

## DÉLIBÉRATION N° 2022-19

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 janvier 2022 portant décision sur les niveaux de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025, et sur le cadre de régulation associé

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 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 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'EDF SEI 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> juillet 2018, en application de la délibération du 22 mars 2018. La présente délibération fixe les niveaux de dotation d'EDF-SEI 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, en date du 14 octobre 2021<sup>3</sup>, portant sur les niveaux de dotation d'EDF SEI au titre du FPE pour la période 2022-2025. Trois acteurs ont transmis une contribution. Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

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

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

<sup>3</sup> Consultation publique n° 2021-11 du 14 octobre 2021 relative aux niveaux de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025, ainsi qu'au cadre de régulation associé ([Consultation publique n° 2021-11 du 14 octobre 2021 relative aux niveaux de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2022 à 2025, ainsi qu'au cadre de régulation associé - CRE](#)).

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

### **Une dotation pour la transition énergétique dans les ZNI**

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

#### Accompagner la transition énergétique dans les zones non interconnectées (ZNI)

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

Dans les ZNI, la pénétration des EnR peut avoir dès aujourd'hui un impact fort sur l'équilibre des réseaux et la qualité de l'électricité. De ce fait, la bonne intégration de la mobilité électrique dans le système électrique y est un enjeu encore plus déterminant qu'en métropole. La demande d'EDF SEI inclut un programme de R&D ambitieux, sous-traité à la direction de la recherche et du développement de EDF, dans le but de faciliter l'insertion des EnR et les nouveaux usages sur les réseaux. La présente dotation soutient cet effort indispensable au bon déroulement de la transition énergétique dans les ZNI, mais la CRE se montrera attentive à l'efficacité du budget consacré à ces axes de recherches.

#### 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. L'enjeu pour EDF SEI sera donc de mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (stockage, effacement, agrégation de flexibilités décentralisées, mobilité électrique) pour accroître la proportion d'électricité renouvelable pouvant être acceptée sur le réseau et limiter les renforcements.

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

EDF SEI a déployé des compteurs évolués chez près de 50 % de ses clients (sur 1,2 million de points) et devrait achever le déploiement au 31 décembre 2024. L'achèvement du déploiement, dans le respect des coûts et des délais, ainsi que le maintien d'un haut niveau de performance pour les compteurs posés dans un contexte de massification du parc, constituent les enjeux majeurs du projet comptage intelligent pour la période à venir. EDF SEI devra engager la transformation de certaines de ses activités (relève notamment) afin de permettre au plus vite la concrétisation des gains attendus du projet de déploiement des compteurs évolués, à l'échelle de l'activité d'EDF SEI.

Par ailleurs, EDF SEI devra également favoriser la bonne utilisation des compteurs évolués par les utilisateurs, notamment en accélérant la mise à disposition des données fines de consommation.

La fourniture d'électricité est en situation de monopole dans les ZNI. Tout en respectant les règles de séparation comptable, EDF SEI, en tant que gestionnaire de réseau, doit impérativement développer avec EDF SEI, en tant que fournisseur, des solutions modernes permettant d'exploiter la flexibilité disponible chez les clients, ce qui est rendu possible par le déploiement du comptage évolué.

#### Réaliser les investissements de réseau nécessaires tout en maîtrisant leurs coûts

La transition énergétique constitue l'un des principaux facteurs de hausse des investissements nécessaires dans les réseaux d'électricité. Dans le cas particulier des ZNI, les aléas climatiques et géologiques appellent également le renforcement de la résilience des réseaux, afin de garantir le maintien d'un bon niveau de qualité d'alimentation. La présente dotation permet à EDF SEI de disposer des moyens pour répondre à ces nouveaux besoins, tout en optimisant le coût global de fonctionnement de son réseau.

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

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

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

Si EDF SEI présente également des résultats corrects en matière de qualité d'alimentation, la CRE estime que des travaux sont nécessaires pour fiabiliser le suivi et le calcul de certains indicateurs afin de renforcer l'incitation de l'opérateur à améliorer sa performance.

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

#### Charges à couvrir

EDF SEI a transmis à la CRE sa demande de dotation au titre du FPE pour la période 2022-2025 le 1<sup>er</sup> avril 2021, complétée par une demande modificative le 15 juin 2021, exposant ses prévisions de coûts pour la période 2022-2025 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

EDF SEI demande des charges à hauteur de 647,4 M€ par an en moyenne sur la période 2022-2025, en hausse de 18,3 % par rapport à la moyenne des charges réalisées sur la période 2018-2020. La demande d'EDF SEI est fondée sur trois postes de charges :

- les charges de capital, en hausse de 15,8 % en moyenne par rapport au réalisé 2018-2020, notamment portées par la dynamique de raccordement et la demande de hausse du taux de rémunération des actifs ;
- les charges d'exploitation (hors système électrique), en hausse de 18,7 % par rapport au réalisé 2018-2020, portées notamment par une hausse des charges de personnel, des charges associées aux projets de transformation SI et de R&D ;
- les charges liées au système électrique, en hausse de 26,0 % en moyenne par rapport au réalisé 2018-2020, portées par une hausse du volume et du prix des pertes prévisionnelles.

Pour prendre sa décision, en plus de ses analyses propres, de la consultation des acteurs et des échanges avec EDF SEI, 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'EDF SEI 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 14 octobre 2021 et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec EDF SEI, la CRE décide de limiter la hausse des charges demandée par l'opérateur. Les niveaux de dotation au titre du FPE 2022-2025 garantissent à EDF SEI la capacité à mener un programme d'investissements ambitieux, de façon à maintenir un niveau de qualité d'alimentation élevé.

#### Charges d'exploitation

La CRE a retenu pour EDF SEI une trajectoire de charges d'exploitation qui permet :

- la couverture des charges de personnel d'EDF SEI, en retenant ses demandes concernant les paramètres de rémunération, et l'intégralité de ses demandes de trajectoires d'effectifs prévisionnelles, notamment pour répondre aux besoins croissants en termes de raccordement ;
- l'accompagnement d'EDF SEI dans une politique de R&D ambitieuse, tout en tenant compte de sa capacité à mettre en œuvre les innovations issues de son programme de recherche ;
- une hausse des charges d'exploitation liées aux systèmes d'information, afin de couvrir notamment les développements spécifiques associés au projet de transformation SI, tout en assurant la cohérence avec les charges d'Enedis couvertes par le TURPE 6 au titre des briques de SI communes aux deux opérateurs ;
- la couverture des charges liées au système électrique demandée par EDF SEI, dont le niveau réalisé sera pris en compte *via* le CRCP.

Par ailleurs, la trajectoire retenue fait bénéficier les consommateurs des premiers gains apportés par le déploiement des compteurs évolués, qui se manifestent par une baisse des effectifs de relève en fin de période 2022-2025. Ces premiers gains devront être confirmés, notamment par la réduction des pertes non-techniques, sur la période de dotation suivante.

#### Charges de capital

La base d'actif régulés (BAR) d'EDF SEI est constituée des immobilisations corporelles et incorporelles (au périmètre de l'activité de gestionnaire de réseaux, hors immobilisation 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'EDF SEI d'une prime de rémunération additionnelle de 2 % spécifique aux ZNI. Une telle prime n'apporterait aucune contribution pour la prochaine période aux objectifs d'EDF SEI évoqués précédemment.

Le niveau de ces paramètres, dont la méthode de détermination reste inchangée par rapport au FPE 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'EDF SEI pour la période du FPE 2022-2025 s'élèvera à **613,1 M€/an en moyenne. Il augmente, sur la période 2022-2025 par rapport à 2018-2020, de + 12,1 % en moyenne, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de + 16,3 % en moyenne et d'une hausse des CCN de + 6,8 % en moyenne.** Cette hausse, supérieure à l'inflation et qui sera financée par l'ensemble des consommateurs via le TURPE, reflète les efforts très importants qui doivent être engagés par EDF SEI pour jouer tout son rôle dans la transition énergétique dans les ZNI.

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

L'évolution des niveaux de dotation versée à EDF SEI 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, EDF SEI prévoit une hausse modérée des soutirages prévisionnels (+3,4 % entre 2022 et 2025) et plus accentuée des recettes tarifaires (+7,8 % sur la période), tirés par la hausse du nombre de raccordements et la croissance globale des consommations. EDF SEI intègre à ces hypothèses les trajectoires de maîtrise de la demande en énergie (MDE) issues du scénario Azur de son bilan prévisionnel (soit 80 % de la MDE prévue par son cadre de compensation). La CRE a retenu ces trajectoires, les considérant comme cohérentes.

#### Evolution du niveau des dotations annuelles d'EDF SEI couvertes par le TURPE au titre du FPE

Les dotations annuelles d'EDF SEI 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 EDF SEI 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 185,0 M€.**

### **Cadre de régulation**

La CRE a retenu un cadre de régulation proche de celui actuellement en vigueur pour Enedis, en tenant compte néanmoins des enjeux spécifiques, notamment géologiques et climatiques, des territoires sur lesquels intervient EDF SEI, ainsi que du bilan des événements exceptionnels récents. 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'EDF SEI ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à renforcer la régulation incitative du GRD.

En particulier, la régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes est reconduite, mais la fréquence de calcul et les paramètres évoluent, notamment la détermination du volume de référence, pour intégrer la baisse des pertes non techniques permise par le déploiement des compteurs évolués.

Par ailleurs, la CRE renforce la régulation incitative de la qualité de service, notamment en ce qui concerne les délais de raccordement. En cohérence avec le cadre appliqué à Enedis, EDF SEI sera incité sur le délai moyen de réalisation de ses opérations de raccordement, car les données associées à ces affaires permettent la construction d'un délai moyen fiable. Aussi la CRE retient-elle des trajectoires d'objectifs de baisse des délais de raccordement, de 8 % en 2025 pour les branchements soutirage BT ≤ 36 kVA et de 30 % d'ici 2025 pour les raccordements BT > 36 kVA, HTA et collectif.

Enfin, le cadre de régulation retenu incite EDF SEI à être exemplaire dans la fourniture de données et à favoriser l'innovation des acteurs.

**TABLE DES MATIERES**

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

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

1.1 PRESENTATION D'EDF SEI.....7

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

1.3 ENJEUX POUR LA PERIODE 2022-2025 .....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 des niveaux de dotation prévisionnels .....9

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

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

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

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

2.2.2 Régulation incitative des investissements..... 14

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

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

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

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

2.4 REGULATION INCITATIVE DU PROJET DE COMPTAGE EVOLUE..... 21

2.4.1 Rappel et bilan du dispositif de la régulation incitative sur la période 2018-2020..... 21

2.4.2 Adaptation du dispositif sur la période 2022-2025 ..... 21

2.5 REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION ..... 22

2.5.1 Régulation de la R&D ..... 22

2.5.2 Projets de réseaux électriques intelligents ..... 22

2.5.3 Qualité de la transmission de données..... 23

2.5.4 Favoriser l'innovation à l'externe..... 23

**3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET NIVEAUX DE DOTATIONS AU TITRE DU FPE..... 25**

3.1 NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ..... 25

3.1.1 Demande de dotation d'EDF SEI ..... 25

3.1.2 Charges d'exploitation ..... 25

3.1.3 Calcul des charges de capital normatives..... 31

3.1.4 Revenu autorisé sur la période 2022-2025 ..... 35

3.2 HYPOTHESES D'EVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS, DES PUISSANCES SOUSCRITES ET DES VOLUMES  
ACHEMINES ..... 36

3.2.1 Evolutions constatées sur la période 2018-2020 ..... 36

3.2.2 Demande d'EDF SEI..... 36

3.2.3 Analyse de la CRE ..... 37

3.3 NIVEAUX DE DOTATION PREVISIONNELS AU TITRE DU FPE SUR LA PERIODE 2022-2025..... 37

**DÉCISION..... 38**

**ANNEXE 1 – REFERENCES POUR LE CALCUL DU CRCP ..... 39**

**1. CALCUL ET APUREMENT DU CRCP ..... 39**

**2. VALEURS DE REFERENCE POUR LE CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF ..... 39**

i. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif ..... 40

ii. Postes de recettes retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif..... 42



iii. Incitations financières au titre de la régulation incitative .....	42
<b>ANNEXE 2 – REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES .....</b>	<b>45</b>
<b>ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DES COUTS UNITAIRES D’INVESTISSEMENTS D’EDF SEI (ANNEXE CONFIDENTIELLE) .....</b>	<b>46</b>
<b>ANNEXE 4 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE.....</b>	<b>47</b>
<b>ANNEXE 5 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ D’ALIMENTATION .....</b>	<b>51</b>
<b>ANNEXE 6 – INDICATEURS DE QUALITE DE SERVICE RELATIFS A LA PERFORMANCE DU SYSTEME DE COMPTAGE EVOLUE D’EDF SEI.....</b>	<b>53</b>

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

### **1.1 Présentation d'EDF SEI**

EDF Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI) est la direction d'EDF SA qui, en tant qu'opérateur intégré, produit, transporte, distribue et commercialise l'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) –en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane, à la Réunion et à Saint-Pierre-et-Miquelon principalement<sup>5</sup>.

EDF SEI est en situation de monopole sur ces territoires pour ce qui concerne la distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente. En revanche, l'activité de production est partagée entre (i) EDF SEI qui continue à exploiter le parc historique de production qui lui appartient (environ 26 % de l'énergie produite en 2020) et (ii) des producteurs tiers (comme EDF Production Electrique Insulaire – EDF PEI, filiale à 100 % d'EDF SA – et Albioma, Voltalia, Akuo, TotalEnergies, Corsica Sole, Contour Global...) pour un total de près de 9 000 contrats d'obligation d'achat avec EDF SEI comme acheteur unique.

EDF SEI, qui gère 36 500 km de réseaux électriques, achemine de l'électricité auprès de 1,2 million de consommateurs. En 2020, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux d'EDF SEI s'élevait à 8,6 TWh.

### **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 d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

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

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

Les niveaux de dotation d'EDF SEI 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> juillet 2018, en application de la délibération du 22 mars 2018. La CRE fixe les niveaux de dotation d'EDF-SEI au titre du FPE pour la période 2022-2025, applicable au 1<sup>er</sup> août 2022, ainsi que le cadre de régulation associé.

La CRE a mené une consultation publique, en date du 14 octobre 2021<sup>6</sup>, portant sur les niveaux de dotation d'EDF SEI au titre du FPE pour la période 2022-2025. 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'EDF SEI dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La présente délibération se fonde notamment sur la demande d'EDF SEI ainsi que sur de nombreux échanges avec ce dernier, sur des analyses internes, sur un rapport d'audit externe<sup>7</sup> et sur le retour des acteurs de marché à la consultation publique mentionnée. La CRE a également auditionné EDF SEI à deux reprises.

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

#### **Principaux enjeux de la dotation 2022-2025 pour EDF SEI**

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

#### Accompagner la transition énergétique

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

<sup>5</sup> Ainsi que dans les îles du Ponant, de Sein, Molène, Ouessant et Chausey.

<sup>6</sup> Consultation publique n° 2021-11 du 14 octobre 2021 relative aux niveaux de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour les années 2022 à 2025, ainsi qu'au cadre de régulation associé ([Consultation publique n° 2021-11 du 14 octobre 2021 relative aux niveaux de dotation d'EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité \(FPE\) pour les années 2022 à 2025, ainsi qu'au cadre de régulation associé - CRE](#)).

<sup>7</sup> Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation d'EDF SEI (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2022-2025.

Dans les ZNI, la pénétration des EnR peut avoir dès aujourd'hui un impact fort sur l'équilibre des réseaux et la qualité de l'électricité. De ce fait, la bonne intégration de la mobilité électrique dans le système électrique y est un enjeu encore plus déterminant qu'en métropole. La demande d'EDF SEI inclut un programme de R&D ambitieux, sous-traité à la direction de la recherche et du développement de EDF, dans le but de faciliter l'insertion des EnR et les nouveaux usages sur les réseaux. Bien qu'indispensables à l'accompagnement de la transition énergétique sur le territoire des ELD, la CRE se montre attentive à l'efficacité du budget consacré à ces axes de recherches.

#### 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. L'enjeu pour EDF SEI sera donc de mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (stockage, effacement, agrégation de flexibilités décentralisées, mobilité électrique) pour limiter les renforcements de réseau.

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

EDF SEI a déployé des compteurs évolués chez près de 50 % de ses clients (sur 1,2 million de points) et devrait achever un déploiement complet au 31 décembre 2024. L'achèvement du déploiement, dans le respect des coûts et des délais, ainsi que le maintien d'un haut niveau de performance pour les compteurs posés dans un contexte de massification du parc, constituent les enjeux majeurs du projet comptage intelligent pour la période à venir. EDF SEI devra engager la transformation de certaines de ses activités (relève notamment) afin de permettre au plus vite la concrétisation des gains attendus du projet de déploiement des compteurs évolués, à l'échelle de l'activité d'EDF SEI.

Par ailleurs, EDF SEI devra également favoriser la bonne utilisation des compteurs évolués par les utilisateurs, notamment en accélérant la mise à disposition des données fines de consommation. Actuellement, les utilisateurs (résidentiels, professionnels et tiers) n'ont pas accès à leurs données fines de consommation. EDF SEI prévoit que le système de mise à disposition des données fines sera effectif à fin 2022 et complètement opérationnel à la fin de la période (soit 2025). Le cadre de régulation accompagne ces nouvelles missions, afin d'encourager le développement de projets innovants sur son territoire (notamment *via* les tiers).

#### Réaliser les investissements de réseau nécessaires tout en maîtrisant leurs coûts

La transition énergétique constitue l'un des principaux facteurs de hausse des investissements nécessaires dans les réseaux d'électricité. Dans le cas particulier des ZNI, les aléas climatiques et géologiques appellent également le renforcement de la résilience des réseaux, afin de garantir le maintien d'un bon niveau de qualité d'alimentation. La CRE est attentive à ce qu'EDF SEI dispose des moyens pour répondre à ces nouveaux besoins, tout en optimisant le coût global de fonctionnement de son réseau.

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

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

Si EDF SEI présente également des résultats corrects en matière de qualité d'alimentation, la CRE estime que des travaux sont nécessaires pour fiabiliser le suivi et le calcul de certains indicateurs, et s'assurer que l'opérateur est correctement incité à améliorer sa performance.

## 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 gestionnaires de réseaux de distribution qui optent pour une péréquation à partir de l'analyse de leurs comptes présentent à la CRE une demande qui concerne « *la période allant jusqu'à la fin de l'application du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité en cours* ». Le TURPE 6 HTA-BT étant entré en vigueur le 1<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 EDF SEI au titre des années 2022 à 2025.

Toutefois, dans la mesure où la CRE met en place un mécanisme de compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) pour EDF SEI (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.

Par ailleurs, la présente délibération prévoit une clause de rendez-vous, activable par EDF SEI. 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'EDF SEI se trouve modifié d'au moins 1 %.

#### 2.1.2 Détermination des niveaux de dotation prévisionnels

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 EDF SEI avec le niveau de charges de capital et d'exploitation prévisionnelles dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseaux efficace.

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

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

Cet écart est calculé selon la formule suivante :

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

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

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

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

Ce calcul est effectué à partir des données communiquées par EDF SEI, 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 par EDF SEI 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 charges nettes d'exploitation d'EDF SEI sont constituées des charges liées au système électrique et des charges nettes d'exploitation (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, des impôts et taxes, et des refacturations internes entre les différentes entités de la structure EDF SEI) déduction faite des recettes extratarifaires (principalement composées des contributions reçues au titre du raccordement et des recettes liées aux prestations annexes).

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

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

- les CCN relatives au projet de compteurs évolués : elles comprennent la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés des compteurs évolués (ci-après « BAR Compteurs évolués ») ;
- les CCN hors projets de compteurs évolués : la méthode utilisée pour définir ces charges de capital est décrite ci-après ;
- la rémunération des immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs) relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB ainsi qu'aux postes sources en HTA, conformément aux modalités décrites au paragraphe 2.1.3.3.

S'agissant des modalités de calcul des CCN hors compteurs évolués, la CRE a établi, depuis la décision sur les niveaux de dotation au titre du FPE 2018-2021, une méthode de calcul des charges de capital normatives s'appuyant sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF) semblable à la méthode appliquée dans le TURPE 6 HTA-BT, qu'elle adapte pour prendre en compte les comptes spécifiques de concession, les provisions pour renouvellement constituées par le gestionnaire de réseau pour assurer le renouvellement des ouvrages en concession ainsi que les subventions d'investissements. La CRE a indiqué dans sa consultation publique du 14 octobre 2021 envisager reconduire cette méthode pour la dotation FPE 2022-2025. Les acteurs s'y sont montrés globalement favorables. La CRE maintient donc les modalités de calcul des CCN hors compteurs évolués inchangées pour la période dotation FPE 2022-2025. Ces dernières correspondent à la somme :

- pour l'ensemble de la base des actifs régulés hors compteurs évolués (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 les concédants.
- pour les « capitaux propres régulés » (CPR), correspondant aux capitaux propres du gestionnaire de réseau réellement investis dans l'activité, 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 modèle d'évaluation des actifs financiers (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 en concession.

### **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 base d'actifs régulés hors projet de compteurs évolués**

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

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

### **2.1.3.2.2 Evolution de la base d'actifs régulés du projet de compteurs évolués**

La BAR compteurs évolués réalisée au 1<sup>er</sup> janvier de l'année correspond à la valeur nette comptable au 1<sup>er</sup> janvier de l'année des actifs mis en service dans le cadre du projet compteurs évolués sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2024 (y compris coûts SI).

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

### **2.1.3.2.3 Evolution des capitaux propres régulés (CPR)**

Les CPR sont définis comme la différence au 1<sup>er</sup> janvier entre la BAR hors compteurs évolués 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 hors compteurs évolués 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 et hors compteurs évolués, diminués des sorties d'actif du domaine propre, des dotations nettes aux amortissements (hors compteurs évolués) et aux provisions pour renouvellement couvertes par le tarif, des subventions d'investissements reçues dans l'année et, le cas échéant, des nouveaux emprunts financiers imputés aux actifs hors compteurs évolués.

### **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'EDF SEI qui exploite également des réseaux HTB, les immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) d'EDF SEI relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB étaient rémunérées, de façon normative, au coût nominal de la dette applicable pendant la période tarifaire. En revanche, le cadre actuel ne prévoyait pas de rémunération des IEC dans le domaine de tension HTA-BT.

Dans sa consultation publique du 14 octobre 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.

EDF SEI est favorable à l'orientation présentée en consultation publique, mais demande l'extension de la rémunération à l'ensemble des immobilisations en cours. Par ailleurs, EDF SEI plaide pour une rémunération plus importante que celle envisagée par la CRE, dont ils proposent de fixer le niveau entre le coût de la dette et le CMPC.

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'EDF SEI, c'est-à-dire le taux de rémunération supplémentaire des éventuels emprunts financiers tel que prévu au paragraphe 3.1.3.1. Le détail des immobilisations en cours concernées par ce mécanisme figure au paragraphe 3.1.3.3.

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

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

Dans le cadre de la consultation publique du 14 octobre 2021, la CRE a proposé l'extension à EDF SEI des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans les tarifs ATRT<sup>8</sup>, ATRD<sup>9</sup>, TURPE 6 HTA-BT<sup>10</sup> et TURPE 6 HTB<sup>11</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.

La majorité des fournisseurs et industriels s'est prononcée en faveur des principes de couverture des coûts échoués envisagés. EDF SEI est toutefois défavorable à la mise en place d'une trajectoire incitée pour les sorties d'actifs avant la fin de leur durée de vie comptable. Il demande le maintien de la couverture via le CRCP, en raison notamment du caractère non maîtrisable de certains de ces coûts dès lors qu'ils correspondent le plus souvent à des modifications d'ouvrages à la demande de tiers, ou à la destruction d'ouvrages en particulier à la suite d'aléas climatiques.

<sup>8</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>9</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>10</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>11</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 CRE estime toutefois que ces charges sont pour partie prévisibles (volume moyen d'ouvrages détruits à la suite d'aléas et volume moyen de demandes de tiers de modifications d'ouvrages) et pour partie maîtrisables. Les choix d'investissements et de maintenance d'EDF SEI, notamment sa politique d'enfouissement du réseau menant à une part de plus en plus importante d'ouvrages insensibles aux aléas climatiques, lui permettent en outre de limiter le volume d'immobilisations démolies en cas d'aléas climatiques.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, et en cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, 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 EDF SEI. 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 vente, de générer une plus-value, parfois importante.

Dans sa consultation publique du 14 octobre 2021, la CRE a interrogé les parties prenantes sur le traitement à appliquer aux actifs cédés. EDF SEI n'est pas favorable à la proposition de la CRE, jugeant le caractère inapproprié d'un tel traitement en vue de sa situation spécifique (EDF SEI est adossé au groupe EDF sur certaines activités dont notamment les activités immobilières). Cependant, 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, est 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 et TURPE 6 HTB, 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 vente de ces actifs, tout en préservant une incitation pour EDF SEI à maximiser ce gain. EDF SEI conserve, ainsi, 20 % de la plus-value comptable ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par EDF SEI.

#### **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'EDF SEI. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis. Ainsi, ce mécanisme permet de prémunir EDF SEI 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 2022-2025, 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 14 octobre 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 était favorable ou favorable avec réserves à la proposition de la CRE. Ces acteurs considéraient que le mécanisme en vigueur permettait d'inciter efficacement les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs charges d'exploitation.

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'EDF SEI.

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

Les pertes des réseaux de distribution d'électricité sont composées de pertes techniques liées à l'effet Joule, aux pertes fer générées par les transformateurs et aux pertes capacitatives dans les câbles et de pertes non techniques constituées de l'énergie consommée non enregistrée. Ces pertes non techniques sont liées, notamment, à des biais de comptage et à des fraudes.

Les pertes électriques représentent un enjeu financier important pour EDF SEI. Pour la période 2018-2021, le volume de pertes moyen est estimé à 1 065 GWh correspondant à un coût moyen annuel de près de 71 M€.

La CRE observe qu'EDF SEI dispose de plusieurs leviers afin de réduire le volume des pertes : choix d'investissement, de topologie du réseau, etc. Par ailleurs, le déploiement des compteurs évolués doit permettre de réduire les pertes non techniques. L'étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI, réalisée en 2017 par un cabinet externe, a estimé que l'installation des compteurs évolués devait permettre de réduire de 20 % le niveau des pertes non techniques subies par EDF SEI.

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

- en augmentant le taux d'incitation à 20 % au lieu de 16 % actuel, afin d'aligner le niveau d'incitation d'EDF SEI sur l'ensemble des autres opérateurs incités sur leurs pertes ;
- en faisant évoluer le calcul du volume de référence pour tenir compte d'une part de l'impact de certaines évolutions technologiques sur le volume de pertes et d'autre part d'un décalage dans l'atteinte des réductions des pertes non techniques permises par le comptage évolué en cohérence avec la modification qui a été appliquée pour Enedis pour le TURPE 6.

EDF SEI est opposé à l'augmentation du taux d'incitation. Néanmoins la CRE considère que les pertes d'EDF SEI ne présentent pas de caractéristiques justifiant un traitement différent des autres opérateurs et retient donc un taux d'incitation de 20%.

S'agissant de l'impact des évolutions techniques sur le volume de référence, celui-ci a fait l'objet d'échanges complémentaires avec EDF SEI. Les pertes liées aux ruptures techniques finalement retenues sont celles correspondantes aux EnR et à l'installation d'ouvrages spécifiques (compensateurs synchrones) permettant de compenser l'absence d'inertie des ENR photovoltaïques et éoliens. Les trajectoires retenues par la CRE pour les pertes techniques associées à ces évolutions ainsi que pour les pertes non techniques, en diminution grâce au déploiement des compteurs évolués, sont présentées en annexe 2.

Par ailleurs, la spécificité d'EDF SEI, par rapport à Enedis, qui ne dispose pas du mécanisme Recoflux permettant la correction des index *a posteriori* est plus adaptée à un calcul de la régulation incitative tous les deux ans au lieu du calcul annuel actuellement en place. En effet, pour EDF SEI, si la relève de consommation n'a pas pu être réalisée dans l'année, alors c'est la consommation estimée qui est retenue pour cette année. La correction sera faite sur l'année suivante lors de la relève réelle de la consommation.

Cette modification de la fréquence de calcul de l'incitation n'a pas vocation à diminuer l'incitation d'EDF SEI à la maîtrise du volume des pertes mais permet d'éviter les variations des résultats liées au rattrapage d'une année sur l'autre de la relève des consommations. Ainsi, le calcul de la RI sera réalisé en 2023 et en 2025. Le déploiement des compteurs évolués permettant de corriger ces biais de mesures, un calcul annuel sera remis en place dès la période tarifaire suivante.

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

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

Le mécanisme mis en place pour la période 2018-2021 consiste en une couverture forfaitaire d'un niveau de charges d'exploitation qui s'élevait à 7,4 M€ par an, dont le niveau visait à couvrir :

- d'une part, les charges d'exploitations récurrentes relatives aux aléas climatiques, hors événements d'ampleur exceptionnelle ;
- d'autre part, un bandeau permettant de couvrir *a posteriori* la remise en état du réseau à la suite du cyclone exceptionnel Irma.

L'écart entre ce montant et les charges réellement supportées par l'opérateur au titre de aléas climatiques constitue donc un gain (respectivement une perte) pour EDF SEI, 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 EDF SEI sont intégralement couvertes à travers le mécanisme du CRCP (cf. § 2.2.3). Ce plafond s'élevait pour la période 2018-2021 à 11,1 M€.

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.

Ce mécanisme ne prend pas en compte les indemnités au titre des coupures longues qui pourraient être versées par EDF SEI aux utilisateurs à la suite d'une catastrophe naturelle. Ces montants relèvent en effet d'un mécanisme *ad hoc*, détaillé au paragraphe 2.3.2.2 de la présente délibération.

Le bilan de cette régulation sur la période 2018-2021 est positif et 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 s'agissant des charges récurrentes et de la nouvelle estimation des charges exceptionnelles réellement supportées par EDF SEI, imputables à Irma. EDF SEI 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 les charges effectivement supportées sur la période 2018-2021.

La CRE reconduit donc le mécanisme pour la période 2022-2025 et fixe le niveau de la couverture forfaitaire à 5,8 M€/an, selon une méthodologie détaillée au paragraphe 3.1.2.2.2. Pour maintenir constant le niveau de risque supporté par EDF SEI, la CRE abaisse de manière équivalente le plafond au-delà duquel les montants sont couverts au CRCP à 9,5 M€.

## 2.2.2 Régulation incitative des investissements

### 2.2.2.1 Régulation incitative des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux

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

Dans sa consultation publique du 14 octobre 2021, la CRE a présenté un bilan du suivi des coûts unitaires d'investissement d'EDF SEI sur la période 2018-2020. La CRE proposait, au regard de ce retour d'expérience positif :

- d'introduire une régulation incitative des coûts unitaires pour les catégories de d'ouvrage présentant un volume suffisant d'affaires ;
- de maintenir le suivi des coûts unitaires pour les autres catégories.

La grande majorité des contributeurs à la consultation publique s'est montrée favorable à l'incitation des branchements secs consommateurs  $\leq 36$  kVA et au maintien du suivi pour les autres catégories.

Ainsi, pour la période 2022-2025, la présente délibération introduit l'incitation des coûts unitaires des branchements secs consommateurs  $\leq 36$  kVA.

Le mécanisme s'appuie sur la définition d'un modèle de coûts de référence des branchements des consommateurs  $\leq 36$  kVA mis en service par EDF SEI, prenant en compte une évolution tendancielle des coûts au cours du temps : les coûts unitaires cibles de chaque année de la période tarifaire ont été déterminés sur la base d'un panier pertinent d'indices de référence, de façon à exclure les effets exogènes et à ainsi évaluer uniquement la performance d'EDF SEI.

Pour chaque année, la différence entre le coût total des branchements consommateurs  $\leq 36$  kVA mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages est évaluée. Le coût total théorique est calculé à partir du modèle de coûts unitaires de référence appliqué au volume d'investissement effectivement réalisé.

Cette différence, positive ou négative, reflète l'efficacité de l'opérateur pour le volume d'investissement effectivement réalisé. Elle fait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau :

- les investissements concernés sont intégrés dans la base d'actifs régulés (BAR) d'EDF SEI à hauteur de leur valeur réelle, sous réserve des contrôles que la CRE pourrait mener sur le caractère efficace et prudent des coûts engagés. Les charges de capital liées à ces investissements restent donc couvertes sur la base des dépenses effectives. Ainsi, le consommateur final couvre, sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif, la performance de l'opérateur *via* des CCN moindres ou supérieures ;
- il est ensuite appliqué, *via* le CRCP, un bonus ou une pénalité, équivalent à 20 % de l'écart entre le coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme a donc pour effet d'inciter EDF SEI à maîtriser ses coûts unitaires d'investissement, sans remettre en cause le volume des investissements réalisés. Cette incitation annuelle est plafonnée à +/- 0,3 M€ par an.

Les valeurs des paramètres ainsi que les coefficients annuels d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2022-2025 sont définis dans une annexe confidentielle à la présente délibération (annexe 3).

En outre, la présente délibération maintient le suivi des coûts unitaires d'investissement, tel que défini dans la délibération du 22 mars 2018, pour chaque investissement relevant de l'une des natures d'ouvrages suivantes :

- ouvrages de réseau HTA souterrain ;
- ouvrages de réseau HTA aérien ;
- ouvrages de réseau BT souterrain ;
- ouvrages de réseau BT aérien ;
- branchements secs producteurs  $\leq$  36 kVA.

### **2.2.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »**

Dans la consultation publique du 14 octobre 2021, la CRE a également proposé de maintenir le fonctionnement mis en place pour la période 2018-2021 pour le traitement des investissements « hors réseaux », qui consiste en un simple suivi de ces derniers.

Les répondants à la consultation publique ont confirmé que la complexité du dispositif<sup>12</sup> ne justifie pas d'introduire une incitation pour EDF SEI. En revanche, la CRE demande à EDF SEI de poursuivre le suivi de ces investissements. A l'occasion de chaque mise à jour annuelle du niveau de dotation dont il bénéficie, EDF SEI 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 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.

<sup>12</sup> Le dispositif de régulation des investissements « hors réseaux », tel que mis en œuvre par le TURPE 6 HTA-BT, consiste à définir, pour la période tarifaire, une trajectoire d'évolution des charges de capital estimées pour ce type d'investissement, qui seront exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par Enedis pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations est prise en compte dans la BAR ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs.

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 EDF SEI pour la période 2022-2025 dans sa consultation publique du 14 octobre 2021.

Dans son retour à la consultation publique, EDF SEI a contesté 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). Concernant les redevances de concession, EDF SEI étant actuellement en période de renouvellement de ses contrats de concession, il considère ne pas avoir de visibilité sur les montants de ces redevances durant la période tarifaire.

S'agissant des redevances de concession, la CRE estime que ces charges restent prévisibles même en période de renouvellement. En effet, bien que le modèle utilisé par Enedis ne s'applique pas directement sur les territoires d'EDF SEI, les négociations menées par EDF SEI s'appuieront sur le modèle de contrat FNCCR, et en particulier sur ses formules de calcul des redevances.

A ce titre, la CRE maintient son orientation présentée en consultation publique.

Les postes inclus au périmètre du CRCP pour la période FPE 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 EDF SEI, 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)<sup>13</sup> ;
  - les charges relatives aux impayés correspondants au TURPE, prises en compte à 100 % ;
  - les charges relatives à la contrepartie versée par EDF SEI en tant que GRD du fournisseur EDF SEI pour la gestion des clients en contrat unique, selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-239 du 26 octobre 2017<sup>14</sup>, prises en compte à 100 % ;
  - les charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles, selon des modalités spécifiques (cf. § 2.2.1.3) ;
  - les charges d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques (cf. § 2.5.1) ;
  - les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (*guichet smart grids*), pris en compte à 100 % (cf. § 2.5.2) ;
- pour les postes de recettes et assimilés :
  - l'ensemble des recettes issues de la perception du TURPE, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
  - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement, prises en compte à 100 % ;
  - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes, prises en compte à 100 % ;

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

- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. § 2.1.3.4.2), à hauteur de 80 %, c'est-à-dire qu'EDF SEI 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 EDF SEI (les charges de capital étant intégrées à 100 % au CRCP).

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 :

<sup>13</sup> Le taux d'incitation associé à la régulation incitative des pertes est en revanche modifié, et fixé à 20 % pour la période 2022-2025 (cf. § 2.2.1.2)

<sup>14</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-239 du 26 octobre 2017 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

- les charges relatives aux redevances de concession : sortie du périmètre du CRCP en cohérence avec le cadre appliqué à Enedis pour la période TURPE 6 ;
- les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités de couvertures tarifaires retenues dans le tarif TURPE 6 (cf. § 2.1.3.4.1).

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

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

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

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

Pour la période FPE 2018-2021, la qualité de service d'EDF SEI est pilotée au moyen de 5 indicateurs incités financièrement (dont 1 indicateur pour lequel la pénalité est versée directement à l'utilisateur). 3 autres indicateurs sont suivis et publiés par EDF SEI, mais sans incitation financière. A ces indicateurs s'ajoutent les indicateurs de suivi de la qualité de service spécifiques au projet de comptage évolué, soit 6 indicateurs incités financièrement, et 9 autres suivis, mais non incités financièrement.

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

Sur la période 2018-2021, le niveau de performance d'EDF SEI est en amélioration sur la majorité des indicateurs. En particulier, la CRE note les points suivants :

- une performance croissante et en ligne avec les 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 respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements sur le segment BT ≤ 36 kVA.

Cette performance globale a permis à EDF SEI, sur la période 2018-2020, de bénéficier d'un bonus global d'environ 1,3 M€. Le montant des bonus a décliné pendant la période notamment du fait du renforcement progressif des objectifs sur la période 2018-2020. Ainsi, en 2020, EDF SEI a perçu un bonus de 194 k€ contre 738 k€ en 2018.

Montants des incitations perçues par EDF SEI sur la période 2018-2020 (k€)	2018	2019	2020
Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires	194	126	- 3
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	- 37	- 35	- 26
Taux de compteur avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36	59	- 89	-
Taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	95	18	45
<i>Consommateur BT ≤ 36 kVA</i>	85	81	68
<i>Consommateur BT &gt; 36 kVA, collectif BT et HTA</i>	10	- 63	- 23
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	427	327	179
<i>Consommateur BT ≤ 36 kVA</i>	285	229	143
<i>Consommateur BT &gt; 36 kVA, collectif BT et HTA</i>	145	97	36
<b>Total des incitations financières</b>	<b>738</b>	<b>346</b>	<b>194</b>

Toutefois, malgré cette bonne performance globale, les derniers résultats montrent que la performance d'EDF SEI n'est pas satisfaisante sur deux thématiques : le respect d'envoi de la proposition de raccordement pour les consommateurs BT > 36 kVA, collectif BT et HTA dans les délais ainsi que le relevé d'index pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA.

- une performance instable sur le respect du délai d'envoi des propositions de raccordement sur le segment BT > 36 kVA, collectif BT et HTA et globalement en dessous des objectifs de référence associés. Cette performance a entraîné un malus global de 76 k€ sur la période 2018-2020 ;

- une performance en baisse quasi-continue concernant le taux de compteur avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT  $\leq$  36 kVA depuis 2017. S'agissant de l'année 2020, l'incitation associée à cet indicateur a été annulée lors du calcul de la dotation définitive pour l'année 2021<sup>15</sup>. La crise sanitaire COVID a en effet fortement impacté l'activité de relevé d'EDF SEI, particulièrement lors des confinements. La zone de desserte d'EDF SEI a été plus fortement et plus durablement impactée que le reste du territoire français justifiant ainsi l'annulation sur l'année complète.

### 2.3.1.2 Adaptation du dispositif pour la période 2022-2025

Globalement, sur la période 2018-2021, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service ont permis d'améliorer les performances d'EDF SEI 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 14 octobre 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** : d'adapter au contexte de déploiement des compteurs évolués la trajectoire d'objectifs de l'indicateur relatif au relevé annuel sur index réel des consommateurs BT  $\leq$  36 kVA jusqu'à une atteinte significative du taux de déploiement des compteurs évolués sur le territoire d'EDF SEI ;
- **s'agissant du raccordement** :
  - o de substituer, en cohérence avec le cadre fixé pour Enedis, l'indicateur incité sur la période 2018-2021 relatif au respect de la date convenue de la mise à disposition du raccordement, par une incitation basée sur le délai moyen de réalisation des raccordements.
  - o d'adapter les trajectoires d'objectifs et le niveau d'incitation de l'indicateur relatif au respect d'envoi de la proposition de raccordement, en particulier :
    - pour les utilisateurs BT  $\leq$  36 kVA : de réhausser la trajectoire d'objectifs par rapport à celle de la période 2018-2021 ;
    - pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA : de stabiliser la trajectoire d'objectifs ainsi que renforcer le niveau d'incitation ;
- **s'agissant du traitement des réclamations** : de stabiliser la trajectoire d'objectifs de l'indicateur relatif au traitement des réclamations dans les quinze jours calendaires, en cohérence avec les objectifs fixés pour Enedis.

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. Par ailleurs, les acteurs n'ont pas exprimé de réserves s'agissant de la proposition d'adapter les modalités de l'indicateur relatif au respect d'envoi de la proposition de raccordement.

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

Concernant l'évolution relative à l'introduction d'une incitation basée sur le délai moyen de réalisation des raccordements, la CRE a proposé dans sa consultation publique du 14 octobre 2021, d'inciter EDF SEI sur le délai moyen de réalisation :

- des branchements soutirage BT  $\leq$  36 kVA : en fixant une trajectoire d'objectif correspond à une baisse du délai de - 15 % en 2025 ;
- des raccordements BT > 36 kVA, HTA et collectif par le biais d'une unique trajectoire d'objectifs et dont la baisse du délai attendue est de - 30 % d'ici 2025.

S'agissant des branchements soutirage BT  $\leq$  36 kVA, EDF SEI estime que l'objectif de diminution du délai moyen de réalisation du raccordement de - 15 % est en décalage avec ses enjeux, notamment dans la mesure où EDF SEI présente un délai moyen de réalisation de ce type de branchement inférieur à celui d'Enedis (61 jours contre 80 jours en 2019 sur la zone de desserte exclusive d'Enedis). Ainsi, une diminution du délai moyen de - 15 % d'ici 2025 reviendrait à demander à EDF SEI d'atteindre une performance meilleure que celle d'Enedis. EDF SEI demande d'adapter cette trajectoire afin de stabiliser ses délais par rapport au délai moyen observé sur la période 2018-2020.

<sup>15</sup> Délibération n° 2021-247 de la CRE du 28 juillet 2021 fixant la dotation définitive au titre du Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE) pour l'année 2021 pour EDF SEI

La CRE estime qu'EDF SEI possède des marges de progression pour réduire le délai de mise en exploitation de ses branchements, notamment au regard de la hausse des ressources prévues dans ce domaine sur la période 2022-2025. Toutefois, la CRE partage la position d'EDF SEI sur le fait que l'opérateur ne peut atteindre des niveaux plus ambitieux qu'Enedis à la fin de la période 2022-2025 compte tenu du degré d'industrialisation des procédures chez ce dernier.

Ainsi, la CRE décide d'adapter la trajectoire d'objectifs afin que celle-ci atteigne le même niveau que celui d'Enedis à la fin de la période TURPE 6 (soit un délai moyen de réalisation de 56 jours), soit une diminution de 8 % par rapport à la moyenne observée sur 2018-2020.

S'agissant des raccordements BT > 36 kVA, HTA et des aménagements individuels et collectifs, EDF SEI estime que l'utilisation d'une donnée agrégée rassemblant l'ensemble des types d'affaires n'est pas pertinent dans la mesure où la potentielle hausse des raccordements de sites de production risquerait d'impacter la répartition des segments d'affaires. Ainsi, EDF SEI propose de pondérer le calcul du délai en tenant compte d'une part des affaires en soutirage et, d'autre part, des affaires en production.

Etant donné les enjeux liés aux raccordements des sites de production d'énergies renouvelables sur le territoire d'EDF SEI, la CRE estime qu'un suivi individuel de ce segment est pertinent. A ce titre, la CRE décide de séparer le suivi sur ces raccordements en incitant sur un délai moyen de réalisation des raccordements en soutirage sur les domaines BT > 36 kVA, HTA et des aménagements individuels et collectifs d'une part et sur les raccordements en production sur le domaine de tension supérieur à 36 kVA d'autre part en conservant un objectif de diminution de 30 % ainsi que les niveaux d'incitation présentés dans sa consultation publique.

Les indicateurs de qualité de service retenus pour la période 2022-2025 ainsi que les incitations financières associées sont détaillés dans l'annexe 4 de la présente délibération.

### **2.3.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation**

#### **2.3.2.1 Durée et fréquence moyennes annuelles de coupure**

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

- mécanisme de coupures longues ;
- durée moyenne de coupure en BT (critère B) ;
- durée moyenne de coupure en HTA (critère M) ;
- fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT) ;
- fréquence moyenne de coupure en HTA (critère F-HTA).

Dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, la CRE a invité EDF SEI à travailler dès 2017 sur la mise en place du suivi, sans incitation financière, de quatre indicateurs relatifs à la durée moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA et à la fréquence moyenne annuelle de coupure en BT et en HTA, sur la base des définitions retenues pour Enedis.

Dans la délibération n° 2018-070 du 22 mars 2018 et sur la base d'une étude externe<sup>16</sup>, la CRE a introduit une incitation financière et des cibles sur les durées moyennes de coupure, hors événements exceptionnels et hors coupures liées à la production d'électricité, des utilisateurs raccordés en BT (critère B) et en HTA (critère M) ainsi que sur la fréquence moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT (critère F-BT).

Dans sa consultation publique du 14 octobre 2021, la CRE a proposé de reconduire le mécanisme actuel de régulation incitative de la continuité d'alimentation pour EDF SEI, en stabilisant les objectifs des critères B et M aux niveaux de l'année 2021 en conservant la possibilité de modifier ces objectifs après la première année de la période 2022-2025 et en adaptant l'objectif du critère F-BT en fonction des résultats de la période passée.

La consultation publique n'ayant pas fait remonter de position défavorable au fonctionnement du mécanisme bien que l'un des acteurs trouve les objectifs ambitieux, la CRE maintient le fonctionnement proposé et lancera par ailleurs un audit sur la continuité d'alimentation sur le territoire d'EDF SEI.

<sup>16</sup> Etude externe sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Concernant le critère F-BT, la CRE s'interroge sur l'exhaustivité de la collecte des coupures et, par conséquent, inclut l'étude de cet indicateur dans l'audit sur la continuité d'alimentation mentionné ci-dessus. En fonction des résultats de l'audit, la CRE fixera les cibles pour les années suivantes tout en se réservant la possibilité, en cas d'erreurs significatives, de corriger le niveau d'incitation du critère F-BT HIX pour l'année 2022 si cela s'avère nécessaire. Dans l'attente des résultats de cet audit, la CRE fixe pour l'année 2022 les niveaux d'objectifs suivants :

	Critère B	Critère F-BT	Critère M
Valeur de référence pour 2022	<b>220,2 minutes/an</b>	<b>3,79 coupures/an</b>	<b>166 minutes/an</b>

La CRE conserve par ailleurs les montants d'incitations financières fixés dans la délibération n°2019-301 du 19 décembre 2019, indiqués ci-dessous, et n'introduit pas d'incitation financière sur le critère F-HTA, EDF SEI devant encore mettre en place des actions afin de garantir l'exhaustivité de la collecte des coupures brèves :

	Critère B	Critère F-BT	Critère M
Force de l'incitation pour 2022	<b>87 k€/min</b>	<b>73 k€/coupure</b>	<b>111 k€/min</b>

Afin de limiter le risque financier pour EDF SEI lié aux trois incitations susmentionnées, la CRE maintient le plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur à ± 3,5 M€ par an.

**2.3.2.2 Indemnités pour coupures longues**

Le mécanisme d'indemnités pour coupures longues repose sur le versement, directement aux consommateurs concernés, de pénalités en cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance des réseaux publics d'électricité.

Dans le cadre d'une coupure d'un utilisateur de plus de cinq heures, le TURPE 5 HTA-BT prévoyait qu'EDF SEI verse à cet utilisateur une pénalité forfaitaire, déclinée par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives :

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

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

Ce mécanisme a été reconduit dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT et la CRE a proposé pour EDF SEI dans sa consultation publique du 14 octobre 2021 de le maintenir tel qu'il a été défini dans ce cadre, en faisant évoluer les niveaux de couverture par le CRCP associés à ce mécanisme.

L'un des acteurs ayant répondu à la consultation publique a indiqué que la proposition de la CRE ne tenait pas compte de la tendance à la hausse des indemnités pour coupures longues et que l'année de référence proposée par la CRE pour fixer la trajectoire des pénalités pour coupures longues versées directement par EDF SEI n'était pas représentative.

La CRE estime que le niveau de couverture des indemnités pour coupures longues doit inciter EDF SEI à améliorer sa performance sur les temps de coupure, et ne doit pas valider la hausse tendancielle observée sur la dernière période de dotation. Néanmoins, par souci de cohérence avec le niveau d'exigence imposé à Enedis pour la période du TURPE 6 HTA-BT, la CRE décide d'accorder une marge de manœuvre à EDF SEI par rapport à son meilleur niveau réalisé observé.

Ainsi, la trajectoire des pénalités pour coupures longues versées directement par EDF SEI aux utilisateurs sur la période 2022-2025 est fixée à 3,7 M€/an (cf. § 3.3.2.1). Ce montant sera intégré dans les charges nettes d'exploitation d'EDF SEI à couvrir par la dotation. Le niveau à partir duquel les pénalités versées par EDF SEI sont couvertes par le CRCP sera quant à lui fixé à 6,5 M€.



Comme envisagé au stade de la consultation publique, ce montant est défini de manière à conserver la même différence entre le niveau de la trajectoire et le niveau au-delà duquel les pénalités sont couvertes par le CRCP sur la période précédente, soit 2,7 M€.

**2.4 Régulation incitative du projet de comptage évolué**

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

La délibération de la CRE N° 2018-017 du 22 mars 2018 portant décision sur le cadre de de régulation du système de comptage évolué d’EDF SEI dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA a mis en place un cadre régulation pour le projet de comptage évolué d’EDF SEI.

Ce cadre de régulation incite EDF SEI à :

- maîtriser les coûts d’investissement ;
- respecter le calendrier de déploiement ;
- garantir le niveau de performance attendu du système de comptage évolué au travers d’indicateurs de qualité de service spécifiques au projet de comptage évolué.

Les régulations incitatives des coûts d’investissement et de respect du calendrier de déploiement des compteurs portent sur la période entière du déploiement en masse des compteurs communicants (2018-2024 et 2025-2026 en cas de retard dans le déploiement du projet). La régulation incitative du niveau de performance du système de comptage évolué porte sur la période 2018-2021 et la délibération du 22 mars 2018 établit qu’ « au-delà de 2021, la CRE pourra faire évoluer ce mécanisme sur la base du retour d’expérience pour la période de 2018 à 2021 ».

Les indicateurs de performance du système de comptage évolué incités financièrement, définis pour la période 2018-2021, sont au nombre de cinq :

- taux de télé-relevés journaliers réussis ;
- taux de publication des index réels mensuels ;
- taux de disponibilité du portail internet « clients » ;
- taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois ;
- taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs.

Sur la période 2018-2020, EDF SEI a été performant et a bénéficié d’un bonus global de 0,6 M€ pour les indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué. Les résultats provisoires de l’année 2021 sont aussi positifs et supérieurs aux objectifs fixés pour l’ensemble des indicateurs. Le résultat des indicateurs est détaillé dans le tableau ci-dessous :

		2022	2023	2024	2025
Taux de télé-relevés journaliers réussis	Objectif	88 %	88 %	90 %	90 %
	Résultat	96,3 %	94,7 %	93,2 %	94,8 %
Taux de publication des index réels mensuels	Objectif	91 %	91 %	95 %	95 %
	Résultat	98,9 %	99,7 %	96,9 %	97,5 %
Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	Objectif	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %
	Résultat	0,5 %	1,4 %	1,4 %	
Taux de disponibilité du portail internet «clients»	Objectif		97 %	98 %	98 %
	Résultat		99,6 %	99,7 %	
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur	Objectif	87 %	87 %	89 %	89 %
	Résultat	89,3 %	86,7 %	88,3 %	90,7 %

\*données provisoire calculée de janvier à septembre 2021

**2.4.2 Adaptation du dispositif sur la période 2022-2025**

Pour la période 2022-2025, la CRE décide d’adapter le mécanisme de régulation de la performance du système de comptage évolué, introduit dans la délibération du 22 mars 2018, de la manière suivante :

- elle fixe des objectifs plus ambitieux que précédemment pour les cinq indicateurs existants, en cohérence avec la performance d’EDF SEI sur la période 2018-2021 tout en tenant compte des spécificités liées aux télécommunications dans les DOM et en Corse ;



- elle maintient la force des incitations.

Les objectifs fixés pour les cinq indicateurs incités sont présentés dans le tableau ci-dessous, le détail de la définition des indicateurs est précisé en annexe 6.

	2018	2019	2020	2021*
Taux de télé-relevés journaliers réussis	94 %	94 %	96 %	96 %
Taux de publication des index réels mensuels	98 %	98 %	98,5 %	98,5 %
Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois	1,3 %	1,3 %	1 %	1 %
Taux de disponibilité du portail internet «clients»	99 %	99 %	99 %	99 %
Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur	90 %	90 %	92 %	92 %

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

### **2.5.1 Régulation de la R&D**

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

Dans la délibération de fixation de la dotation FPE d'EDF SEI du 22 mars 2018, la CRE a introduit un dispositif destiné à donner à EDF SEI les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux futurs en garantissant, notamment, l'absence de frein régulateur pour engager des projets de R&D ou réaliser des investissements innovants. Ce mécanisme de régulation incitative concernait les dépenses de R&D y compris les dépenses pour les projets de type « smart grids » et s'appuie, comme pour les autres opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D incitée de manière asymétrique : en fin de période de dotation, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;
- l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D.

La CRE a proposé, lors de la consultation publique du 14 octobre 2021, de prolonger le mécanisme de régulation incitative de la R&D actuel pour EDF SEI ainsi que de rendre obligatoire la publication d'un rapport public bisannuel faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D. Les acteurs ayant répondu à la consultation se sont exprimés favorablement à cette proposition. La CRE décide donc de retenir cette proposition pour la prochaine période tarifaire.

Les montants retenus sont présentés au paragraphe 3.1.2.2.2.

### **2.5.2 Projets de réseaux électriques intelligents**

La délibération du 22 mars 2018 a introduit un mécanisme permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, qui pouvait aller au-delà des projets déjà identifiés. Celui-ci permettait à EDF SEI de demander, une fois par an, pour une prise en compte lors du calcul du CRCP, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liés à un futur projet, ou un ensemble de futurs projets, relevant des réseaux électriques intelligents. Cette intégration était possible pour un ensemble de projets impliquant au total des charges d'exploitation annuelles supérieures à 150 k€ sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues à ce stade.

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. EDF SEI n'a pas eu recours à ce mécanisme pendant la période 2019-2021.

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

### 2.5.3 Qualité de la transmission de données

Dans sa délibération du TURPE 6 HTA-BT, la CRE a introduit un cadre de régulation incitative portant sur la qualité de transmission des données visant en particulier à pénaliser Enedis en cas de non-respect des délais de publication ou de publication de données incomplètes ou erronées s'agissant des données de consommation, ces données ayant été identifiées par les acteurs comme données prioritaires.

Le déploiement des compteurs évolués est en cours sur le territoire de desserte d'EDF SEI (avec un taux de déploiement de près de 50 %). Par ailleurs, la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'EDF SEI a introduit deux indicateurs relatifs à la mise à disposition des données de comptage. Néanmoins, ces indicateurs ne permettent pas pour autant de couvrir l'ensemble des besoins des acteurs en la matière. Par conséquent, la CRE estime qu'un cadre similaire doit être appliqué à EDF SEI afin de permettre aux utilisateurs du réseau de disposer d'un accès de qualité à leurs données de consommation.

Actuellement, EDF SEI n'a pas la capacité de mettre à disposition les courbes de charge mesurées par les compteurs communicants aux clients (sur le marché de masse comme sur le marché d'affaires), mais mène des travaux sur son système d'information afin d'activer le système de courbe de charges à travers ses portails web clients. Ainsi, EDF SEI prévoit que le système de mise à disposition des données fines de consommation sera effectif à la fin de l'année 2022 et complètement opérationnel à la fin de l'année 2025.

Dans ce contexte, la CRE a proposé dans sa consultation publique du 14 octobre 2021, d'introduire un suivi dès 2022 d'un indicateur relatif à la mise à disposition par EDF SEI des courbes de charge issues des compteurs évolués sur le portail web client dédié pour les marchés de masse et d'affaires. Par ailleurs, la CRE a proposé d'inciter financièrement ces indicateurs à partir de 2024.

Dans la continuité des échanges avec EDF SEI, l'opérateur a indiqué ne pas être en mesure de produire un indicateur fiable sur cet item à partir de 2022 compte tenu de l'état d'avancement des travaux sur son système d'information et estime en être en capacité qu'à partir de 2023. Ainsi, EDF SEI demande un décalage du calendrier présenté dans la consultation publique

La CRE estime qu'EDF SEI doit mettre à disposition des données de qualité dès lors que son infrastructure informatique le permettra et ce d'autant plus que l'utilisation de ces données est un facteur essentiel à la concrétisation des gains liés à la maîtrise de la demande en énergie (MDE) prévus dans le projet.

Par ailleurs, la CRE considère que les enjeux sur la fiabilité de l'indicateur tant du point de vue de la transmission que de la qualité de la donnée transmise sont primordiaux pour encadrer la concrétisation des gains qui en découlent.

A ce titre, durant l'année 2022 la CRE travaillera avec EDF SEI afin de construire ces indicateurs pour un introduction du suivi dès 2023. En outre, la CRE estime que compte tenu des enjeux afférents à cette activité, elle appréciera la pertinence d'inciter financièrement ces indicateurs à partir de l'année 2024.

### 2.5.4 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

<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)

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 14 octobre 2021, la CRE a proposé de mettre en place ce même mécanisme pour EDF SEI. Bien qu'un acteur se soit prononcé 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 EDF SEI, 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 EDF SEI et les acteurs de marché lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- le versement de pénalités en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux ou au bon fonctionnement du marché. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants sont les suivants :
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 3 000 €/mois de retard est appliquée ;
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée à 6 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 6ème mois ;
  - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 12 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 12ème mois ;
  - le montant global de l'ensemble des pénalités versées par EDF SEI est plafonné à 300 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'EDF SEI**

EDF SEI a transmis à la CRE sa demande de dotation au titre du FPE pour la période 2022-2025 le 1<sup>er</sup> avril 2021. Cette demande a été complétée par une demande modificative le 15 juin 2021. EDF SEI a formulé sa demande de dotation en suivant les hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE :

En %	2021	2022	2023	2024	2025
Inflation	0,60 %	1,00 %	1,20 %	1,50 %	1,50 %

La prise en compte des éléments contenus dans la demande modifiée d'EDF SEI conduirait à un niveau de dotation moyen de 219,2 M€ pour la période 2022-2025, en forte hausse par rapport à la période précédente, tirée par une forte hausse des charges d'exploitation ainsi que des charges de capital, telles qu'estimées par EDF SEI.

Concernant les charges nettes d'exploitation, EDF SEI prévoit notamment une hausse des charges de personnel, en lien avec une hausse des effectifs nécessaire pour faire face notamment à la forte activité de raccordement induite par le contexte de transition énergétique, ainsi qu'une hausse des charges SI dans le contexte de déploiement des compteurs évolués et de numérisation de l'activité d'EDF-SEI.

Concernant les charges de capital, la hausse est portée :

- d'une part par une croissance des investissements, afin de permettre notamment la fin du déploiement du projet de compteurs évolués, d'accompagner la transition énergétique dans les ZNI, de maintenir la bonne qualité d'alimentation et de développer et moderniser les SI ;
- d'autre part par l'intégration d'une prime géographique dans les paramètres de rémunération.

##### **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 EDF SEI 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 Orcom pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation d'EDF SEI. Les travaux se sont déroulés entre mai et septembre 2021. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande initiale d'EDF SEI, 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'EDF SEI ainsi que de ses charges d'investissements « hors réseaux » constatés lors de la période FPE 2022-2025. Il analyse également en détail les éléments prévisionnels présentés par EDF SEI 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 EDF SEI au mois de juillet 2021. EDF SEI 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'EDF SEI, et comme « borne basse » la trajectoire intégrant les ajustements recommandés par le consultant, ainsi que les ajustements complémentaires réalisés par la CRE.

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

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

La demande mise à jour d'EDF SEI, présentée en juin 2021, a été corrigée de l'inflation et s'élève à 280,0 M€/an en moyenne. Les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique augmenteraient en 2022 de + 16,2 M€, soit + 6,5 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 2,3 % en moyenne par an.

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

En M€ courants	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025
CNE hors charges liées au système électrique	248,5	264,7	283,3	288,8	283,3
<i>Evolution</i>			7,0%	2,0%	-1,9%

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

#### Charges :

- les charges de personnel, en hausse de 11,0 % soit +13,9 M€ due principalement à la hausse des charges de pension (+42,0%, soit +8 M€) et des rémunérations (+6,3%, soit +4,9 M€) en application respectivement des hypothèses d'EDF SA sur les taux CNIEG et d'une augmentation des effectifs d'EDF SEI, ainsi qu'à la hausse du SNB ;
- les charges associées aux systèmes d'information, en hausse de 11,3 % soit + 2,9 M€, en raison des transformations SI d'Enedis et à ses conséquences sur le SI d'EDF SEI, fortement adossé à celui d'Enedis, comme précisé dans la demande mise à jour d'EDF SEI ;
- les charges associées à la R&D, en hausse de 62,1 % soit + 2,3 M€, en raison d'un programme de R&D ambitieux, ciblé sur les enjeux spécifiques aux réseaux insulaires ;

#### Recettes :

- les contributions au raccordement, en hausse de 125,5 % soit + 31,2 M€, en raison de la dynamique de raccordement des EnR : cette hausse des raccordements implique une baisse des charges nettes d'exploitation ;
- les autres produits et charges d'exploitation, en baisse de 152,3 % soit - 13,0 M€, principalement en raison de la non-reconduction de recettes exceptionnelles réalisées en Corse, de débours et d'un produit à percevoir suite à la tempête Irma ;
- au sein des produits extratarifaires, en baisse globale de 111,9 %, soit -6,4 M€ :
  - la baisse des recettes pour prestations et travaux (-38,4%, soit -3,5 M€), en raison de la clôture de projets réalisés pendant la période précédente et d'une diminution de recettes associées sur la prochaine période ;
  - la hausse des indemnités préjudice client (+84,7 %, soit +3,4 M€).

#### 3.1.2.2.2 Analyse de la CRE

La demande d'EDF SEI a fait l'objet d'une analyse par l'auditeur Orcom, mandaté par la CRE. Les travaux d'audit se sont déroulés entre avril et septembre 2021. L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier tarifaire initial transmis par EDF SEI le 1<sup>er</sup> avril 2021.

A l'issue de cette analyse, les ajustements préconisés par l'auditeur ont porté principalement sur les rubriques *Protocoles et Consommations externes* (respectivement 33,9 % et 5,7 %), *Charges de personnel* (19,9 %), *Produits extraratifaires* (9,1 %) et *Production stockée immobilisée* (27,9 %).

Par ailleurs, en complément des ajustements de l'auditeur, la CRE avait proposé lors de la consultation publique des ajustements complémentaires sur cinq postes différents :

- les surcoûts liés à la renégociation des contrats cadres d'achats et de maintenance ;
- le projet de transformation SI d'EDF SEI ;
- les charges de services système ;
- le mécanisme de couverture des charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques ;
- le mécanisme d'indemnités pour coupures longues.

L'ensemble de ces analyses a conduit la CRE à proposer au stade de la consultation publique une borne basse de charges nettes d'exploitation qui intègre les ajustements suivants :

M€Courants	2022	2023	2024	2025
Ajustements envisagés au stade de la consultation publique	-26,0	-40,3	-39,7	-37,7

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, des dépenses de R&D, du projet de Transformation SI et de la production immobilisée.

La CRE, dans le cadre des travaux réalisés depuis la consultation publique du 14 octobre 2021, et au vu des éléments complémentaires fournis par EDF SEI, 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'EDF SEI sont présentés ci-après.

**Charges de personnel**

La demande de EDF SEI présente des charges de personnel en hausse, qui s'élèvent en moyenne à 143,8 M€/an sur la période 2022-2025, du fait principalement d'une hausse des charges de pension et des rémunérations.

L'essentiel des ajustements réalisés par l'auditeur sur les charges de personnel a porté notamment sur les effectifs et les taux de GVT pour le calcul des rémunérations principales, et sur les taux CNIEG et de sécurité sociale pour le reste de ses charges de personnel.

Au cours de l'audit, et à l'occasion des échanges complémentaires qui ont suivi la consultation publique, EDF SEI a indiqué que la hausse de ses effectifs est portée en début de période par les besoins associés aux raccordements et compensée en fin de période par la baisse des ETP liée au projet de comptage évolué. Par ailleurs, la demande d'EDF SEI intègre des objectifs ambitieux en termes d'assiette GVT, dans une démarche de maîtrise de ses rémunérations.

Au vu de ces éléments, la CRE considère :

- qu'il est nécessaire de donner les moyens à EDF SEI de poursuivre les ambitions qui lui ont été fixées en matière d'amélioration du raccordement, et retient donc la trajectoire d'effectifs demandée par EDF SEI. Cela nécessite en revanche qu'EDF SEI soit plus performant sur les délais de ces raccordements, en cohérence avec les objectifs envisagés au paragraphe 3.3.1. ;
- que la demande d'EDF SEI en termes de rémunérations est effectivement construite dans une logique de performance, et ne doit pas faire l'objet d'ajustements complémentaires.

Ainsi, la CRE retient la demande d'EDF SEI en termes de rémunérations. Néanmoins, la CRE estime que, dans l'ensemble, les ajustements réalisés par l'auditeur sur les autres charges de personnel doivent être conservés, soit un ajustement moyen de -2,6 M€/an sur la période, les explications d'EDF SEI n'ayant pas permis d'étayer certaines des hypothèses utilisées pour construire sa demande et en cohérence avec les hypothèses de taux retenus pour les autres opérateurs.



### Charges liées au système d'information (SI)

La demande d'EDF SEI au titre des charges d'exploitation des systèmes d'information (SI) s'élève à 36,2 M€/an en moyenne, soit une hausse de près de 50 % par rapport au niveau réalisé sur la période précédente. EDF SEI justifie cette hausse par le projet de transformation du SI d'Enedis, sur lequel est adossé le SI d'EDF SEI, qui devrait induire une hausse des reversements d'EDF SEI à Enedis, au titre de cet adossement, et par le financement des éléments spécifiques d'adaptation de ce SI pour permettre son fonctionnement dans le contexte des ZNI. En l'absence de justifications permettant d'objectiver la hausse demandée par EDF SEI, la CRE a retenu, au stade de la consultation publique, une trajectoire de charges de SI alignée sur le réalisé.

L'analyse des éléments complémentaires transmis par EDF SEI depuis la consultation publique, permet de distinguer dans la demande d'EDF SEI deux types de dépenses concernées par l'adossement au SI d'Enedis :

- un reversement dû au développement de fonctionnalités SI spécifiques à EDF-SEI : ces charges seront comptabilisées en CAPEX chez Enedis (et rémunérées à la seule marge sur actif) et facturées en OPEX chez EDF-SEI. Ces montants n'étaient pas identifiés au moment de l'élaboration du TURPE 6 d'Enedis ;
- un « loyer » annuel au titre des développements communs, car EDF SEI utilise un SI commun avec Enedis, y compris au périmètre de son projet de comptage évolué, amené à évoluer sur la période 2022-2025 : ce loyer constitue une charge récurrente pour EDF-SEI et un produit symétrique pour Enedis, qui est intégré comme tel dans sa trajectoire TURPE 6, à un niveau stable avec la période précédente.

La CRE estime qu'il convient d'assurer une cohérence avec les reversements à Enedis retenus dans la dotation FPE d'EDF-SEI et le traitement tarifaire de ces derniers dans les trajectoires du TURPE 6, de manière à s'assurer qu'il n'y ait pas double couverture de ces charges par les tarifs de réseaux.

Ainsi, par souci de cohérence avec les charges et recettes intégrées dans le TURPE 6, la CRE retient :

- la demande d'EDF SEI concernant les versements relatifs aux développements spécifiques ;
- un ajustement de - 4,5 M€/an concernant les dépenses de « loyer », qui sont donc prolongées à leur niveau réalisé.

En cohérence avec cette orientation, la CRE tient à souligner que les recettes facturées par Enedis à EDF SEI sur la période 2022-2025, au titre des développements communs, devront être cohérentes avec les trajectoires provisionnelles du TURPE 6.

### Dispositif de couverture des pénalités pour coupures longues

La délibération du 22 mars 2018 a mis en place un mécanisme d'indemnisation des clients en cas de coupures de plus de cinq heures, qui est reconduit pour la période 2022-2025 (cf. § 2.3.2.2). Dans sa demande, EDF SEI a demandé de porter le montant de la couverture forfaitaire à 4,4 M€/an contre 2,7 M€/an pour la période 2018-2020.

La CRE estime que le montant demandé par EDF SEI conduirait à valider une tendance haussière des indemnités pour coupures longues, et qu'EDF SEI doit être incité à maîtriser ses temps de coupure. Néanmoins, la référence choisie pour constituer cette trajectoire au stade de la consultation publique paraît trop ambitieuse au regard de l'historique des performances d'EDF SEI. La CRE retient donc une trajectoire intermédiaire, qui correspond à un niveau de couverture forfaitaire de 3,7 M€/an. L'ajustement retenu par la CRE est donc de - 0,7 M€/an par rapport à la demande d'EDF SEI.

### Dispositif de couverture des charges d'exploitation associées aux aléas climatiques

La délibération du 22 mars 2018 a mis en place un mécanisme de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles, qui est reconduit pour la période 2022-2025 (cf. § 2.2.1.3). Dans sa demande de dotation, EDF SEI a demandé que le montant de la couverture forfaitaire soit maintenu au même niveau que sur la période 2018-2021, soit 7,4 M€/an. Ce montant permettait de couvrir :

- 4,6 M€/an au titre des charges supportées de manière récurrente sur la période 2013-2017, hors événements climatiques exceptionnels ;
- 1,8 M€/an visant à rembourser EDF SEI a posteriori, sur 20 ans, des charges liées à la remise en état du réseau suite au cyclone exceptionnel Irma.

La prise en compte des charges d'exploitation effectivement supportées par EDF SEI à la suite de catastrophes naturelles sur la période 2018-2020, ainsi que les montants des indemnités d'assurance perçues par EDF SEI en 2020 à la suite de l'ouragan Irma, conduit la CRE à proposer de retenir le niveau de couverture forfaitaire de 5,8 M€/an qui comprend :

- 4,4 M€/an au titre des charges supportées de manière récurrente, hors événements climatiques exceptionnels, incluses de manière implicite dans la demande d'EDF SEI ;
- 1,4 M€/an pour couvrir les charges conséquentes à la tempête Irma.

La demande d'EDF SEI n'intégrant pas de charges explicites liées à ce dernier poste, la CRE procède à un ajustement de + 1,4 M€/an pour la période 2022-2025.

**Charges d'exploitation des projets de R&D**

La demande d'EDF SEI intègre une trajectoire de charges d'exploitation associées aux projets de R&D de 6,6 M€/an, soit une hausse de 75 % par rapport au réalisé de la période précédente. EDF SEI justifie cette hausse au regard des enjeux techniques et des transformations du système électrique en cours dans les ZNI.

La CRE considère qu'EDF SEI doit disposer des ressources nécessaires afin de répondre aux enjeux tels que le développement des ENR et des véhicules électriques sur les territoires insulaires, et considère donc qu'une hausse du budget de R&D est justifiée. Néanmoins, la CRE considère que cette hausse doit être réaliste au vu des moyens de mise en œuvre à disposition d'EDF SEI, et retient donc à un ajustement de - 1,4 M€/an. Les trajectoires couvertes au titre de la R&D pour la période 2022-2025 sont les suivantes :

(M€ courants)	2022	2023	2024	2025
Montants des charges d'exploitation de R&D soumis à la régulation incitative	5,2	5,2	5,2	5,2

**Couverture de la hausse des charges associées au renouvellement des contrats de prestations**

Dans la mise à jour de sa demande, transmise le 15 juin 2021 EDF SEI intègre une augmentation de la couverture des coûts associés aux achats externes, justifiée par un contexte de tension sur ces contrats, constatée en début d'année 2021.

La CRE a analysé l'ensemble des contrats concernés et considère que les hausses déjà constatées doivent être couvertes sur la durée prévisionnelle des contrats concernés. En revanche, la CRE estime qu'EDF SEI doit être incité à négocier au mieux ses contrats d'achat lors de leur renouvellement, pour ne pas acter une hausse qui est en partie due à une situation de tension conjoncturelle. La CRE retient donc un ajustement de - 0,7 M€/an.

**Autres ajustements principaux**

Par ailleurs, la CRE retient les ajustements suivants :

- prestations et travaux : EDF SEI prévoit dans sa demande une baisse de recettes extratarifaires associées aux prestations et travaux pour la période 2022-2025, sans toutefois justifier la forme de cette baisse. Par conséquent, la trajectoire de recettes est fixée de manière à prolonger la baisse progressive observée sur la période 2018-2020, soit un ajustement de - 1,5 M€/an sur la période 2022-2025 ;
- projet compteurs évolués : EDF SEI prévoit pour certains postes de dépenses du projet compteurs évolués (SI et exploitation des données) des trajectoires en forte hausse par rapport au niveau réalisé sur la période 2018-2020, sur laquelle les budget délibérés associés à ces postes ont été structurellement sous-dépensés. En l'absence d'éléments suffisants pour étayer le niveau demandé par EDF SEI sur ces postes, la CRE retient les trajectoires proposées au stade de l'audit, soit un ajustement de - 1,2 M€/an ;
- projet Immobilier Convergence : EDF SEI prévoit pour la période 2022-2025 des travaux de réaménagement des locaux de ses principaux centres. Néanmoins, le calendrier et le chiffrage des travaux pour certains de ces centres n'est pas suffisamment étayé, ce qui conduit la CRE à retenir un ajustement de - 0,4 M€/an sur le budget demandé.

**3.1.2.2.3 Synthèse des ajustements sur la demande d'EDF SEI**

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

M€Courants	2022	2023	2024	2025
Ajustements retenus pour la période 2022-2025	-12,2	-14,2	-13,3	-9,9

**3.1.2.3 Charges liées au système électrique**

**3.1.2.3.1 Demande d'EDF SEI**



Les charges liées au système électrique d'EDF SEI se composent uniquement des charges liées à l'achat des pertes. EDF SEI a présenté une demande de 87,7 M€/an en moyenne. Les prévisions de charges liées au système électrique présentées par EDF SEI dans sa demande de dotation pour la période FPE 2022-2025, sont présentées dans le tableau ci-après :

M€Courants	2019 Réalisé	2022	2023	2024	2025
Achat des pertes	71,7	84,5	86,0	89,1	91,4
<i>Evolution</i>		17,8%	1,8%	3,6%	2,7%

La demande d'EDF SEI conduirait à une hausse des charges liées au système électrique en 2022 de + 12,7 M€, soit + 17,8 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période 2022-2025 de 2,7 % en moyenne par an. Les hypothèses expliquant l'augmentation du poste d'achat des pertes sont illustrées dans le tableau ci-dessous :

M€Courants	2019 Réalisé	2022	2023	2024	2025
Volume pertes GWh	1 161	1 130	1 136	1 162	1 179
Prix pertes en M€	71,7	84,5	86,0	89,1	91,4
Coût unitaire en €/MWh	61,8	74,7	75,7	76,7	77,6

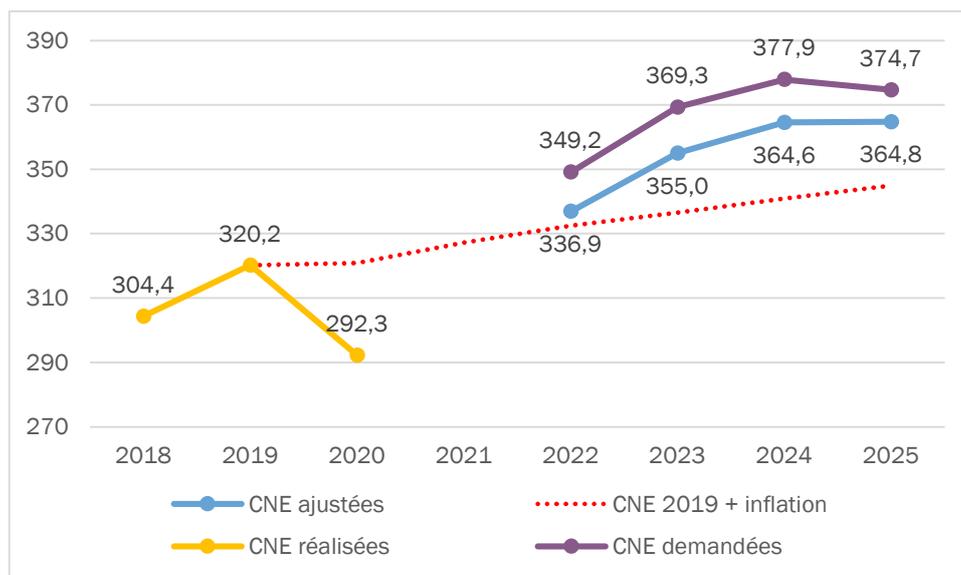
**3.1.2.3.2 Analyse de la CRE**

S'agissant des charges liées au système électrique, elles se composent uniquement pour EDF SEI des charges liées aux pertes, poste présent au CRCP. Comme indiqué au paragraphe 2.2.1.2, consacré à la régulation incitative des pertes, EDF SEI a fait évoluer son modèle prévisionnel de pertes pour prendre en compte l'impact du développement des EnR et d'un décalage dans l'atteinte des gains de pertes non techniques associés à son projet de comptage évolué sur son volume de pertes.

La CRE retient la trajectoire de pertes prévisionnelle d'EDF SEI 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 + 5,2 % et une évolution annuelle moyenne de + 2,7 % sur la période 2022-2025).



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



- la couverture des charges de personnel d'EDF SEI, en retenant ses prévisions concernant les paramètres de rémunération, et ses trajectoires d'effectifs prévisionnelles, notamment pour répondre aux besoins croissants en termes de raccordement ;
- l'accompagnement d'EDF SEI dans une politique de R&D ambitieuse, tout en tenant compte de sa capacité à mettre en œuvre les innovations issues de son programme de recherche ;
- une hausse des charges d'exploitation liées aux SI, afin de couvrir notamment les développements spécifiques associés au projet de transformation SI, tout en visant une cohérence avec les charges couvertes à Enedis au titre des briques de SI communes aux deux opérateurs ;

Par ailleurs, la trajectoire retenue fait bénéficier les consommateurs des premiers gains apportés par le déploiement des compteurs évolués, qui se manifestent par une baisse des effectifs de relève en fin de période 2022-2025. Ces premiers gains devront être confirmés, notamment par la réduction des pertes non-techniques, sur la période de dotation suivante.

### 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'EDF SEI (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'EDF SEI

EDF SEI demande une marge sur actif de 2,50 % (nominal, avant impôts), stable par rapport à la dotation FPE 2018-2021, sur la base d'un bêta des actifs de 0,36 contre 0,345 dans la dotation FPE 2018-2021, un taux de rémunération supplémentaire des capitaux propres régulés de 4,3 %, en hausse par rapport à celui en vigueur dans la dotation FPE 2018-2021 (3,9%), en répercussion notamment de la prise en compte d'une prime géographique (2%) et un taux de rémunération supplémentaires des emprunts financiers de 1,70 % en baisse par rapport à celui de la dotation FPE 2018-2021 (3,0 %).

EDF SEI demande aussi, un taux de rémunération des IEC du domaine HTB de 2,4%, en baisse par rapport à celui en vigueur pour la période 2018-2021 (3,7%). Enfin, EDF SEI demande un taux de rémunération des compteurs évolués de 7,8%, stable par rapport à la période 2018-2021.

##### 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 14 octobre 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, EDF SEI ainsi qu'un autre opérateur en Zones Non Interconnectées 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 des territoires concernés. Les contributeurs estiment que les risques sont significativement plus élevés en Zones Non Interconnectées qu'en métropole notamment sur les aspects relatifs aux investissements, à l'éloignement géographique, aux conditions climatiques mais aussi sociales. 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 l'intégration de la prime de risque géographique non pertinente et en ce sens, ne l'intègre pas aux paramètres de rémunération ci-présents. La CRE considère en effet que les risques spécifiques exposés, justifiant une telle prime selon les acteurs, sont déjà couverts par le cadre de régulation en vigueur.

La CRE a aussi examiné les autres paramètres intervenant dans le calcul des niveaux de dotation au titre du FPE pour la période FPE 2022-2025. A l'occasion de la consultation publique du 14 octobre 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) et, un taux de rémunération relatif au programme de déploiement des compteurs évolués de 6,49 %, en baisse par rapport au taux en vigueur dans la dotation FPE 2018-2022.

Dans sa réponse à la consultation publique, EDF SEI conteste la proposition de la CRE sur le taux de rémunération appliqués aux compteurs évolués et souhaite maintenir un taux stable de 7,8%, avançant notamment que de baisser le taux de rémunération sur un programme à date correctement avancé, enverrait un mauvais signal.

En application de la délibération n° 2018-071 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué d'EDF SEI dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVa du 22 mars 2018, la CRE ne retient pas l'argumentaire exposé par EDF SEI et applique les nouveaux paramètres en vigueur permettant de calculer au plus juste la rémunération des compteurs évolués.

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 % et un taux de rémunération des compteurs évolués de 6,49%<sup>19</sup>.

Paramètres du calcul des charges de capital	Dotations FPE 18-21	Dotations FPE 22-25	Mode de calcul
Taux sans risque (nominal)	2,70%	1,70%	A
Bêta de l'actif	0,345	0,36	B
Prime de risque de marché	5,00%	5,20%	C
Taux d'imposition	30,69%	25,83%	D
Déductibilité fiscale des charges financières	75%	100%	E
Marge sur actif	2,50%	2,50%	(BxC)/(1-D)
Taux supplémentaire de rémunération des capitaux propres régulés	3,90%	2,30%	A/(1-D)
Taux supplémentaire de rémunération des emprunts financiers (hors compteurs évolués)	3,00%	1,70%	Ax(1-E x D)/(1-D)
Taux supplémentaire de rémunération des compteurs évolués	7,8%	6,49%	

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). Compte tenu par ailleurs de la rémunération spécifique du projet compteurs évolués, le bêta retenu par la CRE est comparable à ceux retenus en moyenne en Europe.
- Par ailleurs, la CRE prend en compte les évolutions prévues par le projet de loi de finances pour 2021 qui confirme la baisse prévue du taux normal d'imposition sur les sociétés de manière progressive jusqu'en 2022 où le taux normal d'imposition sur les sociétés de 25,0 % s'appliquera uniformément à l'ensemble des sociétés. La CRE retient donc, pour la période 2022-2025, un taux d'impôt sur les sociétés de 25,83 %, construit comme la moyenne des taux d'imposition sur les sociétés applicables à EDF SEI sur la période 2022-2025 ainsi qu'à l'intégration du taux de CSB de 3,3%.

Ainsi, les investissements (hors compteurs évolués) financés par des capitaux propres d'EDF SEI 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'EDF SEI.

**3.1.3.2 Investissements**

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

- une légère hausse des investissements associés au projet de compteurs évolués, dont la fin du déploiement est prévue en fin d'année 2025 (contre 2024 initialement prévue lors de la mise en place du projet) : les dépenses moyennes annuelles associées aux compteurs évolués sont estimées à 32,7 M€ par an sur la période 2022-2025 contre 31,3 M€ par an au cours de la période 2018-2021 ;

<sup>19</sup> Tenant compte de la prime supplémentaire de 200bps sur la régulation incitative du projet.

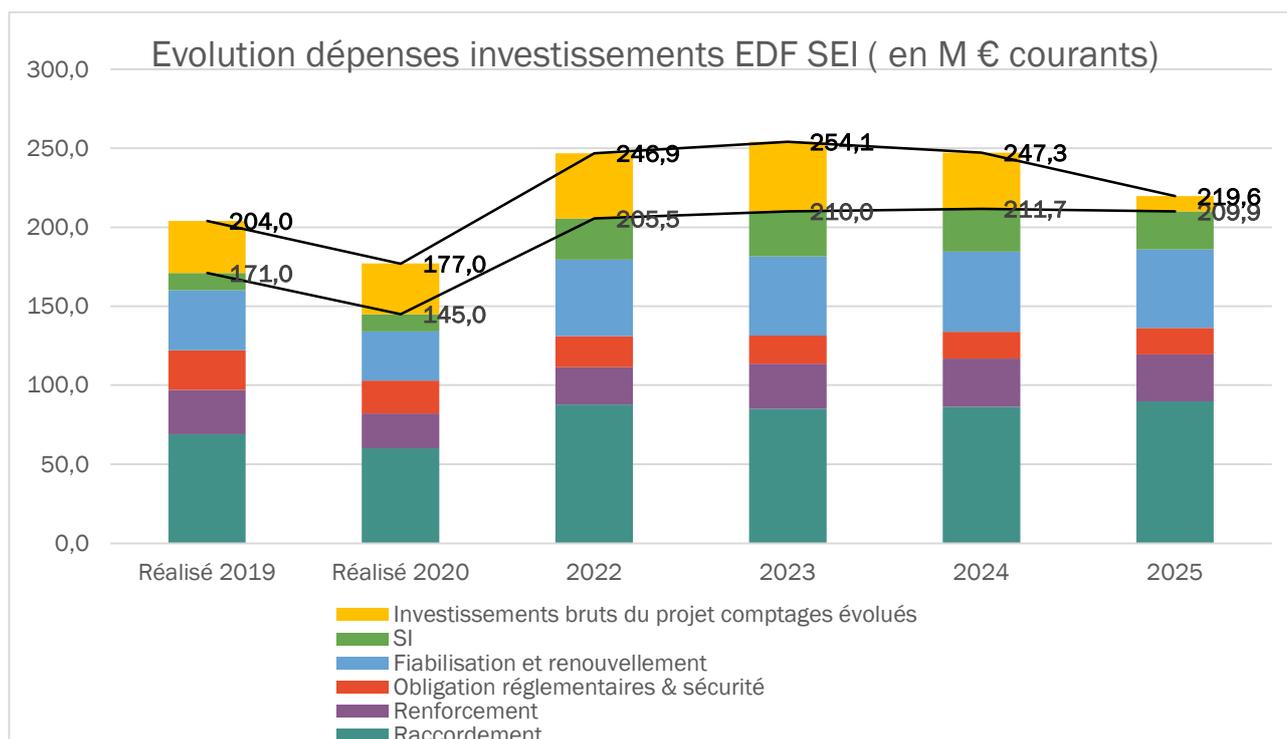


- une accélération significative des dépenses d’investissement, hors projet de compteurs évolués, avec des dépenses moyennes annuelles de 209,3 M€ par an sur cette période, alors qu’elles étaient en moyenne (en réalisé) de 165 M€ par an (soit + 27 %) par rapport à la période 2018-2020.

Au global, EDF SEI présente une trajectoire de dépenses d’investissement en hausse sur la période à venir, avec des dépenses moyennes annuelles de 242 M€ par an, alors qu’elles étaient en moyenne de 196 M€ par an au cours de la période précédente (soit +23 %). EDF SEI prévoit les dépenses d’investissement suivantes au cours de la prochaine période :

En M€ courants <sup>20</sup>	Réalisé 2019	2021	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25	Moyenne annuelle 18-20
Raccordement	69,0	76,0	87,7	85,1	86,3	89,8	87,2	66,67
Renforcement	28,0	31,6	23,7	28,5	30,6	29,8	28,1	28,00
Obligation réglementaires & sécurité	25,0	23,9	19,6	17,8	17,0	16,8	17,8	22,33
Fiabilisation et renouvellement	38,0	43,8	48,6	50,1	50,7	49,7	49,7	36,00
Moyen d’exploitation SI & Telecom	11,0	16,2	10,4	9,7	9,9	11,5	10,4	11,67
Support	N/A	14,3	15,6	18,8	17,3	12,4	16,0	
<b>Total investissements hors compteurs évolués</b>	<b>171,0</b>	<b>205,8</b>	<b>205,5</b>	<b>210,0</b>	<b>211,7</b>	<b>209,9</b>	<b>209,3</b>	<b>165</b>
Compteurs évolués	33,0	39,0	41,4	44,1	35,6	9,7	32,7	31,33
<b>Investissements totaux bruts</b>	<b>204,0</b>	<b>244,82</b>	<b>246,9</b>	<b>254,1</b>	<b>247,3</b>	<b>219,6</b>	<b>242,0</b>	<b>196,00</b>

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



S’agissant des dépenses d’investissement hors compteurs évolués, la trajectoire d’investissements présentée par EDF SEI s’appuie sur 3 axes : (i) accompagner la transition énergétique dans les ZNI, (ii) maintenir la bonne qualité d’alimentation et (iii) développer et moderniser les SI.

En particulier, EDF SEI prévoit :

- une forte hausse des investissements liés aux raccordements et aux renforcements des réseaux (115 M€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 95 M€/an sur la période précédente, soit + 22 %) : cette hausse est liée principalement aux objectifs de la PPE en termes d’insertion des EnR sur les territoires. Les demandes de raccordement d’installations de production EnR sont en augmentation sur l’ensemble des centres régionaux d’EDF SEI.

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



- une baisse des investissements liés à la gestion des contraintes réglementaires (18 M€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 22 M€/an sur la période précédente, soit - 21 %) ;
- une forte hausse des investissements liés aux outils de travail et moyens d'exploitation (26,5 M€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 12 M€/an sur la période précédente, soit + 112 %) : cette hausse est liée principalement à la hausse des investissements SI et Télécoms (pour répondre d'une part aux évolutions du secteur et de l'activité d'EDF SEI et d'autre part à la volonté d'EDF SEI d'améliorer sa performance au service des utilisateurs du réseau) ainsi qu'au développement des interfaces avec les autres SI de la société EDF SEI. Cette hausse est également liée à la pose de fibres optiques sur les réseaux HTB qui jouent un rôle clef notamment sur la télé conduite du réseau. EDF SEI s'est également doté d'un programme de déploiement de radios numériques d'exploitation afin de parfaire sa conduite du réseau ;
- une hausse des investissements liés au renouvellement et à la modernisation du réseau (50 M€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 36 M€/an sur la période précédente, soit + 39 %) : cette hausse est liée principalement à l'intégration des fonctions réseau des compteurs évolués et des nouveaux objets de réseau connectés ainsi qu'à la modernisation du système de comptage et des outils de télé relève associés. Par ailleurs, l'intégration des colonnes montantes au réseau public de distribution à la suite de la loi « Elan » entraîne une augmentation très progressive des dépenses de renouvellement pour ce type d'ouvrage. Enfin, les réseaux HTA et les réseaux BT étant exposés à des conditions climatiques et environnementales particulières dans les territoires insulaires, leurs cycles de vie et de renouvellement y sont accélérés.

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 d'EDF SEI.

S'agissant des investissements « hors réseaux », la CRE considère que la complexité du dispositif et le retour d'expérience contrasté des autres ELD, ne justifient pas d'introduire une incitation pour EDF SEI comme cela peut être le cas chez Enedis. En revanche, la CRE envisage de poursuivre le suivi de ces investissements afin de préparer la mise en place d'un mécanisme incitatif sur la période de dotation suivante.

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

En M€ courants <sup>21</sup>	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25	Moyenne annuelle 18-20
Investissements bruts hors compteurs évolués	171,0	205,5	210,0	211,7	209,9	209,3	164,7
Investissements bruts compteurs évolués	33,0	41,4	44,1	35,6	9,7	32,7	31,3
Investissements totaux bruts	204,0	246,9	254,1	247,3	219,6	242,0	196,0

### 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 EDF SEI 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.

Si EDF SEI maintient sa demande d'une rémunération de l'ensemble des IEC, elle a transmis à la CRE, après la consultation publique du 14 octobre 2021, une nouvelle estimation de ses IEC à cycle long du domaine HTB et HTA-BT. EDF SEI considère que les immobilisations en cours associées aux postes sources sur le réseau HTA, se qualifient en tant qu'IEC de cycle long. EDF SEI estime que le volume d'IEC associé à ces investissements représentera, sur la période de dotation FPE 2022-2025, environ 6 M€ par an, qui correspondent à la moyenne des immobilisations en cours relatives aux postes source sur le réseau HTA.

En M€ courants	Réalisé 2019	Réalisé 2020
Postes sources	5,66	2,91
HTB	60,04	28,25
Total des immobilisations en cours	65,70	31,15

<sup>21</sup> Avec les hypothèses d'inflation suivante : 2,00% en 2021, 1,60% en 2022, 1,20% en 2023, 1,30% en 2024 et 1,20% en 2025.



Sur la base des informations fournies par EDF SEI, la CRE observe que les immobilisations en cours relatives aux postes sources ont une durée de vie d'environ 24 mois. Ainsi, la CRE retient comme immobilisations en cours de cycle long les postes sources HTA, et les IEC du domaine de tension HTB. Concernant les IEC du domaine HTB, et dans un souci de permanence des méthodes, l'échantillonnage se fait de manière normative. La CRE retient la demande de trajectoire des IEC du domaine HTB formulée par EDF SEI dans son dossier de demande de dotation.

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

En M€ courants	2022	2023	2024	2025
Postes sources	6,20	6,25	6,00	5,75
HTB	27,18	27,42	28,16	27,11
Total des immobilisations en cours	33,38	33,67	34,16	32,86

### 3.1.3.4 Charges de capital normatives

#### Trajectoire des charges de capitaux normatives

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

En M€ courants	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25
<b>BAR hors PCN (au 01.01.N)</b>	2436,0	2619,5	2696,1	2775,8	2857,8	2737,3
<b>BAR PCN (au 01.01.N)</b>	24,2	112,8	140,1	169,6	188,5	152,8
<b>Capitaux propres régulés (au 01.01.N)</b>	799,2	926,2	988,3	1053,2	1120,2	1022,0

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) d'EDF SEI de 2022 à 2025 :

En M€ courants	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne annuelle FPE 22-25
<b>Charges de capital hors PCN (1)</b>	<b>239,0</b>	<b>239,7</b>	<b>245,2</b>	<b>250,0</b>	<b>253,4</b>	<b>247,1</b>
<i>dont application de la marge sur actif</i>	60,90	65,5	67,4	69,4	71,4	68,4
<i>dont rémunération des capitaux propres régulés</i>	31,17	21,3	22,7	24,2	25,8	23,5
<i>dont dotations aux amortissements hors PCN</i>	130,56	140,1	142,2	143,3	143,0	142,2
<i>dont dotations aux provisions pour renouvellement</i>	9,33	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
<i>dont rémunération des emprunts</i>	6,99	4,1	4,3	4,4	4,5	4,3
<b>CCN PCN (compteurs évolués) (2)</b>	<b>1,89</b>	<b>7,32</b>	<b>9,09</b>	<b>11,01</b>	<b>12,23</b>	<b>9,9</b>
<b>Rémunération des IEC (3)</b>	<b>1,34</b>	<b>0,81</b>	<b>0,81</b>	<b>0,83</b>	<b>0,79</b>	<b>0,7</b>
<b>Charges de capital totales (1)+(2)+(3)</b>	<b>242,18</b>	<b>247,81</b>	<b>255,14</b>	<b>261,79</b>	<b>266,40</b>	<b>257,78</b>

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

Le revenu autorisé d'EDF SEI pour la période 2022-2025 est défini comme la somme des éléments suivants :

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

Il se décompose de la manière suivante :

Charges à couvrir sur la période	2022	2023	2024	2025	Moyenne
CNE (hors charges liées au système électrique)	252,5	269,1	275,5	273,3	267,6
CNE (charges liées au système électrique)	84,5	86,0	89,1	91,4	87,7
CCN prévisionnelles totales	247,8	255,1	261,8	266,4	257,8
<b>Total</b>	<b>584,7</b>	<b>610,2</b>	<b>626,4</b>	<b>631,2</b>	<b>613,1</b>

Le niveau moyen des charges à couvrir d'EDF SEI pour la période 2022-2025 s'élèvera à 613,1 M€/an. Il évolue ainsi de + 12,1 % en moyenne entre la période 2018-2020 et la période 2022-2025, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de + 16,3 % en moyenne et d'une hausse des CCN de + 6,8 % en moyenne.

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

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

La délibération du 22 mars 2018 prévoyait sur la période 2018-2021 une évolution moyenne du volume acheminé de + 1,7 % par an. Sur la période 2018-2020, le nombre de clients raccordés au réseau d'EDF SEI a progressé moins vite que prévu, de +2,8 %, soit une augmentation de 32 000 consommateurs. De même les volumes acheminés par EDF SEI (i.e. soutirés de son réseau) ont été inférieurs de près de 600 GWh par an en moyenne par rapport à la trajectoire prévisionnelle (soit - 7 % environ).

A cet égard, les consommations des années 2020 et 2021 ont été fortement impactées par la crise liée à l'épidémie de COVID-19, avec un recul de la consommation en 2020 suivie d'une reprise en 2021 anticipée par EDF SEI.

	2018		2019		2020		2021	
	Prévision	Réalisé	Prévision	Réalisé	Prévision	Réalisé	Prévision	Estimé
Nombre de consommateurs (milliers)	1 310	1 157	1 331	1 163	1 356	1 189	1 378	N/A
Volume acheminé (GWh)	9 127	8 684	9 273	8 739	9 446	8 654	9 596	8 908

Les recettes perçues par EDF SEI ont ainsi été plus faibles qu'anticipées avec un montant moyen de 375 M€/an sur la période 2018-2020 pour une valeur prévisionnelle de 380 M€/an.

	2018	2019	2020	2021
Recettes prévisionnelles	370,3	382,7	396,1	409,7
Recettes perçues	362,2	380,9	391,0	404,4*

\*montant estimé

#### **3.2.2 Demande d'EDF SEI**

Pour estimer les soutirages sur la période 2022-2025, EDF SEI utilise comme année de référence l'année 2019, EDF SEI considérant que l'année 2020 ne peut pas servir de référence compte tenu de la crise sanitaire. EDF SEI applique ensuite un taux de croissance prévisionnel, issu des travaux d'établissement des bilans prévisionnels réalisés par EDF SEI, ceux-ci prennent en compte les évolutions dues à la croissance du nombre de consommateur ainsi qu'à l'évolution des usages. Par ailleurs, EDF SEI intègre à ces hypothèses les trajectoires de MDE issues du scénario Azur de son bilan prévisionnel (soit 80% de la MDE prévue par son cadre de compensation).

EDF SEI prévoit ainsi une consommation, nette des pertes, moyenne d'environ 9 000 GWh par an dont le détail est présenté dans le tableau ci-dessous :

	2022	2023	2024	2025
Soutirages prévisionnels (GWh)	8 947	8 995	9 135	9 252

EDF SEI applique le TURPE HTA-BT a son portefeuille 2019 et aux prévisions de consommation pour estimer le niveau des recettes sur la période 2022-2025. Les hypothèses de recettes d'EDF SEI ont été révisées avec les nouvelles hypothèses d'inflation présentées au titre 3.1.2.1. EDF SEI estime que les recettes prévisionnelles seront en moyenne de 424 M€/an sur la période FPE 2022-2025 :

	2022	2023	2024	2025
Recettes prévisionnelles (M€)	412,9	421,0	433,6	445,1

### 3.2.3 Analyse de la CRE

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

### 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)	412,9	421,0	433,6	445,1	428,1
Charges de capital (B)	247,8	255,1	261,8	266,4	257,8
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EDF SEI (C) = (A) - (B)	165,1	165,8	171,8	178,7	170,4
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDF SEI (D)	336,9	355,0	364,6	364,8	355,3
<b>Niveau de dotation (E) = (D) - (C)</b>	<b>171,8</b>	<b>189,2</b>	<b>192,8</b>	<b>186,1</b>	<b>185,0</b>

**DÉCISION DE LA CRE**

La CRE fixe les niveaux de dotation d'EDF SEI au titre du 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 EDF SEI 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	2022	2023	2024	2025
Dotation prévisionnelle d'EDF SEI au titre du FPE	171,8	189,2	192,8	186,1

Cette trajectoire correspond à un niveau de charges prévisionnelles à couvrir de 613,1 M€/an, soit une hausse de 12,1 % par rapport à la période 2018-2020. En particulier, cette trajectoire reprend l'intégralité des demandes d'EDF SEI en termes d'effectifs, notamment pour répondre aux besoins croissants en termes de raccordement.

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

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

Délibéré à Paris, le 20 janvier 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 EDF SEI.

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

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

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

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

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

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
  - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
  - les charges de capital supportées par EDF SEI, 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 TURPE, prises en compte à 100 % ;
  - les charges relatives à la contrepartie versée par EDF SEI en tant que GRD du fournisseur EDF SEI pour la gestion des clients en contrat unique, selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-239 du 26 octobre 2017<sup>22</sup>, prises en compte à 100 % ;
  - les charges d'exploitation relatives aux aléas climatiques, selon des modalités spécifiques (cf. § 2.2.1.3) ;
  - les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités de couvertures tarifaires retenues dans le tarif TURPE 6 (cf. § 2.1.3.4.1) ;
  - les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet *smart grids*), pris en compte à 100 % (cf. § 2.5.2) ;
  - les charges associées à la mise en œuvre des flexibilités ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
  - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement, prises en compte à 100 % ;
  - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes, prises en compte à 100 % ;
  - les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. § 2.1.3.4.2), à hauteur de 80 %, c'est-à-dire qu'EDF SEI conserve une incitation sur ce poste à hauteur de 20 % ;
- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
  - la régulation incitative de la qualité de service
  - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
  - la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'EDF SEI ;
  - la régulation incitative des pertes ;
  - la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ;

<sup>22</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-239 du 26 octobre 2017 portant modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

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

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

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

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

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

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

M€ courants	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	291,6	297,8	302,4	301,4

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>23</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 EDF SEI**

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

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	247,8	255,1	261,8	266,4

**c) Charges relatives à la compensation des pertes**

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

M€ courants	2022	2023	2024	2025
Valeur de référence pour les charges relatives à la compensation des pertes	84,5	86,0	89,1	91,4

<sup>23</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 EDF SEI 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>M€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Valeur prévisionnelle pour les impayés des clients finals correspondant au paiement du TURPE	2,4	2,4	2,3	2,2

**e) Charges relatives à la contrepartie versée par EDF SEI en tant que GRD du fournisseur EDF SEI 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 EDF SEI en tant que GRD 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.

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 EDF SEI en tant que GRD du fournisseur EDF SEI pour la gestion des clients en contrat unique	8,8	9,3	9,4	9,6

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme du niveau de couverture *ex ante* de 5,8 M€, et du montant cumulé de charges nettes d'exploitation au titre des aléas climatiques pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, 9,5 M€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 9,5 M€, le montant de ce poste est égal au niveau de couverture *ex ante*, soit 5,8 M€).

**g) Charges relatives aux coûts échoués**

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.1.3.4.1, les coûts échoués jugés récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire incluse dans les charges d'exploitation incitées. Le montant moyen annuel pris en charge s'élève à 1,0 M€/an.

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

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**

EDF SEI 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 150 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'EDF SEI.

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

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

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes effectivement perçues par EDF SEI 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	-56,0	-46,2	-44,4	-45,7

**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 EDF SEI 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 25 juin 2019 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ;
- les recettes qu'aurait perçues EDF SEI 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 25 juin 2019 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 EDF SEI sur les domaines clés de l'activité des opérateurs. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par EDF SEI à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité de service mis en place pour EDF SEI 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 EDF SEI à la CRE doivent être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le mécanisme de suivi de la qualité de service d'EDF SEI pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

La listes des indicateurs de qualité de service d'EDF SEI définis pour la période 2022-2025 figurent en annexe 4 de la présente délibération.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif d'EDF SEI, 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 4.

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

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

Les listes des indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation d'EDF SEI définis pour la période 2022-2025, y compris le mécanisme de pénalité pour les coupures longues, figurent en annexe 5 de la présente délibération.

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

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

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

- dans la limite globale de  $\pm 3,5$  M€, de la somme des trois incitations financières définies au paragraphe 3.1 de l'annexe 5 pour l'année considérée ;
- du montant cumulé versé par EDF SEI l'année considérée aux utilisateurs au titre du mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini au paragraphe 2 de l'annexe 5, pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, le niveau de 6,5 M€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 6,5 M€, aucun montant n'est donc pris en compte).

**c) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'EDF SEI**

Le montant de référence retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué d'EDF SEI, constituées :

- des régulations incitatives sur les coûts et les délais du projet de comptage évolué d'EDF SEI, telles que définies par la délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'EDF SEI<sup>24</sup> ;
- des incitations financières définies à l'annexe 6 pour les indicateurs de qualités de services spécifiques au projet de comptage d'EDF SEI.

**d) Régulation incitative des pertes**

Pour la période 2022-2025, la régulation incitative des pertes sera calculée tous les deux ans. Ainsi la régulation incitative des années 2022 et 2023 sera calculée lors du calcul du CRCP de l'année 2023 et celle des années 2024 et 2025 sera calculée lors du calcul du CRCP de l'année 2025. Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé d'EDF SEI, au titre de la régulation incitative des pertes est égal, dans la limite globale 4 M€ pour chaque échéance de calcul de la régulation incitative, au montant défini par l'annexe 2 de la présente délibération.

**e) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux**

Les investissements concernés par le mécanisme de régulation incitative sont les branchements secs consommateurs  $\leq 36$  kVA.

Le coût de chaque investissement est modélisé par :

- une part fixe  $B$  (qui ne dépend pas de l'année de mise en service) ;
- un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires des branchements  $CB_N$  (qui dépend de l'année  $N$  considérée mais pas du type de branchement).

Les valeurs de ces paramètres sont déterminées, notamment, à partir des coûts des investissements mis en service entre 2018 et 2020. Ces valeurs ainsi que les coefficients annuels cibles d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2022-2025 sont définis dans une annexe confidentielle à ce document.

<sup>24</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie N° 2018-071 du 22 mars 2018 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué d'EDF SEI dans le domaine de tension BT  $\leq 36$  kVA

Pour une année *N* donnée, le coût total modélisé des investissements est calculé à partir du volume d'investissements effectivement réalisés, et l'incitation annuelle correspond à 20 % de la différence entre le coût total effectif des ouvrages mis en service l'année *N* et le coût total modélisé de ces mêmes ouvrages. Elle est plafonnée à +/- 0,3 M€ par an.

L'incitation annuelle est, dans un premier temps, calculée sur la base de données provisoires, et l'année suivante sur la base de données mises à jour. Le montant de référence pris en compte au titre du calcul du revenu autorisé définitif pour l'année *N* est égal à la somme :

- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année *N-1*, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;
- de l'écart entre le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année *N-2*, calculée sur la base des données mises à jour et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

Compte tenu du mode de calcul de l'incitation sur les coûts unitaires des investissements dans les réseaux (basé sur les investissements des années *N-1* et *N-2*), le calcul de l'incitation sera réalisé pour la première fois en 2023 sur la base des données provisoire de 2022.

**f) 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 EDF SEI, d'actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché (décrit au § 2.5.4. de la présente délibération). Aucune action n'est intégrée dès la mise en place de ce mécanisme dans la présente délibération.

La CRE pourra introduire en cours de la période 2022-2025 de nouveaux projets prioritaires qui seront soumis à cette régulation incitative, comme présenté au paragraphe 2.5.4. 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, est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de ce cette régulation, au titre de l'année *N*.

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

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

<i>M€ courants</i>	2022	2023	2024	2025
Montant prévisionnel pour les dépenses de R&D soumises à la régulation incitative	5,2	5,2	5,2	5,2

Cette trajectoire de référence pourra éventuellement être révisée à mi-période.

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

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

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



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

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

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

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 EDF SEI qui est de 72 €/MWh ;
- $V_{réf.}$  est le volume de référence de pertes est établi à partir du taux historique (10,9 %) corrigé du facteur de réduction de pertes liées aux compteurs communicants :

$V_{réf.} = \text{Taux de pertes de référence historique} \times \text{énergie injectée pour l'année } N \times (1 - 0,10 \times \text{taux de compteurs évolués communicants au } 31/12/N-1 \times 1 / ((\text{Année initiale d'atteinte des gains}+3) - (\text{Année } N-1))) + \text{Nouvelles pertes techniques de ruptures}$

Avec :

- Taux de pertes de référence historique = 10,9 %
- Année initiale d'atteinte des gains PNT = 2025
- Nouvelles pertes techniques de rupture :

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

20 janvier 2022

**ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DES COÛTS UNITAIRES D'INVESTISSEMENTS  
D'EDF SEI (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

Cette annexe est confidentielle.

**ANNEXE 4 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE**

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

1. Indicateurs incités financièrement

**(a) Rendez-vous planifiés non respectés par EDF SEI**

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 : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l’opérateur sont indemnisés
Incitations	- Montant de pénalités identique à celui facturé par EDF SEI 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 EDF SEI / 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 EDF SEI
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> - 93 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2022 ; - 93 % du 1 <sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2023 ; - 94 % 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 : 1000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l’objectif de référence - Bonus : 1000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l’objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 320 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</u>
--------	---



	<i>est supérieur ou égal à 30 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par EDF SEI</i>
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 EDF SEI</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 envisagé :</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 envisagées :</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 : - 57 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	<i>(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre</i>
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 envisagés :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 95 % du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2024 ;</li> </ul>
Incitations	<p><u>Incitations envisagées :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : 5 500 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- Bonus : 5 500 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- Valeur plancher des incitations : ± 308 k€</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>

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

Calcul	<i>Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ou dans le délai demandé par le client durant le trimestre / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre</i>
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>Objectif envisagé de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 92 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 94 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 96 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97 %</li> </ul> <p><u>Objectif envisagé pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u></p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 90 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 90 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 90 %</li> <li>- du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 90 %</li> </ul>
Incidations	<p><u>Incidations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : (121 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordement envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année</li> <li>- Bonus : (121 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année</li> </ul> <p><u>Incidations envisagées pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : (726 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</li> <li>- Bonus : (726 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Valeur plancher des incitations : ± 203 k€</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>

**(f) Délai moyen 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 et en injection, pour lesquels la date de mise en exploitation est comprise dans le mois de calcul, des catégories suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>o les raccordements consommateurs BT ;</li> <li>o les raccordements des consommateurs HTA &amp; BT &gt; 36 kVA ;</li> <li>o les raccordements individuels et collectifs avec aménagement réseau.</li> </ul> </li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de publication : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<p><u>Objectif de référence pour les raccordements consommateurs BT en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 61 jours</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 60 jours</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 58 jours</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 56 jours</li> </ul> <p><u>Objectif de référence pour les raccordements des consommateurs BT &gt; 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau, en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 306 jours</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 275 jours</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 245 jours</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 214 jours</li> </ul> <p><u>Objectif de référence pour les raccordements des producteurs BT &gt; 36 kVA et HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 393 jours</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 354 jours</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 314 jours</li> <li>o du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 275 jours</li> </ul>
Incidations	<p><u>Incidations pour les raccordements consommateurs BT en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : (8,4 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année</li> <li>- Bonus : (4,2 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année</li> <li>- Valeur plancher des incitations : - 426 k€ pour les malus / + 213 k€ pour les bonus</li> </ul>



Incitations pour les raccordements des consommateurs BT > 36 kVA, HTA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau, en jours calendaires :

- Pénalités : (12,1 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements HTA et BT > 36 kVA ainsi que les raccordements individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année
- Bonus : (6,05 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements HTA et BT > 36 kVA ainsi que les raccordements individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année
- Valeur plancher des incitations : - 213 k€ pour les malus / + 106 k€ pour les bonus

Incitations pour les raccordements des producteurs BT > 36 kVA et HTA :

- Pénalités : (16,9 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements HTA et BT > 36 kVA ainsi que les raccordements individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année
- Bonus : (8,43 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements HTA et BT > 36 kVA ainsi que les raccordements individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année
- Valeur plancher des incitations : - 213 k€ pour les malus / + 106 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 EDF SEI / 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 BT ≤ 36 kVA	Délai moyen de réalisation d'un raccordement producteur BT ≤ 36 kVA entre la date d'accord du client sur le devis de raccordement et la date de mise en exploitation de l'ouvrage.	Mensuelle	2022

## ANNEXE 5 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ D’ALIMENTATION

Les dispositions de la présente annexe ne s’opposent pas à la transmission à la CRE par EDF SEI d’autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après. En outre, ces dispositions ne s’opposent pas à la transmission aux acteurs concernés et en particulier aux utilisateurs et aux autorités concédantes d’indicateurs relatifs à la qualité des réseaux publics de distribution d’électricité.

### 1. Evénements exceptionnels

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

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d’avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l’indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l’application des règles de sûreté mentionnées à l’article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d’électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d’ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l’inaction du gestionnaire de réseau public d’électricité ;
- les événements climatiques de type cyclonique, tempête tropicale, aléa climatique, etc. pourront être classés en incidents exceptionnels si les deux critères suivants sont simultanément vérifiés : alerte météo formalisée par la Préfecture (mise en alerte orange ou rouge) et plus de 25 % du nombre total de clients du département impactés.

### 2. Continuité d’alimentation

Cette partie de l’annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d’alimentation d’EDF SEI ainsi que les incitations financières correspondantes.

#### 2.1. Indicateurs de suivi de la continuité d’alimentation d’EDF SEI donnant lieu à incitation financière

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

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l’année N en BT (<math>DMC_N^{BT}</math>), 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> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{25} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d’installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l’année N}}$
Périmètre	- $DMC_N^{BT}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d’électricité.
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence ( $DMC_{Nref}^{BT}$ ) : du 1 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2025 : 220,2 minutes
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 87 k€/minute × ( $DMC_{Nref}^{BT} - DMC_N^{BT}$ ) - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2022

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

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

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (<math>DMC_N^{HTA}</math>), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{26} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- $DMC_N^{HTA}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	<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	- Objectif de référence ( $DMC_{Nref}^{HTA}$ ) : du 1 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2025 : 166 minutes
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = <math>111 \text{ k€}/\text{minute} \times (DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA})</math></li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2022

**2.1.3.Fréquence moyenne de coupure en BT (critère F-BT)**

Calcul	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (<math>FMC_N^{BT}</math>), également appelée critère F-BT, est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{27} \text{ et brèves}^{28} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- $FMC_N^{BT}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	<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	- Objectif de référence ( $FMC_{Nref}^{BT}$ ) : 1 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2025 : 3,79 coupures par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = <math>73 \text{ k€}/\text{coupure annuelle} \times (FMC_{Nref}^{BT} - FMC_N^{BT})</math></li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2022

<sup>26</sup> Ibid.

<sup>27</sup> Ibid.

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



## ANNEXE 6 – INDICATEURS DE QUALITE DE SERVICE RELATIFS A LA PERFORMANCE DU SYSTEME DE COMPTAGE EVOLUE D'EDF SEI

Pour les indicateurs correspondants à des taux, la CRE demande à EDF SEI de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

### Indicateurs incités financièrement

#### a. Taux de télé-relevés journaliers réussis

Calcul	Numérateur : nombre de télé-relevés des index réussis dans la journée le jour J Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants Hors jours de montée de version SI
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2018
Objectifs	Pour les années 2022 et 2023 : 94 % par an Pour les années 2024 et 2025 : 96 % par an
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les bonus sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les valeurs plancher des incitations sont de 450 k€/an - Le versement se fait au travers du CRCP

#### b. Taux de publication des index réels mensuels

Calcul	Numérateur : nombre de séries d'index réels (i.e. télé-relevé jusqu'à J-5.) publiées mensuellement Dénominateur : nombre de séries d'index réels à publier mensuellement Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2018
Objectifs	Pour les années 2022 et 2023 : 98 % par an Pour les années 2024 et 2025 : 98,5 % par an
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les bonus sont de $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les valeurs plancher des incitations sont de 450 k€/an - Le versement se fait au travers du CRCP

#### c. Taux de disponibilité du portail internet « clients »

Calcul	Numérateur : nombre d'heures de disponibilité du portail internet « clients » durant la semaine S Dénominateur : nombre d'heures d'ouverture du portail internet « clients » durant la semaine S Fréquence de calcul : hebdomadaire Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Hors indisponibilités programmées et événements exceptionnels

Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2019
Objectifs	Pour les années 2022 à 2025 : 99 % par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour le calcul des incitations, le taux moyen annuel est arrondi au dixième de point</li> <li>- Les pénalités sont de 23 000 € par année calendaire et par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- Les bonus sont de 23 000 € par année calendaire et par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- Les valeurs plancher des incitations sont de 350 k€/an</li> <li>- Le versement se fait au travers du CRCP</li> </ul>

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

Calcul	Numérateur : nombre de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2018
Objectifs	Pour les années 2022 à 2023 : 1,3 % par an Pour les années 2024 à 2025 : 1 % par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point</li> <li>- Les pénalités sont de <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Les bonus sont de <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Les valeurs plancher des incitations sont de 300 k€/an</li> <li>- Le versement se fait au travers du CRCP</li> </ul>

e. Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs

Calcul	Numérateur : nombre de prestations télé-opérables réalisées le jour J demandé par le fournisseur Dénominateur : nombre de prestations télé-opérables demandés par le fournisseur le jour J Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2018
Objectifs	Pour les années 2022 et 2023 : 90 % par an Pour les années 2024 et 2025 : 92 % par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point</li> <li>- Les pénalités sont de <math>(33 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Les bonus sont de <math>(33 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Les valeurs plancher des incitations sont de 3 M€/an</li> <li>- Le versement se fait au travers du CRCP</li> </ul>