	-2,2	-2,0

**3.1.2.3 Charges liées au système électrique**

**3.1.2.3.1 Demande d'EDM**

Les charges liées au système électrique d'EDM se composent des charges liées à l'achat des pertes et à l'achat des services systèmes. EDM a présenté une demande de 2 709 k€/an en moyenne, en hausse de 29% par rapport au réalisé 2018-2020. Les prévisions de charges liées au système électrique présentées par EDM dans sa demande de dotation pour la période FPE 2022-2025, sont présentées dans le tableau ci-après :

En M€ courants	2019 Réalisé	2022	2023	2024	2025
Charges liées au système électrique	2,2	2,6	2,7	2,7	2,8
<i>Evolution</i>		19,19%	2,48%	2,13%	3,10%

La demande d'EDM conduirait à une hausse des charges liées au système électrique en 2022 de + 420 k€, soit + 19,19 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période 2022-2025 de 3,0 % en moyenne par an. Les hypothèses expliquant l'augmentation du poste d'achat des pertes sont illustrées dans le tableau ci-dessous :

€ <sub>Courants</sub>	2019 Réalisé	2022	2023	2024	2025
Volume pertes GWh	30,3	33,4	34,3	35,2	36,1
Prix pertes en M€	1,9	2,3	2,3	2,4	2,5
Coût unitaire en €/MWh	62,2	68,1	68,0	67,6	68,1

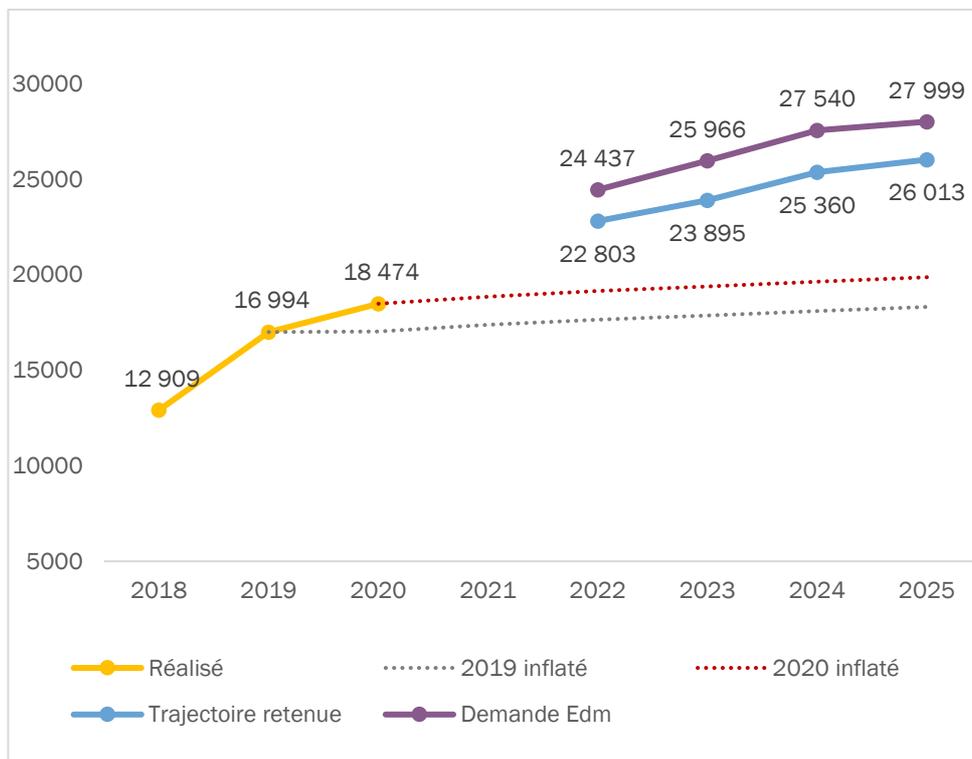
**3.1.2.3.2 Analyse de la CRE**

Les charges liées au système électrique se composent pour EDM essentiellement des charges liées aux pertes, poste couvert au réel *via* le CRCP. Comme indiqué au paragraphe 2.2.1.2, consacré à la régulation incitative des pertes, EDM a fait évoluer son modèle prévisionnel de pertes pour prendre en compte l'impact de la modification de son logiciel de gestion de clientèle, qui impacte le mode de calcul des pertes non techniques et la hausse de la fraude par raccordement direct sur son réseau, qui fait augmenter les pertes techniques.

La CRE a ainsi tenu compte de ces éléments et a retenu un taux de pertes de référence de 8,3% 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 2019-2022 de + 34,2 % et une évolution annuelle moyenne de + 3,3 % sur la période 2022-2025.



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

- la couverture des charges de personnel d’EDM, à un niveau cohérent avec les ambitions d’EDM et la nécessité de rattrapage du territoire Mahorais avec le reste du territoire national dans le cadre du processus de départementalisation de Mayotte ;
- l’accompagnement d’EDM dans la mise en œuvre ambitieuse de ses grands projets, en vue de permettre un bon niveau de qualité de service et d’alimentation sur le territoire sur lequel EDM exerce son activité de distribution d’électricité.

### 3.1.3 Calcul des charges de capital normatives

#### 3.1.3.1 Paramètres de rémunération

Les principes de calcul des charges de capital d’EDM (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’EDM

EDM demande une marge sur actif de 5,50 % (nominal, avant impôts), en hausse par rapport à celui en vigueur dans la dotation FPE 2018-2021 (2,50%), en répercussion notamment de la prise en compte d’une prime de risque géographique de 3%, EDM 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, un taux de rémunération supplémentaire des emprunts financiers de 3,00 % stable par rapport à celui de la dotation FPE 2018-2021.

EDM demande aussi, un taux de rémunération des IEC du domaine HTB de 6,7%, en hausse par rapport à celui en vigueur pour la période 2018-2021 (3,7%) en répercussion notamment de la prise en compte d’une prime de risque géographique (3%).

##### 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, EDM ainsi qu'un autre opérateur en ZNI ont émis des réserves sur la méthode de rémunération. Les contributeurs jugent que les paramètres envisagés par la CRE ne reflètent pas les risques supplémentaires liés aux spécificités du territoire Mahorais. Les contributeurs estiment que les risques sont significativement plus élevés en ZNI qu'en métropole notamment en raison de l'éloignement géographique et des conditions climatiques mais aussi sociales de leur activité. Les contributeurs estiment 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, la CRE considère l'intégration de la prime de risque géographique non pertinente et ne l'intègre pas aux paramètres de rémunération ci-présents.

La CRE a aussi examiné les autres paramètres intervenant dans le calcul des niveaux de dotation au titre du FPE pour la période 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%	$(B \times C) / (1 - D)$
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%	$A \times (1 - E \times D) / (1 - D)$

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 EDM sur la période 2022-2025 ainsi qu'à l'intégration du taux de la contribution sociale sur les bénéficiés (CSB) de 3,3 %.

Ainsi, les investissements financés par des capitaux propres d'EDM 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'EDM.

**3.1.3.2 Investissements**

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

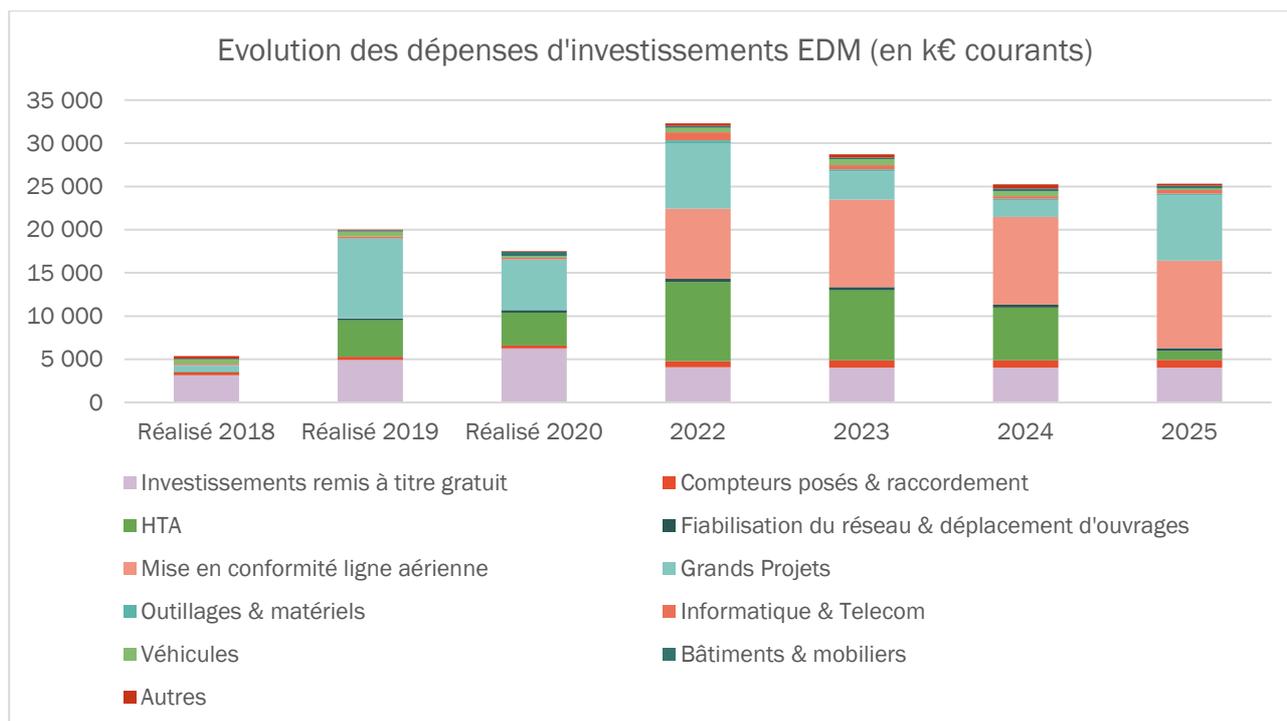
- une hausse significative (+115 %) des investissements mis en concessions par EDM :
  - une forte hausse des investissements liés aux raccordements et aux enfouissements des réseaux (6,1 M€/an en moyenne contre 2,7 M€/an sur la période précédente, soit + 127 %) : cette hausse est liée principalement à la révision du schéma directeur HTA et par de grands projets sur les années à venir (finalisation des ouvrages relatifs au poste source de Sada, multiples projets en 2023, etc.)
  - une forte hausse des investissements relatifs à la mise en conformité des lignes aériennes (9,6 M€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 avec notamment la continuité de la démarche MECLA (Mise En conformité de Lignes Aériennes) qui a connu quelques retards dus à la crise sanitaire et à un manque d'effectifs sur certains postes ;
- une baisse des investissements liés aux lignes HTB et postes source associés ( 3,4 M€ / an en moyenne contre 5,2 M€ sur la période précédente soit -35 %). Ce poste porte la modernisation du réseau à travers le projet Maesha, qui consiste à intégrer des solutions nouvelles pour rendre le système électrique plus intelligent et plus flexible. Ce projet correspond aux objectifs de la PPE en termes d'insertion des énergies renouvelables sur le territoire Mahorais ;
- une hausse des investissements hors réseau (1,5 M€ / an en moyenne contre 0,9 M€ sur la période précédente soit + 52%) notamment dû aux investissements dans l'informatique et les télécoms (+176%) avec la modernisation des systèmes radios qui sont devenus obsolètes avec le temps, les investissements dans les outillages et le matériel relatifs aux projets des domaines HTA-BT et HTB (+ 191%) et, la hausse des investissements sur les bâtiments et mobiliers (+9 %) avec la mise en place de la base opérationnelle de Sada et d'un campus de formation.

Au global, EDM présente une trajectoire de dépenses d'investissement en forte hausse sur la période à venir, avec des dépenses moyennes annuelles de 27 898 k€ par an, alors qu'elles étaient en moyenne de 14 290 k€ par an au cours de la période précédente (soit +95 %). EDM prévoit les dépenses d'investissement suivantes au cours de la prochaine période :

CAPEX Réseaux EDM en k€	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25	Moyenne annuelle FPE 18-20
Investissements remis à titre gratuit	4,92	4,08	4,06	4,05	4,05	4,05	4,05	4,78
Compteurs posés & raccordement	0,39	0,55	0,73	0,85	0,85	0,88	0,83	0,35
HTA	4,19	3,51	9,14	8,10	6,08	1,01	6,08	2,68
Fiabilisation du réseau & déplacement d'ouvrages	0,24	0,21	0,36	0,35	0,35	0,35	0,35	0,20
Mise en conformité ligne aérienne	0,00	3,96	8,13	10,12	10,13	10,12	9,62	0,00
Grands Projets	9,18	11,94	7,57	3,30	1,97	7,59	5,11	5,22
Outillages & matériels	0,07	0,14	0,37	0,23	0,15	0,15	0,23	0,08
Informatique & Telecom	0,24	0,90	0,92	0,45	0,31	0,43	0,53	0,19
Véhicules	0,54	0,44	0,49	0,72	0,53	0,16	0,47	0,41
Bâtiments & mobiliers	0,13	0,80	0,25	0,17	0,35	0,35	0,28	0,25
Autres	0,07	0,10	0,28	0,37	0,48	0,24	0,34	0,14
Investissements totaux bruts	19,98	26,62	32,29	28,71	25,25	25,34	27,90	14,29



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



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

En k€ courants <sup>19</sup>	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25	Moyenne annuelle 18-20
Investissements totaux bruts	19 983	32 294	28 712	25 251	25 336	27 898	14 290

### 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 EDM 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. EDM a indiqué à la CRE ne pas disposer dans son prévisionnel d'IEC à cycle long du domaine HTA-BT et conserve sa trajectoire d'IEC à cycle long du domaine HTB.

En k€ courants	Réalisé 2019	Réalisé 2020
HTB	1 361	10 536
Total des immobilisations en cours	1 361	10 536

La CRE retient comme immobilisations en cours de cycle long les IEC du domaine de tension HTB estimées par EDM dans son dossier de demande de dotation.

Ainsi, la CRE établit la trajectoire prévisionnelle suivante pour la rémunération des IEC. Les écarts par rapport à cette trajectoire seront couverts au CRCP :

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
HTB	83	283	533	1 533
Total des immobilisations en cours	83	283	533	1 533

<sup>19</sup> 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 capitaux normatives**

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

En k€ courants	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25
BAR (au 01.01.N)	109 834	162 620	183 740	199 948	219 183	191 373
Capitaux propres régulés (au 01.01.N)	-14 661	1 304	10 564	19 053	26 751	14 418

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

En k€ courants	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25
Charges de capital (1)	10 713	16 907	19 139	21 212	23 324	20 146
<i>dont application de la marge sur actif</i>	2 746	4 054	4 573	4 976	5 456	4 765
<i>dont rémunération des capitaux propres régulés</i>	-572	19	224	417	594	313
<i>dont dotations aux amortissements</i>	3 493	5 482	6 270	7 144	7 896	6 698
<i>dont dotations aux provisions pour renouvellement</i>	4 523	6 806	7 466	8 090	8 757	7 780
<i>dont rémunération des emprunts</i>	522	546	606	586	621	590
Rémunération des IEC (2)	50	2	7	13	37	15
Charges de capital totales (1)+(2)	10 763	16 909	19 146	21 225	23 361	20 160

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

Le revenu autorisé d'EDM 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 (M€)	2022	2023	2024	2025	Moyenne
CNE (hors charges liées au système électrique)	20,2	21,2	22,6	23,2	21,8
CNE (charges liées au système électrique)	2,6	2,7	2,7	2,8	2,7
CCN prévisionnelles totales	16,9	19,1	21,2	23,4	20,2
Total	39,7	43,0	46,6	49,4	44,7

Le niveau moyen des charges à couvrir d'EDM pour la période 2022-2025 s'élèvera à 44,7 M€/an. Il évolue ainsi de + 67,8% en moyenne entre la période 2018-2020 et la période 2022-2025, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de + 52,4 % en moyenne et d'une hausse des CCN de + 91,9 % en moyenne.

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

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

La délibération du 19 juillet 2018 prévoyait sur la période 2018-2021 une évolution moyenne du volume d'énergie soutirée de + 5% par an pour EDM. Sur la période 2018-2020, le nombre de clients raccordés au réseau d'EDM a progressé légèrement moins vite que prévu et se situe en 2020 à 47 645 consommateurs. De même, les volumes acheminés par EDM (i.e. soutirés de son réseau) ont été inférieurs de près de 13,2 GWh par an en moyenne par rapport à la trajectoire prévisionnelle (soit - 4% environ).

	2018		2019		2020		2021	
	Prévision	Réalisé	Prévision	Réalisé	Prévision	Réalisé	Prévision	Estimé
Nombre de consommateurs	45 427	45 160	46 748	46 560	48 083	47 645	49 447	48 724
Volume acheminé (GWh)	327 906	315 213	345 235	336 626	362 445	344 295	379 426	349 881

Les recettes perçues par EDM ont ainsi été légèrement plus hautes qu'anticipées avec un montant moyen de 14,7 M€/an sur la période 2018-2020 pour une valeur prévisionnelle de 14,4 M€/an en moyenne.

	2018	2019	2020	2021
Recettes prévisionnelles (M€)	13,5	14,4	15,4	16,3
Recettes perçues (M€)	13,4	15,2	15,4	16,2

**3.2.2 Demande d'EDM**

EDM prévoit une poursuite de la hausse des volumes d'énergies acheminées avec une augmentation moyenne de + 2 % par an sur la période 2022-2025, dans un contexte de forte croissance démographique associé à la mise en conformité d'installations « informelles » sur le territoire de Mayotte.

	2022	2023	2024	2025
Volume acheminé (MWh)	360 053	369 660	378 810	388 418

EDM 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'EDM ont été révisées avec les nouvelles hypothèses d'inflation présentées au titre 3.1.2.1. EDM estime que les recettes prévisionnelles seront en moyenne de 18,6 M€/an sur la période FPE 2022-2025 :

	2022	2023	2024	2025
Recettes prévisionnelles (k€)	17 226	18 246	19 070	19 666

**3.2.3 Analyse de la CRE**

La présente délibération prend en compte l'intégralité des prévisions proposées par EDM 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 EDM.

**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)	17,2	18,2	19,1	19,7	18,6
Charges de capital (B)	16,9	19,1	21,2	23,4	20,2
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EDM (C) = (A) - (B)	0,3	-0,9	-2,2	-3,7	-1,6
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDM (D)	22,8	23,9	25,4	26,0	24,5
Niveau de dotation (E) = (D) - (C)	22,5	24,8	27,5	29,7	26,1

**DÉCISION DE LA CRE**

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les niveaux de dotation d'Electricité de Mayotte (EDM) 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 EDM pour la période 2022-2025 (partie 2) ;
- la trajectoire des charges d'exploitation, les paramètres de rémunération, les niveaux prévisionnels de dotation au titre du FPE pour les années 2022-2025 (partie 3).

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

En M€ courants	Dotation moyenne 2018-2020	2022	2023	2024	2025
Dotation prévisionnelle d'EDM au titre du FPE	13,9	22,5	24,8	27,5	29,7

Cette trajectoire correspond à un niveau de charges prévisionnelles à couvrir de 44,7 M€/an, soit une hausse de 67,8 % par rapport à la période 2018-2020. En particulier, cette trajectoire reprend la dernière demande d'EDM en termes d'effectifs, notamment pour répondre aux besoins croissants de l'opérateur pour mener à bien les différents projets de mise en conformité de son réseau.

Cette hausse, supérieure à l'inflation et qui sera financée par l'ensemble des consommateurs via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, reflète les efforts importants à engager par EDM pour jouer son rôle dans la mise en conformité du système électrique mahorais, la transition énergétique dans les zones non interconnectées, le développement du comptage évolué et des flexibilités, et l'amélioration de la qualité de service et d'alimentation à Mayotte.

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 au Conseil Départemental de Mayotte, ainsi qu'à Enedis.

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

**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 EDM, 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) et de la couverture des coûts définitifs du projet MCBC d'EDM.

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

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

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

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

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
  - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
  - les charges de capital supportées par EDM, prises en compte à 100 % ;
  - les charges liées au système électrique, prises en compte à 100 %, dont les charges liées à la compensation des pertes qui font, par ailleurs, l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* (cf. § 2.2.1.2) ;
  - les charges relatives aux impayés correspondants au paiement du TURPE, prises en compte à 100 % ;
  - les charges relatives à la contrepartie versée par EDM en tant que GRD du fournisseur EDM pour la gestion des clients en contrat unique en application de la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018, ainsi que les charges correspondant à la gestion de clientèle réalisée par les fournisseurs antérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2018, dans la limite des montants maximums par point de connexion susceptibles d'être pris en compte et fixés par la délibération n°2017-239 du 26 octobre 2017, prises en compte à 100 % ;
  - les charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques, selon des modalités spécifiques définies par la présente délibération (cf. § 2.2.1.3) ;
  - les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités de couvertures tarifaires retenues dans le tarif TURPE 6 (cf. § 2.1.3.4.1) ;
  - les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet *smart grids*), pris en compte à 100 % (cf. § 2.5.1) ;
  - les charges associées à la mise en œuvre des flexibilités ;
  - les charges liées au projet MCBC (cf. § 2.2.1.4), selon des modalités particulières appliquées en fin de période 2022- 2025, détaillées à l'annexe 5 de la présente délibération ;
- 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 EDM conserve une incitation sur ce poste à hauteur de 20 % ;
- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
  - la régulation incitative de la qualité de service

- o la régulation incitative des pertes ;
- o la régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe.

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 EDM pour la gestion des clients en contrat unique, des impayés, et des charges prévisionnelles associées au projet MCBC. Les montants retenus sont les montants de référence présentés ci-après, corrigés de l'inflation réalisée.

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

M€ courants	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	18,3	19,1	20,4	21,0

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

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

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

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

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

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital effectivement supportées par EDM. 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'EDM ainsi que les dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement d'EDM.

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

M€ courants	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les charges de capital normatives non incitées	16,9	19,1	21,2	23,4

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

M€ courants	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les charges relatives au système électrique	2,6	2,7	2,7	2,8

<sup>20</sup> Valeurs arrondies à des fins de clarté. Les valeurs retenues dans le cadre du calcul du revenu autorisé définitif sont les valeurs exactes fondés sur la chronique d'inflation mentionnée au paragraphe 3.1.2.1 de la présente délibération.



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

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

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

<i>k€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Valeur prévisionnelle pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE	36	38	40	41

**e) Charges relatives à la contrepartie versée par EDM en tant que GRD au fournisseur EDM 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 EDM au titre de la gestion des clients en contrat unique. Le montant pris en compte au titre de l'année N correspond aux contreparties versées l'année N au titre de la gestion des clients en contrat unique dans la limite des montants maximaux prévus par la délibération n°2018-011 du 18 janvier 2018, pour chaque point de connexion, auxquels s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts.

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

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

<i>M€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Charges relatives à la contrepartie versée par EDM en tant que GRD du fournisseur EDM pour la gestion des clients en contrat unique	0	0	0	0

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal au montant cumulé de charges nettes d'exploitation au titre des aléas climatiques pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, 50 k€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 50 k€, le montant de ce poste est nul).

**g) Charges relatives aux coûts échoués**

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.1.3.4.1, les coûts échoués jugés récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire incluse dans les charges d'exploitation incitées. Le montant moyen annuel pris en charge 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 EDM.

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

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

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

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

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

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

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

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

**j) Charges relatives au projet MCBC**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif d'EDM pour les années 2022 à 2025 correspond aux montants de référence pris en compte au titre du projet MCBC pour le calcul du revenu autorisé prévisionnel d'EDM.

<i>k€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Charges d'exploitation associées au projet MCBC	2 423	2 684	2 791	2 789
<i>Dont charges d'achats externes variables</i>	1 578	1 812	1 894	1 875
<i>Dont charges d'achats externes fixes</i>	21	21	22	22
<i>Dont charges main-d'œuvre</i>	824	851	875	892

Chaque année, ces montants sont revus de l'inflation réalisée, selon les modalités décrites au paragraphe 2.i.a) de la présente annexe.

A l'issue de la période de dotation 2022-2025, lors du calcul du CRCP pour l'année 2025, la CRE procédera au calcul des charges définitives à couvrir au titre du projet MCBC pour la période 2022-2025 selon des modalités décrites dans une annexe confidentielle.

**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 EDM pour l'année N au titre des contributions liées au raccordement.

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

<i>M€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	596	616	612	630

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

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

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

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

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

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

La liste des indicateurs de qualité de service d'EDM définis pour la période 2022-2025 figure en annexe 3 de la présente délibération.

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

#### **b) Régulation incitative des pertes**

Pour la période 2022-2025, la régulation incitative des pertes sera calculée tous les ans. Le montant retenu pour le calcul définitif du revenu autorisé d'EDM, au titre de la régulation incitative des pertes est égal, dans la limite globale 95 k€ pour chaque échéance de calcul de la régulation incitative, au montant défini par l'annexe 2 de la présente délibération.

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

La présente délibération introduit un mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution, par EDM, d'actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché (décrit au § 2.3.2 de la présente délibération). Aucune action n'est intégrée dès la mise en place de ce mécanisme dans la présente délibération.

La CRE pourra introduire en cours de la période 2022-2025 de nouveaux projets prioritaires qui seront soumis à cette régulation incitative, comme présenté au paragraphe 2.3.2. Les montants des pénalités calculés à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2022.

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

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

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

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

Où :

- $V_{réel}$  est le volume de perte annuel constaté *ex post* ;
- $P_{hist.}$  est le coût unitaire passé moyen d'achat des pertes par EDM qui est de 67 €/MWh;
- $V_{réf.}$  est le volume de référence de pertes établi à partir du taux historique (8,3 %) :

$$V_{réf.} = 8,3\% \times \text{énergie injectée pour l'année } N$$

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

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

**1. Indicateurs incités financièrement**

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

Calcul	<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 - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif :</u> - 91 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2022 ; - 92 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2023 ; - 93 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 ; - 94 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025.
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : (150 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l’objectif de référence où V correspond à la volumétrie des réclamations reçues au cours de l’année - Bonus : (150 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l’objectif de référence où V correspond à la volumétrie des réclamations reçues au cours de l’année - Valeur plancher des incitations : ± 45 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d’objectif et d’incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l’ensemble de la période 2022-2025



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

Calcul	<u>Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre et dont le délai de réponse est supérieur ou égal à 30 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par le GRD</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD</li> <li>- Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- Toutes catégories d'utilisateurs</li> <li>- Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par le GRD</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<p><u>Objectif :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires</li> </ul>
Incitations	<p><u>Incitations :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours.</li> <li>- Valeur plancher des incitations : - 9,8 k€</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> <li>- La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2022-2025</li> </ul>

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

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

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

Calcul	<u>Nombre moyen de jours calendaires entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement et la date de mise en exploitation de l'ouvrage.</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tous les raccordements en soutirage sur le segment BT ≤ 36 kVA, pour lesquels la date de mise en exploitation est comprise dans le mois de calcul.</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>

<b>Objectif</b>	Du 1 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2025 : - Objectif minimal : 60 jours - Objectif cible : 45 jours
<b>Incitations</b>	- Pénalités : (3 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif minimal où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (1,5 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif cible où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année  - Valeur plancher des incitations : - 18 k€ pour les malus / + 9 k€ pour les bonus - Versement au travers du CRCP

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

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

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

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par EDM 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 délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;

- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

**2. Continuité d'alimentation**

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'EDM.

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<sub>N</sub><sup>BT</sup>), 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> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{21} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Annuelle	2020
Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC<sub>N</sub><sup>HTA</sup>), 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> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{22} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Annuelle	2022
Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC<sub>N</sub><sup>BT</sup>), 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> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{23} \text{ et brèves}^{24} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Annuelle	2022
Fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA)	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (FMC<sub>N</sub><sup>HTA</sup>), 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</p>	Annuelle	2022

<sup>21</sup> Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

<sup>22</sup> Ibid.

<sup>23</sup> Ibid.

<sup>24</sup> Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.



	<p>par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{25} \text{ et brèves}^{26} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$		
--	--	--	--

<sup>25</sup> Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

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

10 mars 2022

**ANNEXE 5 – DISPOSITIF DE COUVERTURE DES COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET DE MISE EN CONFORMITÉ DES BRANCHEMENTS ET DES COMPTEURS (MCBC) SUR LE TERRITOIRE D'EDM (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**