



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

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2021-11 DU 14 OCTOBRE 2021 RELATIVE AUX NIVEAUX DE DOTATION D'EDF SEI AU TITRE DU FONDS DE PEREQUATION DE L'ELECTRICITE (FPE) POUR LES ANNEES 2022 A 2025, AINSI QU'AU CADRE DE REGULATION ASSOCIE**

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 6 HTA-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 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.

EDF SEI a formalisé, en transmettant à la CRE le 1<sup>er</sup> avril 2021 une demande exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2022-2025 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation, son souhait d'opter pour une péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes au titre de cette période.

La présente consultation publique présente les caractéristiques du cadre de régulation que la CRE envisage de retenir pour EDF SEI sur la période 2022-2025, ainsi que les orientations de la CRE concernant le niveau de dotations dont bénéficiera EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) sur cette même période.

A ce stade, la CRE envisage de prendre une délibération fin 2021 sur la dotation au titre du FPE pour EDF SEI sur la période 2022-2025.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document de consultation publique avant le 19 novembre 2021.

<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

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

### 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.

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 sera 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 ces activités (relève notamment) afin de permettre au plus vite la concrétisation des gains attendus du projet de déploiement des compteurs numériques, à l'échelle de l'activité d'EDF SEI.

Par ailleurs, EDF SEI devra également favoriser la bonne utilisation des compteurs numériques 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 devra accompagner 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 sera 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.

## **Niveau prévisionnel des dotations annuelles**

EDF SEI a formulé une demande d'évolution du niveau de ses dotations annuelles, exposant ses prévisions de coûts pour la période 2022-2025 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

### Charges à couvrir

EDF SEI demande des charges à hauteur de 635,8 M€ par an en moyenne sur la période 2022-2025, en hausse de 17 % 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 16% en moyenne, par rapport au niveau moyen réalisé de la période 2018-2020, portées notamment par la dynamique de raccordement et la demande de taux de rémunération d'EDF SEI ;
- les charges d'exploitation hors système électrique, en hausse de 15,9 % (écart entre la moyenne 2022-2025 et la moyenne du 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 (rachat des pertes), en hausse de 23,7 % (écart entre la moyenne 2022-2025 et la moyenne du réalisé 2018-2020), portées par une hausse constante du volume de pertes prévues par EDF SEI;

La CRE a procédé à une première analyse de la demande d'EDF SEI et s'est également appuyée sur 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.

A ce stade, la CRE envisage :

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

#### Quantités distribuées et nombre de consommateurs

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

Sur la période 2022-2025, EDF SEI prévoit une hausse des soutirages prévisionnels (+3,4 % entre 2022 et 2025) et des recettes tarifaires (+8,2 % sur la période), tirés par la hausse du nombre de raccordements et la croissance globale du parc. 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). La CRE considère à ce stade ces trajectoires comme cohérentes, mais poursuit ses travaux afin de valider la pertinence de les retenir.

#### Evolution du niveau prévisionnel des dotations annuelles

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

La prise en compte des éléments du dossier adressé à la CRE par EDF SEI conduirait la CRE à définir un niveau de dotation annuel moyen d'un montant de 196,8 M€, hors projet de comptage évolué, en hausse par rapport aux dotations versées lors de la période précédente (+8,4 % par rapport au réalisé moyen 2018-2020).

Les ajustements cumulés de l'auditeur et de la CRE pourraient mener à une évolution de la dotation moyenne sur la période s'établissant, en borne basse, à 164,3 M€ (-12,1 % par rapport au réalisé 2018-2020).

### **Cadre de régulation**

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

Le cadre de régulation envisagé à ce stade vise, d'une part, à continuer de limiter le risque financier 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 poursuivre le renforcement de la régulation incitative du GRD portant, notamment, sur la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux, et l'introduction d'une incitation sur les coûts unitaires de certains investissements « réseaux ».

Les enjeux spécifiques, notamment géologiques et climatiques, des territoires sur lesquels intervient EDF SEI seront pris en compte pour l'élaboration de ce cadre de régulation, ainsi que le bilan des événements exceptionnels récents. Cela se traduit notamment par une proposition d'ajustement du mécanisme de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles.

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

Paris, le 14 octobre 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 19 novembre 2021, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

**Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

**En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

## Table des matières

<b>1.</b>	<b>LISTE DES QUESTIONS .....</b>	<b>7</b>
<b>2.</b>	<b>CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>9</b>
2.1	PRESENTATION D'EDF SEI .....	9
2.2	OBJET DE LA CONSULTATION.....	9
2.3	ENJEUX POUR LA PERIODE 2022-2025.....	9
2.3.1	Principaux enjeux identifiés par EDF SEI.....	9
2.3.2	Principaux enjeux identifiés par la CRE.....	10
<b>3.</b>	<b>CADRE DE REGULATION.....</b>	<b>11</b>
3.1	GRANDS PRINCIPES D'ETABLISSEMENT DU NIVEAU DE DOTATIONS .....	11
3.1.1	Durée de la période de dotation .....	11
3.1.2	Détermination du niveau de dotation prévisionnel.....	11
3.1.3	Fonctionnement du CRCP et niveau de dotation définitif .....	14
3.2	REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS .....	14
3.2.1	Régulation incitative des charges d'exploitation .....	14
3.2.2	Régulation incitative des investissements .....	19
3.3	REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE ET DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION .....	20
3.3.1	Qualité de service .....	20
3.3.2	Continuité d'alimentation.....	24
3.4	REGULATION INCITATIVE DE L'INNOVATION .....	28
3.4.1	Régulation de la R&D .....	28
3.4.2	<b>Projets de réseaux électriques intelligents .....</b>	<b>29</b>
3.4.3	Qualité de la transmission des données .....	29
3.4.4	Favoriser l'innovation à l'externe .....	29
<b>4.</b>	<b>NIVEAUX DE DOTATION .....</b>	<b>31</b>
4.1	CHARGES D'EXPLOITATION .....	31
4.1.1	Bilan de la période 2018-2021 .....	31
4.1.2	Demande d'EDF SEI et analyses préliminaires de la CRE.....	32
4.1.2.1	Démarche retenue par la CRE .....	32
4.1.2.2	Charges liées au système électrique.....	32
4.1.2.2.1	Demande EDF SEI.....	32
4.1.2.2.2	Analyse et synthèse des ajustements envisagés par la CRE .....	32
4.1.2.3	Charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique.....	33
4.1.2.3.1	Demande d'EDF SEI.....	33
4.1.2.3.2	Synthèse des résultats de l'audit externe .....	33
4.1.2.3.3	Ajustements complémentaires envisagés par la CRE .....	34
4.1.2.3.4	Synthèse des ajustements envisagés et des charges d'exploitation .....	35
4.2	PARAMETRES DE REMUNERATION.....	36
4.2.1	Demande d'EDF SEI.....	36
4.2.2	Orientations envisagées par la CRE.....	36
4.3	INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL .....	37
4.3.1	Trajectoire des dépenses d'investissement.....	37
4.3.2	Analyse préliminaire de la CRE .....	39

4.3.3	Trajectoire des charges de capital.....	39
4.4	SYNTHESE DES CHARGES A COUVRIR SUR LA PERIODE FPE 2022-2025 .....	40
4.4.1	Demande d'EDF SEI.....	40
4.4.2	Analyse préliminaire de la CRE .....	40
4.5	HYPOTHESES DE RECETTES PREVISIONNELLES.....	41
4.5.1	Evolutions constatées sur la période 2018-2021.....	41
4.5.2	Evolutions prévues par EDF SEI sur la période FPE 2022-2025.....	41
4.5.3	Analyse préliminaire de la CRE .....	42
4.6	NIVEAU DE DOTATION PREVISIONNEL POUR LA PERIODE FPE 2022-2025.....	42

## 1. LISTE DES QUESTIONS

### Contexte et objectifs de la consultation publique

La partie 2 de la présente consultation publique (cf. p.7) présente les objectifs de la consultation publique, ainsi que les enjeux identifiés par EDF SEI et par la CRE pour la période de dotation FPE 2022-2025.

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

### Cadre de régulation

La partie 3 de la présente consultation publique (cf. p.11) présente le cadre de régulation actuellement en vigueur pour EDF SEI, ainsi que les évolutions envisagées par la CRE pour la période 2022-2025.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- Les grands principes d'établissement du niveau de dotation d'EDF SEI (cf. p.11) ;

Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes d'établissement de la dotation FPE d'EDF SEI envisagés par la CRE pour la période 2022-2025 ?

Question 3 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées concernant la rémunération au coût de la dette des immobilisations en cours d'EDF-SEI sur la période 2022-2025 ?

Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé des coûts échoués d'EDF SEI ?

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

Question 6 : Êtes-vous favorable au maintien du fonctionnement actuel du CRCP et de la détermination du niveau de dotation définitif d'EDF SEI ?

- La régulation incitative à la maîtrise des coûts, dont les charges d'exploitation hors-énergie, les pertes, les charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles et les dépenses d'investissement (cf. p.14) ;

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

Question 8 : Êtes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise du volume de pertes ?

Question 9 : Êtes-vous favorable à une harmonisation du niveau d'incitation à 20 %, conforme à celui retenu pour l'ensemble des autres opérateurs ?

Question 10 : Concernant l'atteinte des gains liés aux compteurs communicants, êtes-vous favorable à un décalage de 3 ans dans l'atteinte de la cible ? Si oui, quelle méthode vous semble la plus appropriée ?

Question 11 : Êtes-vous favorable à la conservation du fonctionnement actuel du dispositif de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles ?

Question 12 : Êtes-vous favorable aux seuils de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles envisagés par la CRE ?

Question 13 : Que pensez-vous de l'introduction d'une régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissements d'EDF SEI ?

Question 14 : Avez-vous une remarque sur le périmètre éventuel d'application d'un tel dispositif ?

Question 15 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées pour la régulation incitative des investissements d'EDF SEI ?

- La régulation incitative de la qualité de service et la continuité d'alimentation (cf. p.20) ;

Question 16 : Êtes-vous favorable à l'introduction de cet indicateur incité sur le délai moyen de réalisation des raccordements par EDF SEI ?

Question 17 : Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative de la qualité de la relève, et à la bascule vers un suivi sans incitation de l'indicateur concerné à partir de 2025 ?

Question 18 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période 2022-2025 ?

Question 19 : Partagez-vous les objectifs envisagés par la CRE pour les 3 indicateurs de qualité d'alimentation (critère B, critère M, et critère F-BT) ?

Question 20 : Êtes-vous favorable aux niveaux envisagés de couvertures du mécanisme des pénalités pour coupures longues, qui prennent en compte l'historique des charges effectivement encourues par EDF SEI, tout en maintenant un niveau équivalent d'incitation pour le distributeur ?

- La régulation incitative de l'innovation (cf. p.28).

Question 21 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées pour le dispositif de régulation incitative de la R&D et le dispositif *smart grids* ?

Question 22 : Dans le cadre du traitement prioritaire du sujet des données, êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires ? D'autres données devraient-elles figurer dans cette liste de données prioritaires pour lesquelles la CRE propose de suivre le délai de publication ?

Question 23 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous d'autres actions prioritaires que vous identifiez à ce stade ?

### Niveau de dotation

La partie 4 de la présente consultation publique (cf. p.32) présente les orientations de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir à EDF SEI pour la période 2022-2025.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- Les charges nettes d'exploitation pour la période 2022-2025 (cf. p.32) ;

Question 24 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation d'EDF SEI pour la période FPE 2022-2025 ?

- Les modalités de rémunération des investissements d'EDF SEI, et les charges de capital à couvrir sur la période 2022-2025 (cf. p.37) ;

Question 25 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période FPE 2022-2025 ?

Question 26 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges de capital à couvrir sur la période FPE 2022-2025 ?

- Les charges à couvrir, au global, sur la période 2022-2025, les prévisions de trajectoires de consommations, et le niveau de dotation au titre du FPE qui en résulte (cf. p.41).

Question 27 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période FPE 2022-2025 ?

Question 28 : Avez-vous des remarques relatives aux trajectoires de consommation et de recette tarifaires envisagées ?

Question 29 : Avez-vous des remarques relatives au niveau de dotation envisagé pour EDF SEI sur la période FPE 2022-2025 ?

## **2. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE**

### **2.1 Présentation d'EDF SEI**

EDF Systèmes Énergétiques 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.

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 Électrique Insulaire – EDF PEI, filiale à 100 % d'EDF SA – et Albioma, Volitalia, Akuo, TotalEnergies, Corsica Sole, Contour Global...) pour un total de près de 9000 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.

### **2.2 Objet de la consultation**

La présente consultation publique porte sur l'activité de gestionnaire de réseau d'électricité d'EDF SEI.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent à l'ensemble des utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 6 HTA-BT<sup>2</sup> est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2021, de façon synchronisée avec le TURPE 6 HTB<sup>3</sup> (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension), pour une durée d'environ 4 ans.

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

Dans la mesure où les coûts unitaires liés à la gestion de son réseau sont supérieurs aux coûts d'Enedis, EDF SEI peut bénéficier d'une dotation au titre du fonds de péréquation (FPE) s'appuyant sur l'analyse comptable de ses charges<sup>4</sup>, afin de couvrir la partie de ses charges non couvertes par les recettes perçues au titre du TURPE. Le cadre de régulation qui s'applique à EDF SEI ainsi que le niveau de dotation annuelle sont actuellement fixés pour la période 2018-2021. EDF SEI a transmis à la CRE son dossier de demande de dotation au titre du FPE le 1<sup>er</sup> avril 2021, selon le format attendu.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour la dotation FPE d'EDF SEI pour la période 2022-2025, qui découle du niveau de charges à couvrir, et sur le cadre de régulation qui s'appliquera à EDF SEI sur cette période. Cette consultation fait suite à une série de consultations menées depuis 2019 pour préparer la future génération tarifaire, et en particulier une consultation publiée le 14 février 2019 sur le cadre de régulation applicable à l'ensemble des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures<sup>5</sup>.

La présente consultation publique est la dernière avant la décision que la CRE envisage de prendre fin 2021. Elle présente :

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

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

#### **2.3.1 Principaux enjeux identifiés par EDF SEI**

La demande d'EDF SEI repose sur l'identification de deux principaux enjeux pour la prochaine période de dotation au titre du FPE.

#### Accompagner la transition énergétique sur des territoires diversifiés

EDF SEI souligne la grande diversité de situations rencontrées dans les zones non-interconnectées (ZNI). Les objectifs de leur programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) respective et les contextes énergétiques locaux

<sup>2</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)

<sup>3</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)

<sup>4</sup> Au titre de l'article L. 121-29 du code de l'énergie.

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

nécessitent des projets et des investissements diversifiés au service de la transition énergétique, comme le développement de micro-réseaux en Guyane, l'intégration croissante d'énergies renouvelables et la mise en œuvre de nouvelles solutions système pour soutenir de nouveaux usages (mobilité électrique, autoconsommation...). Ce contexte et ces objectifs s'inscrivent par ailleurs dans un environnement d'aléas climatiques et géologiques croissants dans les ZNI, qui appelle une surveillance accrue et un renforcement de la résilience du réseau dans les territoires.

#### Accroître la performance globale d'EDF SEI

Le contexte dans lequel opère EDF SEI suppose la mobilisation croissante de moyens à la fois financiers et humains au sein du GRD, pour maintenir un niveau de performance élevé. L'amélioration de la qualité de service, la transformation numérique du réseau, la valorisation des données des compteurs numériques au bénéfice des usagers et des collectivités, la transformation des SI industriels sont autant d'objectifs poursuivis par EDF SEI et nécessaires à la gestion efficace du réseau.

La mobilisation des ressources nécessaires à la réalisation de ces projets et la maîtrise des coûts afférents sont donc des enjeux centraux pour EDF SEI sur la période 2022-2025.

### **2.3.2 Principaux enjeux identifiés par la CRE**

La CRE considère que les travaux d'établissement de la dotation au titre du FPE d'EDF SEI pour la période 2022-2025 doivent tenir compte des enjeux prioritaires suivants :

#### Accompagner la transition énergétique

La période 2022-2025 s'inscrit dans un contexte d'accélération de la transition énergétique dans les ZNI, avec une augmentation de la production d'électricité renouvelable (EnR) et le développement 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. S'agissant de technologies pour la plupart déjà éprouvées, la CRE sera 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 numériques chez près de 50 % de ses clients (sur 1,2 million de points) et devrait achever un déploiement complet au 31 décembre 2024<sup>6</sup>. 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 de ce programme pour la période de dotation à venir. EDF SEI devra engager la transformation de certaines de ces activités (relève notamment) afin de permettre au plus vite la concrétisation des gains attendus des compteurs numériques, à l'échelle de l'activité d'EDF SEI.

Par ailleurs, EDF SEI devra également favoriser la bonne utilisation des compteurs numériques par les différents utilisateurs, notamment en accélérant la mise à disposition des données fines de consommation. Actuellement, les utilisateurs (résidentiels, professionnels et tiers) n'ont pas accès aux 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 devra accompagner 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, comme décrit plus haut, la hausse des aléas climatiques et géologiques appelle également le renforcement de la résilience des réseaux, afin de garantir le maintien d'un bon niveau de qualité d'alimentation. La CRE sera 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.

<sup>6</sup> Soit un taux de déploiement de compteurs posés proche de 90% à la fin du déploiement industriel.

### 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.

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

## **3. CADRE DE REGULATION**

### **3.1 Grands principes d'établissement du niveau de dotations**

#### **3.1.1 Durée de la période de dotation**

L'article R. 121-60 du code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseaux de distribution qui optent pour une péréquation à partir de l'analyse de leurs comptes présentent à la CRE une demande qui concerne « *la période allant jusqu'à la fin de l'application du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité en cours* ». Le TURPE 6 HTA-BT étant entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2021 pour une période d'environ 4 ans, la présente consultation publique 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. §3.1.3), la définition des montants définitifs de dotation au titre des années 2022, 2023, 2024 et 2025 nécessitera la prise en compte, en année N, du solde du CRCP de l'année N-1.

Par ailleurs, la CRE envisage de reconduire, comme c'était le cas sur la période de dotation 2018-2021, une clause de rendez-vous, activable par EDF SEI. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient donner lieu à un réexamen de la trajectoire de dotation pour les deux dernières années de la période de dotation (2024 et 2025) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration du niveau de dotation se trouve modifié d'au moins 1 %.

#### **3.1.2 Détermination du niveau de dotation prévisionnel**

La CRE envisage de conserver le mode de détermination actuellement en vigueur du niveau de dotation prévisionnel.

Ainsi, les niveaux de dotation, que la CRE définira dans sa délibération prévue pour fin 2021, seront 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 § 3.1.2.1 à 3.1.2.3) :

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

Un écart négatif détermine le niveau de dotation qui est dû 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.

### **3.1.2.1 Recettes d'acheminement**

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

### **3.1.2.2 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).

### **3.1.2.3 Charges de capital**

#### **3.1.2.3.1 Principes généraux**

Les charges de capital rémunèrent notamment le capital investi par le gestionnaire de réseaux, concessionnaire de l'activité de distribution publique d'électricité.

La CRE envisage à ce stade, pour déterminer le niveau des charges de capital supportées par EDF SEI pour les années 2022 à 2025, de se fonder sur la méthode de calcul des charges de capital prévue dans le TURPE 6 HTA-BT, définissant le niveau prévisionnel des charges de capital d'Enedis pour les années 2021 à 2024, à savoir :

- la couverture des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement ;
- l'application d'une marge sur actif à l'ensemble des actifs de la base d'actifs régulés (BAR), EDF SEI ayant la responsabilité d'exploiter ces actifs, même lorsqu'ils ont été remis par un concédant ;
- l'application d'une rémunération supplémentaire pour les capitaux propres régulés (CPR), qui constituent les capitaux réellement investis par EDF SEI.

**Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes d'établissement de la dotation FPE d'EDF SEI envisagés par la CRE pour la période 2022-2025 ?**

#### **3.1.2.3.2 Modalités de rémunération des IEC**

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 prévoit pas de rémunération des IEC dans le domaine de tension HTA-BT.

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

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

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

- pour les investissements du domaine de tension HTB : étant donné la faible proportion des investissements d'EDF SEI à cycle court, et dans un souci de permanence des méthodes, la CRE envisage de rémunérer l'ensemble des IEC relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB. Pour la période 2022-2025, la CRE envisage de maintenir la rémunération des IEC au coût de la dette, en cohérence avec la méthodologie utilisée dans la délibération TURPE 6 HTB<sup>7</sup>, ce qui constitue une incitation efficace à la mise en service rapide des projets d'investissements des opérateurs ;
- pour les investissements du domaine de tension HTA-BT : la CRE considère que, en cohérence avec le traitement appliqué à Enedis dans le TURPE 6 HTA-BT, les IEC de cycle long devraient également être rémunérés au coût de la dette. EDF SEI n'ayant pas inclus d'IEC HTA-BT dans sa demande prévisionnelle, la CRE ne juge pas nécessaire à ce stade d'introduire une telle rémunération pour la période 2022-2025 mais poursuit les échanges avec EDF SEI sur ce sujet.

**Question 3 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées concernant la rémunération au coût de la dette des immobilisations en cours d'EDF-SEI sur la période 2022-2025 ?**

### 3.1.2.3.3 Traitement des coûts échoués

Pour la période 2018-2021, la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations démolies était couverte à hauteur de 100% via le CRCP.

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

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

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE envisage, pour la dotation FPE 2022-2025 d'EDF SEI, de traiter les coûts échoués de la manière suivante :

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

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

**Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé des coûts échoués d'EDF SEI ?**

### 3.1.2.3.4 Traitement des actifs cédés

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

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

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE envisage, pour la dotation FPE 2022-2025 d'EDF-SEI, de faire bénéficier les consommateurs des gains tirés

<sup>7</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB.

de la revente de ces actifs, dans la mesure où ils en ont supporté les coûts (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération au CMPC des actifs de la BAR).

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

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

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

### 3.1.3 Fonctionnement du CRCP et niveau de dotation définitif

Le niveau de dotation au titre du FPE est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes 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 calculé au 1<sup>er</sup> janvier de l'année N+1, et est apuré dans le cadre de la dotation définitive au titre de l'année N+1. La CRE envisage de ne pas modifier le fonctionnement du CRCP.

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

**Question 6 :** Êtes-vous favorable au maintien du fonctionnement actuel du CRCP et de la détermination du niveau de dotation définitif d'EDF SEI ?

## 3.2 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

### 3.2.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

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

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

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

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

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

### 3.2.1.2 Couverture au CRCP de certains postes

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

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

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

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

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

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

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

- pour les postes de charges et assimilés :
  - les charges de capital supportées par 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. § 3.2.1.3) ;
  - 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>8</sup>, prises en compte à 100 % ;
  - les charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles, selon des modalités spécifiques (cf. § 3.2.1.4) ;
  - les charges d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques (cf. § 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 % ;
- les postes de recettes et assimilés :
  - les recettes issues de la perception du TURPE, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
  - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement, prises en compte à 100 % ;
  - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes, prises en compte à 100 % ;

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

- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains (cf. § 3.1.2.3.4), à hauteur de 80 %, c'est-à-dire qu'EDF SEI conserve une incitation sur ce poste à hauteur de 20 % ;

<sup>8</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 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 propose de modifier les modalités de couverture des postes suivants qui étaient pris en compte à 100% au CRCP sur la période 2018-2021 :

- les charges relatives aux redevances de concession : la CRE envisage que ces charges ne soient plus couvertes au CRCP (cf. § 4.1.2.3.2) ;
- les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies), en cohérence avec les modalités de couvertures tarifaires retenues dans le tarif TURPE 6 (cf. § 3.1.2.3.3).

Enfin, la CRE envisage de ne pas retenir certaines demandes formulées par EDF SEI relatives à l'intégration de postes « Impôts et taxes » ainsi que des dotations nettes aux avantages personnels dans le périmètre du CRCP. En effet, la CRE considère que ces postes restent globalement prévisibles.

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

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.

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

### 3.2.1.3 Régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes

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

Les pertes électriques représentent un enjeu financier important pour 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 numériques 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 numériques devait permettre de réduire de 20 % le niveau des pertes non techniques subies par EDF SEI.

#### 3.2.1.3.1 Rappel du dispositif de régulation en vigueur

La CRE a introduit lors de la dernière période de dotation 2018-2021, une incitation sur le coût des pertes plafonnée à 2 M€/an et ne prenant en compte que le volume de pertes selon les modalités suivantes :

- pour chaque année, le coût de l'énergie achetée par EDF SEI pour compenser ses pertes est entièrement couvert à travers le mécanisme de CRCP ;
- en complément, une incitation financière est calculée chaque année en se basant sur la différence entre un volume de référence et le volume de pertes constaté *ex post*, sur la base de la présente formule :

$$- 16 \% \times (V_{réel} - V_{réf.}) \times P_{hist.}$$

Où :

- $V_{réel}$  est le volume de perte annuel constaté *ex post* ;
- $V_{réf.}$  est le volume de référence de pertes est établi à partir du taux historique (10,9 %) corrigé du facteur de réduction de pertes liées aux compteurs communicants

$V_{réf.} = 10,9 \% \times \text{énergie injectée pour l'année } N \times (1 - 0,10 \times \text{taux de compteurs numériques posés au } 31/12/N-1)$

- $P_{hist.}$  est le coût unitaire passé moyen d'achat des pertes par EDF SEI.

### 3.2.1.3.2 Bilan du dispositif sur la période 2018-2020

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

	2018	2019
Vref (GWh)	1 056	1 069
Vréel (GWh)	1 006	1 165
Incitation (K€)	487	- 938

### 3.2.1.3.3 Evolutions envisagées pour la période 2022-2025

#### Fonctionnement du dispositif

Dans sa demande, EDF SEI considère qu'une incitation sur les taux de pertes constatés ne permet pas une régulation efficace, puisque reposant sur une donnée trop volatile pour capter les effets des actions d'EDF SEI. Ainsi, EDF SEI propose que la régulation incitative sur les taux de pertes soit remplacée par une incitation sur la réalisation d'actions concourant à la maîtrise des pertes pendant la période 2022-2025, période pendant laquelle SEI fiabilisera les méthodes d'estimation des pertes, permettant d'aboutir à des volatilités moins importantes.

La CRE considère que le dispositif actuel permet bien d'inciter EDF SEI à la maîtrise des volumes, et ce, même si ceux-ci peuvent être plus fluctuants d'une année à l'autre, que ceux d'Enedis par exemple. En effet, contrairement à Enedis, les volumes de pertes d'une année donnée ne sont pas corrigés *a posteriori* au fur et à mesure de l'avancement du processus de reconstitution des flux (les pertes non techniques correspondent aujourd'hui au terme de bouclage du système et portent ainsi les incertitudes du système électrique). Dans le cas d'EDF SEI, les différentes erreurs d'estimation sont majoritairement reportées d'une année sur l'autre. Néanmoins, la CRE considère qu'elles se compensent largement sur l'ensemble d'une période de dotation, que le maintien d'une incitation sur les volumes constatés reste donc pertinent. Par ailleurs, ce mécanisme sera d'autant plus efficace lorsque le déploiement des compteurs numériques sera finalisé car il permettra de limiter très fortement les incertitudes qui portent sur le volume des pertes.

Ainsi, la CRE propose de ne pas retenir la proposition d'EDF SEI, qui repose sur une incitation de moyens et non de résultat, mais 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. Cette évolution permettra d'aligner le niveau d'incitation d'EDF SEI sur l'ensemble des autres opérateurs incités sur leurs pertes.

#### Volume de référence des pertes

Dans la mise à jour de sa demande, EDF SEI a présenté une modification de son modèle d'estimation des pertes, que la CRE juge globalement cohérente. En particulier, EDF SEI a :

- d'une part, introduit un paramètre pour tenir compte du développement des EnR, qui peut nécessiter des extensions de réseaux conséquentes, et d'autres ruptures technologiques, tels que le stockage et le déploiement de nouveaux objets sur le réseau (compensateurs synchrones), qui vont induire une augmentation de ses pertes techniques sur les années à venir. La CRE avait procédé à une modification similaire dans le calcul du volume de référence de pertes d'Enedis au moment du TURPE 5 ;
- d'autre part, modifié le paramètre de prise en compte des gains associés au déploiement du comptage évolué en termes de pertes non techniques, pour tenir compte d'un décalage de 3 ans de la réalisation de ces gains par rapport au modèle d'affaires initial. Comme accordé à Enedis pour le TURPE 6, EDF SEI estime que la pleine réalisation des gains en termes de pertes non techniques nécessitera de développer des outils SI spécifiques qui induiront un retard dans l'atteinte complète des réductions de pertes non techniques.

La CRE considère que l'intégration de ces deux paramètres est justifiée et cohérente avec la modélisation des pertes de référence d'Enedis. Elle envisage donc de retenir :

- une adaptation des volumes de pertes de référence pour tenir compte de l'impact du développement des EnR, du stockage, et des nouveaux objets, en cohérence avec le développement réel de ces technologies sur les territoires d'EDF SEI ;
- un décalage de trois ans dans l'atteinte des réductions des pertes non techniques permises par le comptage évolué.

Néanmoins, certaines divergences techniques persistent avec EDF SEI dans le mode d'intégration de ces facteurs, et doivent faire l'objet d'échanges complémentaires. La formule du volume de référence des pertes envisagée par la CRE à ce stade est présentée en annexe 1.

- Question 8 : Êtes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise du volume de pertes ?  
 Question 9 : Êtes-vous favorable à une harmonisation du niveau d'incitation à 20 %, conforme à celui retenu pour l'ensemble des autres opérateurs ?  
 Question 10 : Concernant l'atteinte des gains liés aux compteurs communicants, êtes-vous favorable à un décalage de 3 ans dans l'atteinte de la cible ?

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

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

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

- d'une part, les charges d'exploitations récurrentes relatives aux catastrophes naturelles, hors événements d'ampleur exceptionnels ;
- 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 catastrophes naturelles 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. § 3.2.1.2). Ce plafond s'élève à 11,1 M€.

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

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 3.3.2.3 de la présente délibération.

Sur la période 2018-2020, EDF SEI a supporté en moyenne des charges de 4 M€/an liées aux catastrophes naturelles. Sur cette période le plafond fixé à 11,1M€ n'a jamais été atteint.

	2018	2019	2020	Total
Charges liées aux catastrophes naturelles	9,7 M€	2 M€	0,2 M€	11,9 M€
Coût (-)/gain (+) pour EDF SEI	- 2,3 M€	+ 5,4 M€	+ 7,2 M€	+ 10,3 M€

La moyenne des charges supportées par EDF SEI sur la période 2013-2020, hors ouragan IRMA en 2017, s'élève à 4,4 M€/an, et doit donc constituer la nouvelle référence de charges récurrentes à couvrir au titre des catastrophes naturelles.

Concernant le bandeau supplémentaire de charges à couvrir au titre de la remise en état du réseau à la suite du cyclone Irma, la CRE considère que le niveau fixé pour la période 2018-2021 doit être revu à la baisse pour tenir compte des remboursements d'assurances obtenus par EDF SEI au titre de cet événement. Le montant qui en résulte est de 1,4 M€/an.

Ainsi la CRE envisage, pour la période 2022-2025 de fixer le niveau de la couverture forfaitaire à 5,8 M€/an. Pour maintenir constant le niveau de risque supporté par EDF SEI, la CRE envisage d'abaisser le plafond au-delà duquel les montants sont couverts au CRCP à 9,5 M€.

- Question 11 : Êtes-vous favorable à la conservation du fonctionnement actuel du dispositif de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles ?

**Question 12 : Êtes-vous favorable aux seuils de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles envisagés par la CRE ?**

### 3.2.2 Régulation incitative des investissements

#### 3.2.2.1 Coûts unitaires des investissements 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 avait introduit, pour la période 2018-2021, le suivi des investissements dans les réseaux pour EDF SEI.

Les ouvrages de réseaux avaient été regroupés en catégories définissant différentes natures d'ouvrages, afin de disposer de catégorie d'ouvrages ayant un coût unitaire relativement homogène et stable. Le mécanisme prévoit le suivi des coûts et des caractéristiques techniques de chaque investissement relevant de l'une des natures d'ouvrages suivantes :

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

Pour les années 2018 à 2020, EDF SEI a transmis pour chaque catégorie d'ouvrage les données définitives :

- de la valeur totale des ouvrages mis en service (en euros) ;
- du nombre total de chantiers réalisés correspondant à ces mises en service ;
- de la longueur totale des canalisations concernées ou du nombre total d'unités pour ces mises en service.

Sur la période 2018-2020, EDF SEI a réalisé en moyenne 8 100 branchements de consommateurs  $\leq 36$  kVA par an. Cette catégorie est celle présentant le plus gros volume d'affaires et représente un volume financier de 13,8 M€/an en moyenne. Aux cours des travaux et échanges préliminaires à la consultation publique, EDF SEI et la CRE ont conclu à l'opportunité d'inciter cette catégorie pour la période 2022-2025.

EDF SEI n'est en revanche pas favorable à l'incitation des ouvrages de réseau en raison d'une trop faible volumétrie annuelle et d'une trop forte variabilité des coûts. L'analyse des données historiques communiquées par EDF SEI a pourtant permis à la CRE d'identifier deux catégories d'ouvrages (ouvrages de réseau BT souterrain et HTA souterrain) dont les volumes d'affaires sont suffisants (respectivement 10,6 M€/an et 15,3 M€/an en moyenne) et représentant un volume financier suffisamment important (respectivement 800 et 250 affaires par an en moyenne) pour permettre de fixer un objectif de référence stable. La CRE poursuit donc ses travaux pour étudier la faisabilité d'une incitation sur ces catégories.

**Question 13 : Que pensez-vous de l'introduction d'une régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissements d'EDF SEI ?**

**Question 14 : Avez-vous une remarque sur le périmètre éventuel d'application d'un tel dispositif ?**

#### 3.2.2.2 Régulation incitative des investissements « hors-réseaux »

Lors de la consultation publique du 30 novembre 2017 relative aux niveaux de dotation au titre du FPE pour EDF SEI sur la période 2018-2021, la CRE avait proposé l'introduction d'un mécanisme de régulation incitative sur les investissements « hors-réseaux », comprenant notamment les actifs immobiliers, de véhicules ou de SI. Ce mécanisme avait pour objectif d'inciter EDF SEI à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation, dès la période FPE 2018-2021, sur le modèle du mécanisme mis en place pour Enedis.

Au regard des contraintes identifiées par EDF SEI sur la mise en place de ce mécanisme, la CRE n'avait pas mis en place ce dispositif pour la période 2018-2021. La CRE avait néanmoins demandé à EDF SEI de réaliser un suivi précis des investissements « hors-réseaux ».

Sur la période 2018-2020, les investissements « hors-réseaux » d'EDF SEI s'élèvent à 3,1 M€/an en moyenne sur les véhicules, à 0,8 M€/an sur l'immobilier, et à 4,0 M€ sur les SI.

A ce stade, 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. 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.

**Question 15 :** Êtes-vous favorable aux orientations envisagées pour la régulation incitative des investissements d'EDF SEI ?

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

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

La CRE a mis en place, dans sa délibération du 22 mars 2018<sup>9</sup>, un suivi d'indicateurs relatifs à la qualité de service et à la qualité d'alimentation sur les domaines clés de l'activité d'EDF SEI. Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants, ont été soumis à une incitation financière à partir de 2018.

Dans la délibération de mise à jour annuelle de la dotation FPE d'EDF SEI<sup>10</sup> du 24 juillet 2019, la CRE a fait le bilan des résultats de la régulation incitative de la qualité de service d'EDF SEI pour l'année 2018. Au regard des résultats d'EDF SEI, la CRE envisageait de modifier certains objectifs de qualité de service à compter de l'année 2020.

A la suite de la consultation publique du 17 octobre 2019<sup>11</sup> et afin de tenir compte des performances réalisées par EDF SEI sur ses indicateurs de qualité de service et de continuité d'alimentation, la CRE a, dans la délibération du 19 décembre 2019 susmentionnée, modifié certains indicateurs et objectifs associés à ce mécanisme pour une application sur les années 2020 et 2021.

#### **3.3.1 Qualité de service**

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

Pour la période FPE 2018-2021, la qualité de service d'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.

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.

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

Les 5 indicateurs incités financièrement (hors régulation spécifique au projet de comptage évolué) sont les suivants :

- le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires ;
- le nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires ;
- le taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA ;
- le taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé ;
- le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements.

S'agissant des indicateurs relatifs au taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires ainsi qu'au respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements, l'amplitude des écarts observés entre les objectifs fixés par la CRE et les résultats d'EDF SEI en 2018 a conduit la CRE, dans la délibération du 19 décembre susmentionnée à rehausser les niveaux des objectifs de ces deux indicateurs.

Par ailleurs, les 6 indicateurs incités spécifiques au projet de comptage évolué portent sur les thèmes suivants :

<sup>9</sup> Délibération de la CRE n° 2018-070 du 22 mars 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

<sup>10</sup> Délibération de la CRE n° 2019-191 du 24 juillet 2019 portant décision sur l'évolution de la dotation 2019 pour EDF SEI au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE)

<sup>11</sup> Consultation publique n° 2019-018 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation pour le secteur de l'électricité

- la qualité de la pose (1 indicateur) ;
- la performance du système de comptage (5 indicateurs).

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

Les résultats des indicateurs incités financièrement sont publiés dans les délibérations fixant annuellement la dotation définitive pour EDF SEI. Par ailleurs, EDF SEI élabore et publie sur son site internet un rapport annuel d'analyse qualitative de sa performance.

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

Sur la période 2018-2021, le niveau de performance d'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 (figure 1) ;
- 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 (figure 2).

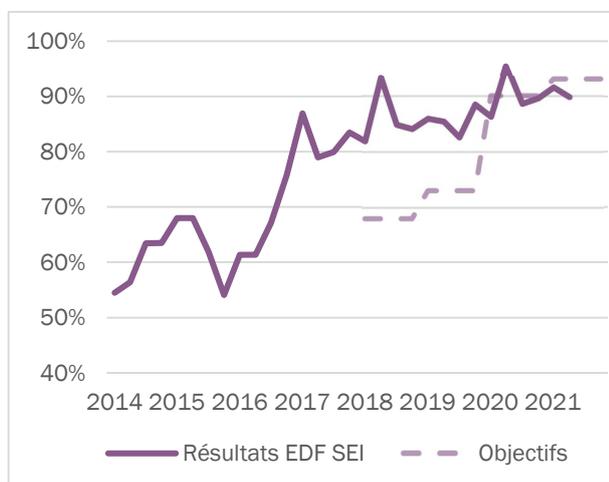


Figure 1. Résultats de l'indicateur « taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires »

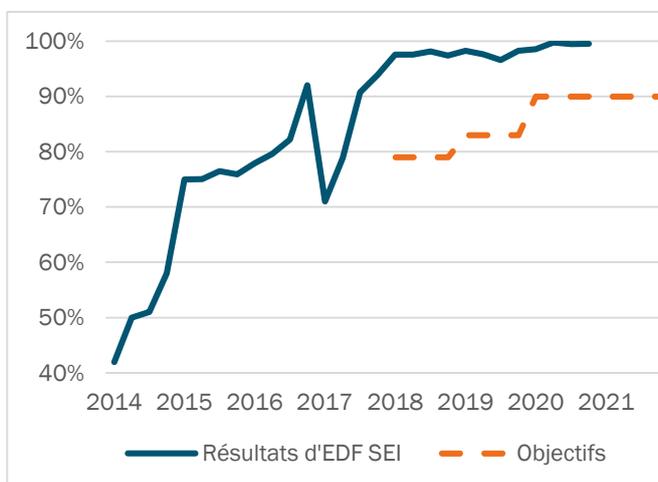


Figure 2. Résultats de l'indicateur « taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements » sur le segment BT ≤ 36 kVA

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 des objectifs. Ainsi, en 2020, EDF SEI a perçu un bonus de 194 k€ contre 738 k€ en 2018 (cf. Tableau 1).

Tableau 1. Bilan des incitations financières associées à la régulation incitative de la qualité de service d'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

Total des incitations financières	738	346	194
-----------------------------------	-----	-----	-----

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

Sur la période 2018-2021, la CRE note en particulier :

- 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 (figure 3 ci-dessous) ;
- 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 ≤ 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>12</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 (figure 4 ci-dessous).

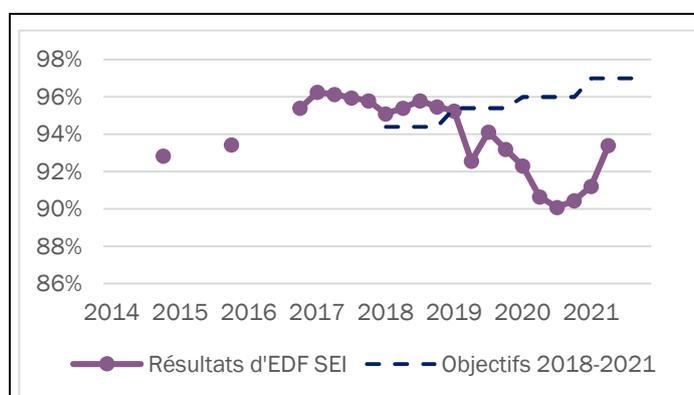


Figure 3. Résultats de l'indicateur « taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA »

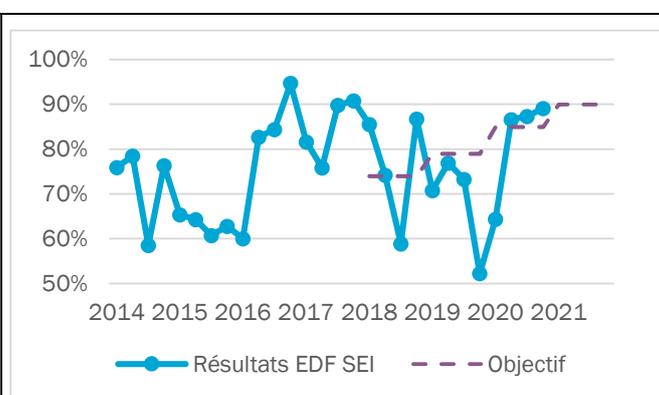


Figure 4. Résultats de l'indicateur « taux de respect de l'envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé »

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

Globalement, sur la période 2018-2021, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service ont permis d'améliorer 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.

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

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

- **s'agissant de la qualité du relevé** : d'adapter au contexte de déploiement des compteurs numériques la trajectoire d'objectifs de l'indicateur relatif au relevé annuel sur index réel des consommateurs BT ≤ 36 kVA jusqu'à une atteinte significative du taux de déploiement des compteurs numériques sur le territoire d'EDF SEI ;
- **s'agissant du raccordement** :
  - de substituer, en cohérence avec le cadre fixé pour Enedis, l'indicateur actuellement incité relatif au respect de la date convenue de la mise à disposition du raccordement, par une incitation basée sur le délai moyen de réalisation des raccordements. Cette orientation préliminaire est détaillée dans le paragraphe ci-dessous.

<sup>12</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

- 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 ≤ 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 15 jours calendaires, en cohérence avec les objectifs fixés pour Enedis.

Les objectifs et modalités précises d'incitation envisagés par la CRE sont présentés en annexe 2. Par ailleurs, les évolutions relatives à la mise en place d'un indicateur basé sur le délai moyen de réalisation d'un raccordement ainsi que l'évolution de l'indicateur relatif à la qualité de la relève sont détaillées ci-après.

### Délai moyen de réalisation des raccordements

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

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

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

EDF SEI a communiqué ces données relatives au délai de réalisation de raccordement par affaire entre 2018 et 2020 et selon plusieurs jalons. La bonne complétude de ces jalons permet de déterminer, pour l'ensemble des segments, un délai entre la date d'accord de la proposition de raccordement par le client et la date de réalisation des travaux.

S'agissant des branchements en soutirage BT ≤ 36 kVA (environ 8500 affaires par an), EDF SEI présente un délai moyen de réalisation des raccordements inférieur à celui d'Enedis (61 jours contre 80 jours en 2019 sur le territoire d'Enedis). EDF SEI ne dispose pas d'un historique permettant de déterminer si la performance s'améliore ou se dégrade.

**Tableau 2 : Volume et délai moyen de réalisation des branchements en soutirage BT ≤ 36 kVA d'EDF SEI sur la période 2018-2020**

Nombre d'affaires	Délai moyen (j)
<b>26 575</b>	<b>61</b>

S'agissant des affaires BT > 36 kVA, HTA et collectif, EDF SEI présente des délais significativement supérieurs aux délais mesurés sur le territoire d'Enedis pour l'ensemble des segments.

Segment	Nombre affaires	Délai moyen (j)
Soutirage	702	208
Production	470	357
Secteur d'Aménagement Individuel et collectif	1949	342
<b>Global</b>	<b>3121</b>	<b>314</b>

Par conséquent, compte tenu des éléments présentés *supra*, la CRE envisage, à ce stade, d'inciter EDF SEI sur le délai moyen de réalisation :

- des branchements soutirage BT ≤ 36 kVA : étant donné la performance d'EDF SEI sur ce segment, la CRE envisage de fixer une trajectoire d'objectif correspondant 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.

Concernant le niveau des incitations associées à ces indicateurs, en cohérence avec le cadre appliqué à Enedis et compte tenu des enjeux associés au raccordement sur le territoire d'EDF SEI, la CRE envisage d'introduire une incitation asymétrique, dont les modalités sont précisées en annexe 1.

Par ailleurs, la CRE estime que l'incitation des raccordements des producteurs BT ≤ 36 kVA (représentant environ 200 affaires par an) n'est pas pertinente dans la mesure où la plupart de ces opérations concerneront des opérations d'autoconsommation dont la mise en service deviendra télé-opérable avec les compteurs numériques. Toutefois, la CRE envisage de suivre, sans incitation financière, le délai moyen de réalisation de ces opérations afin de contrôler sa bonne mise en œuvre durant la période FPE 2022-2025.

**Question 16 : Êtes-vous favorable à l'introduction de cet indicateur incité sur le délai moyen de réalisation des raccordements par EDF SEI ?**

### Qualité de la relève

La performance d'EDF SEI s'agissant de l'indicateur relatif à la qualité de la relève des compteurs BT ≤ 36 kVA, même en dehors de l'effet lié à la crise sanitaire, est globalement en dessous des objectifs fixés par la CRE sur la période 2018-2021 (taux de 94,6 % entre 2018 et 2019 et 93,3 % entre 2018 et 2020). EDF SEI a indiqué rencontrer des difficultés à atteindre les objectifs fixés par la CRE (objectif fixé à 97 % en 2021) dans un contexte de déploiement des compteurs numériques sur son territoire. A l'été 2021, EDF SEI a équipé près de la moitié de son territoire de desserte en compteurs numériques sur son territoire de desserte sur les 11,2 millions de compteurs qui composent son parc<sup>13</sup>.

La CRE considère que le déploiement des compteurs numériques peut induire une désoptimisation des tournées de relève pour les utilisateurs encore non équipés d'un compteur communicant. Toutefois, étant donné l'état d'avancement du projet (50 % du parc), la CRE estime qu'EDF SEI doit améliorer sa performance à la relève et en particulier pour les compteurs ne pouvant être télé-relevés. Ainsi, afin d'inciter EDF SEI à restaurer sa qualité de relève, la CRE envisage d'adapter la trajectoire d'objectifs à un niveau ambitieux (compte tenu notamment du déploiement des compteurs numériques), mais atteignable. Ainsi, la CRE envisage de fixer un unique objectif de 95 % sur la période 2022-2024.

Par ailleurs, la CRE estime qu'à partir d'un certain seuil de déploiement, il est plus pertinent d'inciter l'opérateur à mobiliser ses ressources pour mener à bien la fin du déploiement, plutôt qu'à déployer des ressources supplémentaires pour pallier la désoptimisation de la relève physique. Ainsi, en cohérence avec le cadre appliqué à Enedis et GRDF, la CRE envisage de basculer cet indicateur vers un suivi sans incitation à partir de 2025 (correspondant à l'atteinte d'un taux de déploiement prévu de plus de 80 %).

**Question 17 : Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative de la qualité de la relève, et à la bascule vers un suivi sans incitation de l'indicateur concerné à partir de 2025 ?**

**Question 18 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période 2022-2025 ?**

### **3.3.2 Continuité d'alimentation**

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

##### Dispositif en vigueur

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

- mécanisme de coupures longues ;

<sup>13</sup> Dont 34 % étaient communicants à la fin de l'année 2020.

- 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>14</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 (également appelé le critère BHIX) et en HTA (également appelé le critère MHIX) ainsi que sur la fréquence moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en BT (également appelé le critère F-BT HIX). La CRE précisait alors que lorsqu'EDF SEI disposera d'un historique fiable sur la performance en termes de fréquence moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en HTA (également appelé le critère F-HTA HIX), la possibilité d'introduction d'incitation financière sur ce critère serait envisagée.

Pour la période 2018-2021, la CRE avait initialement fixé des valeurs de référence en fonction de la moyenne de la performance d'EDF SEI sur la période précédente puis a revu ces objectifs en cours de période pour le critère BHIX via la délibération n° 2019-301 du 19 décembre 2019. A l'occasion de cette même délibération, la CRE a modifié la définition des événements exceptionnels, qui impacte le calcul des critères B, M et F-BT, dans la mesure où ces derniers sont calculés « hors événements exceptionnels ».

	Critère BHIX	Critère F-BT HIX	Critère MHIX
Valeur de référence sur la période 2018-2019	<b>329 minutes/an</b>	<b>5,59 coupures/an</b>	<b>166 minutes/an</b>
Valeur de référence sur la période 2020-2021	<b>220,2 minutes/an</b>	<b>5,59 coupures/an</b>	<b>166 minutes/an</b>

Pour la période 2018-2021, la CRE avait initialement fixé les forces d'incitations en cohérence avec le mécanisme retenu pour Enedis dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT puis a revu la force de l'incitation du critère BHIX en cours de période :

	Critère BHIX	Critère F-BT HIX	Critère MHIX
Force de l'incitation sur la période 2018-2019	<b>173 k€/min</b>	<b>73 k€/coupure par an</b>	<b>111 k€/min</b>
Force de l'incitation sur la période 2020-2021	<b>87 k€/min</b>	<b>73 k€/coupure par an</b>	<b>111 k€/min</b>

Afin de limiter le risque financier pour EDF SEI lié à la mise en place des trois incitations susmentionnées, le plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur a été fixé à  $\pm 3,5$  M€ par an, soit environ 0,6 % du revenu autorisé moyen d'EDF SEI sur la période 2018-2020.

### Mécanisme pour coupures longues

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

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

<sup>14</sup> Etude externe sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

En cohérence avec cette incitation, une trajectoire prévisionnelle de charges a été déterminée par la CRE et intégrée dans les charges nettes d'exploitation d'EDF SEI. Pour la période 2018-2021, cette trajectoire est de 2,7 M€ par an. De plus, un plafond au-delà duquel les sommes versées par EDF SEI sont compensées via le CRCP est mis en place. Ce plafond a été fixé à 5,4 M€ pour la même période.

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

Les résultats sont supérieurs aux objectifs pour la qualité d'alimentation mais inférieurs aux objectifs pour les coupures longues. Au total, EDF SEI a perçu un bonus de 4,2 M€ sur la période 2018-2020.

#### Indicateurs incités de qualité d'alimentation

On observe une tendance à l'amélioration de la performance pendant la période. Au total, EDF SEI a bénéficié, sur l'ensemble de la période 2018-2020, d'un bonus cumulé de 9,2 M€.

Les résultats d'EDF SEI, notamment sur le critère BHIX, associés à la force des incitations initialement fixée, ont conduit EDF SEI à atteindre le plafond d'incitation de  $\pm 3,5$  M€ en 2018 et 2019.

Indicateur		2018	2019	2020	Moyenne 2018 - 2020	Cumulé 2018-2020
Durée moyenne annuelle de coupure en BT (critère BHIX)	Objectif (minutes)	329	329	220,2		
	Résultats (minutes)	237,1*	258,9*	213,1	236,4	
Durée moyenne annuelle de coupure en HTA (critère MHIX)	Objectif (minutes)	166	166	166		
	Résultats (minutes)	172*	182*	154	169	
Fréquence moyenne annuelle de coupure en BT (critère F-BT HIX)	Objectif (nb/an)	5,59	5,59	5,59		
	Résultats (nb/an)	4,3*	4,25*	2,81	3,8	
Total qualité d'alimentation	<b>Montant total d'incitations versé (k€)</b>	<b>3 500</b>	<b>3 500</b>	<b>2 192</b>	<b>3 064</b>	<b>9 192</b>

\* afin de faciliter la comparaison avec l'année 2020, l'ensemble des résultats des indicateurs en 2018 et 2019 sont calculés ici avec la définition des événements exceptionnels en vigueur depuis 2020.

#### Mécanisme de pénalités pour coupures longues

On observe une tendance à la dégradation de la performance sur la période. Sur l'ensemble de la période 2018-2020, EDF SEI a versé aux consommateurs un total de 13,1 M€ à travers le mécanisme de pénalité pour coupures longues.

	2018	2019	2020	Moyenne 2018 - 2020
Pénalités pour coupures longues versées par EDF SEI (en k€)	3 128	4 545	5 406	4 360
dont montants couverts par la dotation FPE (en k€)	2 700	2 700	2 706	2 702
dont montants supportés par EDF SEI (en k€)	428	1 845	2 700	1 658

Les pénalités versées par EDF SEI ont été supérieures à la trajectoire fixée. Ce poste étant couvert chaque année à hauteur de 2,7 M€/an, puis pour les montants au-dessus de 5,4 M€/an, EDF SEI a supporté des pénalités de 5 M€ sur la période 2018-2020.

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

La CRE envisage pour la période à venir, de reconduire le mécanisme actuel de régulation incitative de la continuité d'alimentation, en adaptant le niveau des objectifs, pour tenir compte des performances passées et dans un souci d'amélioration constante de la performance d'EDF SEI. Les adaptations que la CRE envisage à ce stade sont présentées ci-après pour chacun des indicateurs.

Concernant la durée moyenne de coupure en BT (critère B) et en HTA (critère M), hors événements exceptionnels, la CRE note que les objectifs n'ont en moyenne pas été atteints sur la période 2018-2020. Ils ont en revanche été dépassés sur la seule année 2020. Cette année ayant été une année particulière au regard de la situation sanitaire, la CRE estime que ces résultats ont besoin d'être confirmés. Pour les critères BHIX et MHIX, la CRE envisage ainsi de stabiliser les objectifs aux niveaux fixés pour la dernière année de la période en cours, soit respectivement 220,2 minutes et 166 minutes, mais de conserver la possibilité de modifier ces objectifs après la première année de la période, à savoir 2022.

Au vu des récents changements de définition relatifs à la continuité d'alimentation, la CRE envisage dans le même temps le lancement d'un audit sur la qualité d'alimentation, dont les résultats pourraient servir dans le cadre de l'accompagnement du déploiement des compteurs évolués sur le territoire d'EDF SEI.

Concernant le critère F-BT, les objectifs fixés en 2017 ont été dépassés par les résultats d'EDF SEI sur toutes les années de la période (cf. § 3.3.2.1). Si ces résultats apparaissent satisfaisants, la CRE s'interroge sur l'exhaustivité de la collecte des coupures et envisage ainsi d'inclure dans l'audit sur la continuité d'alimentation mentionné ci-dessus l'étude de cet indicateur,

Dans l'attente des résultats de cet audit, la CRE envisage de fixer le niveau d'incitation du critère F-BT HIX uniquement sur l'année 2022. En fonction des résultats de l'audit, la CRE fixera les cibles pour les années suivantes tout en se réservant la possibilité de corriger les montants d'incitations financières précédemment versés à EDF SEI au titre du critère F-BT HIX si des erreurs significatives étaient détectées.

La CRE envisage pour le critère F-BT HIX de fixer un objectif de référence pour l'année 2022, qui serait égal à la moyenne des résultats 2018-2020, soit 3,79 coupures/an.

Concernant le critère F-HTA, la CRE note qu'EDF SEI doit encore mettre en place des actions afin de garantir l'exhaustivité de la collecte des coupures brèves, ainsi la CRE n'envisage pas à ce stade d'introduire d'incitation financière sur ce critère.

	Critère BHIX	Critère F-BT HIX	Critère MHIX
Valeur de référence envisagée pour 2022	<b>220,2 minutes/an</b>	<b>3,79 coupures/an</b>	<b>166 minutes/an</b>

La CRE envisage de conserver les montants d'incitations financières fixés dans la délibération n° 2019-301 du 19 décembre 2019, indiqués ci-dessous.

	Critère BHIX	Critère F-BT HIX	Critère MHIX
Force de l'incitation envisagée 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 à la mise en place des trois incitations susmentionnées, la CRE envisage de maintenir le plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur à  $\pm 3,5$  M€ par an.

**Question 19 : Partagez-vous les modalités envisagées par la CRE pour les 3 indicateurs de qualité d'alimentation (critère B, critère M, et critère F-BT) ?**

### Mécanisme de pénalités pour coupures longues

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

Pour la période 2022-2025, la CRE envisage de fixer la trajectoire des pénalités pour coupures longues versées directement par EDF SEI aux utilisateurs au niveau minimum constaté sur la période 2018-2020, soit 3,1 M€ (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 serait quant à lui fixé à 5,8 M€.

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€.

Question 20 : Êtes-vous favorable aux niveaux envisagés de couvertures du mécanisme des pénalités pour coupures longues, qui prennent en compte l'historique des charges effectivement encourues par EDF SEI, tout en maintenant un niveau équivalent d'incitation pour le distributeur ?

## 3.4 Régulation incitative de l'innovation

### 3.4.1 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 mise à jour annuelle 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 de demain 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, pour l'ensemble des 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.

EDF SEI avait déclaré à la CRE que les dépenses supportées sur la période 2018-2021 au titre de la R&D relevaient exclusivement des charges d'exploitation, dans la mesure où les investissements relevant de R&D sont supportés directement par EDF R&D. Le bilan de la régulation incitative de la R&D est le suivant :

Montants des charges d'exploitations de R&D soumis à la régulation incitative (M€ courants)	2018	2019	2020
Délibéré retraité de l'inflation	3,4	3,5	3,4
Réalisé	3,4	3,7	3,7

EDF SEI a légèrement dépassé le budget alloué à la R&D fixé par la CRE lors des années 2019 et 2020.

La CRE propose de prolonger le mécanisme de régulation incitative de la R&D actuel pour EDF SEI. Les montants proposés par l'auditeur sont présentés au paragraphe 4.1.2.3.2. De plus, afin d'homogénéiser le cadre mis en place pour les opérateurs de réseaux, EDF SEI devra dorénavant publier un rapport public bisannuel faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D.

### 3.4.2 Projets de réseaux électriques intelligents

La délibération de la dotation FPE d'EDF SEI du 23 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 liées à un futur projet, ou un ensemble de futurs projets, relevant des réseaux électriques intelligents. Cette intégration était possible pour un ensemble de projets impliquant au total des charges d'exploitation annuelles supérieures à 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 propose donc de prolonger ce mécanisme pour la période 2022-2024 avec les mêmes modalités d'application.

**Question 21 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées pour le dispositif de régulation incitative de la R&D et le dispositif *smart grids* ?**

### 3.4.3 Qualité de la transmission des 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 numériques 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.

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.

Ainsi, pour la période 2022-2025, la CRE envisage pour l'ensemble des utilisateurs (marché de masse et d'affaires) :

- d'introduire dès 2022 le suivi d'un indicateur relatif à la mise à disposition par EDF SEI des courbes de charge issues des compteurs numériques sur le portail web client dédié ;
- d'inciter financièrement cet indicateur à partir de 2024.

**Question 22 : Dans le cadre du traitement prioritaire du sujet des données, êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires ? D'autres données devraient-elles figurer dans cette liste de données prioritaires pour lesquelles la CRE propose de suivre le délai de publication ?**

### 3.4.4 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 de ses rapports thématiques, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux opérateurs quant à la mise en place d'évolutions pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux. Or, les délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certaines des nouvelles actions requises par les textes ou demandées par la CRE ne sont pas toujours

satisfaisants et parfois incompatibles avec le rythme de progression des innovations. La CRE considère que la mise en œuvre de ces actions dans les délais impartis est essentielle, dans un contexte marqué par des transformations rapides du système électrique et de ses usages.

Dans ses consultations publiques d'octobre 2019<sup>15</sup> et d'octobre 2020<sup>16</sup>, la CRE a interrogé les acteurs sur la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative sur le respect des délais d'exécution par les opérateurs de réseaux de certaines actions jugées prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché.

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

La CRE envisage de mettre en place ce même 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 serait pas figée en début de période et pourra être alimentée pendant toute la période du TURPE 6 HTA-BT en cohérence avec des évolutions législatives et réglementaires, les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs ;
- un délai d'exécution associé à chacune des actions, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes, ou établi en concertation avec EDF SEI et les acteurs lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- le versement de pénalités en cas de non-respect des délais d'exécution : la CRE envisage une pénalité calculée de manière mensuelle, dont le montant serait progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants envisagés à ce stade sont les suivants :
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 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 serait plafonné à 300 k€ par an.

A ce stade, la CRE n'a identifié qu'une action prioritaire qui pourrait être susceptible d'être intégrée au mécanisme dès le début de la période 2022-2025 : 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.

**Question 23 :** Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous d'autres actions prioritaires que vous identifiez à ce stade ?

<sup>15</sup> Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-aux-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite>)

<sup>16</sup> Consultation publique n° 2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

## 4. NIVEAUX DE DOTATION

### 4.1 Charges d'exploitation

Les paragraphes suivants présentent :

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

#### 4.1.1 Bilan de la période 2018-2021

##### Charges du système électrique

Les charges du système électrique réalisées sur les années 2018 à 2020, s'élevant en moyenne à 69,6 M€/an, se sont révélées inférieures de - 1,6 M€/an en moyenne (- 2 %) par rapport aux charges prévisionnelles. Pour EDF SEI, il s'agit exclusivement des charges liées aux pertes.

M€courants	2018	2019	2020	Moyenne
Trajectoire charges prévisionnelles	69,5	71,3	72,8	71,2
Charges réalisées	65,7	71,7	71,6	69,6
Ecart (réalisé - prévisionnel)	-3,9	0,4	-1,2	-1,6
Ecart (%)	-6%	1%	-2%	-2%

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

Sur la période précédente, les charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique (CNE) et hors charges liées au commissionnement supportées par EDF SEI ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par la dotation pour la période 2018-2020. L'écart cumulé sur les années 2018-2020 entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle est de - 53,6 M€ (soit - 7,3 %). Sur le périmètre des charges incitées (i.e. n'étant pas incluses au périmètre du CRCP), EDF SEI a battu la trajectoire à hauteur d'environ 18,8 M€ sur la période 2018-2020, soit 2,4 %.

M€courants	2018	2019	2020	Moyenne
Trajectoire TURPE5 prévisionnelle retraitée de l'inflation réalisée	247,9	252,1	253,0	<b>251,0</b>
CNE réalisées	236,5	245,2	217,2	<b>233,0</b>
Ecart (réalisé - prévisionnel)	-11,3	-6,9	-35,7	<b>-18,0</b>
Ecart (%)	-4,6%	-2,7%	-14,1%	<b>-7,2%</b>

##### Synthèse

Les écarts entre la trajectoire prévue et les dépenses effectivement réalisées restent dans l'ensemble mesurés, à l'exception de l'année 2020 pour laquelle EDF SEI a largement battu sa trajectoire prévisionnelle, notamment du fait de recettes exceptionnelles liées à la perception d'indemnités d'assurances à la suite du cyclone Irma (à hauteur de 22 M€).

La performance d'EDF SEI sur les autres années reflète d'une part les écarts inévitables entre prévision et réalisation sur une période pluriannuelle, et d'autre part les efforts de gestion d'EDF SEI sur les postes soumis à incitation.

Les trajectoires réalisées pendant la période 2018-2020 sont les références principales utilisées par la CRE pour fixer les trajectoires de la prochaine période de dotation. De ce fait, les gains de productivité réalisés par EDF SEI pendant cette période bénéficieront aux utilisateurs des réseaux pendant les périodes suivantes.

## 4.1.2 Demande d'EDF SEI et analyses préliminaires de la CRE

### 4.1.2.1 Démarche retenue par la CRE

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

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation d'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.

### 4.1.2.2 Charges liées au système électrique

#### 4.1.2.2.1 Demande 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 initiale de 76,4 M€/an en moyenne, qu'il a révisée en juin 2021 à 86,2 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	82,8	84,3	87,5	90,1
<i>Evolution</i>		+ 15,7 %	+ 1,8 %	+ 3,8 %	+ 3,0 %

La demande d'EDF SEI mise à jour conduirait à une hausse des charges liées au système électrique en 2022 de + 11,1 M€, soit + 15,57 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 2,9 % 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	1161,0	1130,0	1136,0	1162,0	1179,0
Prix pertes en M€	71,7	82,8	84,3	87,5	90,1
Coût unitaire en €/MWh	62	73	74	75	76

#### 4.1.2.2.2 Analyse et synthèse des ajustements envisagés par la CRE

S'agissant des charges liées au système électrique, elles se décomposent uniquement pour EDF SEI des charges liées aux pertes, poste présent au CRCP. Comme indiqué au paragraphe 3.2.1.3, 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 à ce stade la trajectoire de pertes prévisionnelle d'EDF SEI mais poursuit ses analyses concernant le volume de référence à retenir pour la période 2022-2025. La trajectoire d'achats de pertes sera ajustée dans la délibération finale, en cohérence avec le volume de référence fixé *in fine*.

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

##### 4.1.2.3.1 Demande d'EDF SEI

EDF SEI a présenté une demande initiale de 259,6 M€/an en moyenne, qu'il a révisée en juin 2021 à 270,2 M€/an en moyenne. La révision demandée par SEI porte notamment sur la prise en compte des montants de ses projets de transformation SI et la révision de ses coûts de R&D.

Les CNE hors charges liées au système électrique augmenteraient en 2022 de + 3,6 M€, soit + 1,5 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges augmenteraient ensuite sur la période FPE 2022-2025 de 4 % 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 :

M€Courants	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025
CNE hors charges liées au système électrique – demande initiale		245,9	264,6	266,8	261,1
CNE hors charges liées au système électrique – demande révisée		248,8	275,5	279,6	276,7
<i>Evolution</i>		+1,2%	+4,1%	+4,8%	+6,0%

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 10 % soit +12,7 M€ due principalement à la hausse des charges de pension (+40,6%, soit +7,8 M€) et des rémunérations (+5,6%, soit +4,4 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 projets de transformation SI, en hausse de + 7 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 60% soit + 2,2 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 121 % soit + 30,1 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 d'exploitation, en baisse de 85 % soit -25,3 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 extraterritoriaux, en baisse de 76 %, soit -6,9 M€ :
  - la baisse des recettes pour prestations et travaux (-40%, soit -3,6 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 (+81 %, soit +2,8 M€).

##### 4.1.2.3.2 Synthèse des résultats de l'audit externe

L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier initial transmis par EDF SEI le 1<sup>er</sup> avril 2021. A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les CNE d'EDF SEI sur la période FPE 2022-2025 :

M€Courants	2022	2023	2024	2025
Ajustements préconisés par l'auditeur (par rapport au dossier initial d'EDF SEI)	-18,6	-24,0	-23,8	-23,1

Les ajustements recommandés par l'auditeur portent principalement sur :

Protocoles (prestations intragroupe) (-6,3 M€/ an en moyenne) :

Sur ce poste, EDF-SEI demande une hausse de près de 10% par rapport au réalisé 2018-2020. Cette hausse est notamment portée par une hausse de la R&D et par le projet de transformation du SI HANAIS, évoqués précédemment.

Le consultant considère que les hausses ne sont pas toujours justifiées et a proposé des ajustements en se basant sur le dernier réalisé inflaté ou en proposant une trajectoire intermédiaire.

L'auditeur a en particulier proposé une correction importante des budgets de R&D. Sur ce poste, la CRE mènera également sa propre analyse détaillée pour s'assurer de la correcte prise en compte de la croissance des enjeux de recherche sur les territoires insulaires, dans le contexte de transition énergétique et de développement des nouveaux usages.

Production immobilisée (-7,5 M€/an en moyenne) :

EDF-SEI demande une hausse de 12,7 % sur la période FPE 2022-2025 par rapport au réalisé 2018-2020. L'auditeur considère que la demande d'EDF SEI comporte une erreur de calcul de la trajectoire production stockée immobilisée du poste « protocoles », qu'il propose de corriger. Plus généralement, sur ce poste, l'auditeur reconstruit les trajectoires sur la base des taux historiques d'immobilisation.

Produits extratarifaires (-3,1 M€/an en moyenne) :

Dans sa demande de dotation, EDF-SEI fonde sa trajectoire sur l'hypothèse d'une baisse importante des produits extratarifaires, entraînant mécaniquement une hausse des charges à couvrir, sans que cette baisse soit correctement justifiée. La trajectoire de l'auditeur a été reconstruite en repartant du réalisé.

Charges de personnel (-4,8 M€/an en moyenne) :

S'agissant des charges de personnel, EDF SEI a intégré à sa demande une légère hausse des ETP, 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.

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 envisage de retenir la trajectoire d'effectifs d'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.

Par ailleurs, l'essentiel des ajustements réalisés par l'auditeur sur les charges de personnel a porté sur les hypothèses de l'opérateur, notamment de SNB/GVT pour le calcul des rémunérations principales, et de taux CNIEG pour le calcul des charges de pensions.

#### 4.1.2.3.3 Ajustements complémentaires envisagés par la CRE

Achats externes :

La CRE a procédé à l'analyse de la mise à jour de la demande de dotation, transmise par EDF SEI le 15 juin 2021 dans laquelle EDF SEI demande une augmentation de la couverture des coûts associés aux achats externes.

La CRE considère à ce stade qu'EDF SEI n'a pas suffisamment justifié une partie de cette augmentation et propose d'ajuster la demande d'EDF SEI de -1,2 M€/an.

Projet SI :

Dans la mise à jour du 15 juin 2021 EDF SEI a fait une demande de couverture supplémentaire en lien avec les projets de transformation SI d'Enedis. En effet, le SI d'EDF SEI est largement adossé au SI d'Enedis, les projets de transformation initiés par Enedis vont donc impacter les coûts SI pour EDF SEI. La mise à jour de la demande d'EDF SEI fait apparaître une hausse de 15,3 M€/an en moyenne par rapport à la demande initiale, cette hausse impactant plusieurs postes de la matrice.

Lors des échanges entre EDF SEI et la CRE, EDF SEI n'a pas fourni d'éléments permettant d'objectiver de manière satisfaisante la hausse de CNE demandée au titre du projet de transformation SI d'Enedis. La CRE propose à ce stade d'aligner la hausse des coûts d'EDF SEI à celle octroyée à Enedis dans la délibération TURPE 6 pour les

mêmes projets de transformation. Cette méthode entraînerait un ajustement moyen de -4,9 M€/an par rapport à la demande du 15 juin 2021 d'EDF SEI.

Services systèmes :

Dans sa demande initiale EDF SEI a estimé le montant des charges liées aux services système à 8,3 M€/an en moyenne. Au cours de l'audit, l'auditeur a pris en compte la correction proposée par EDF SEI, cette correction a conduit l'auditeur à ajuster la trajectoire de +1 M€/an en moyenne.

Dans la mise à jour du 15 juin 2021 de son dossier, EDF SEI a intégré la correction de calcul et ainsi demandé une trajectoire pour les charges liées aux services système de 9,3 M€/an.

La CRE propose de retenir le niveau de 9,3 M€/an en moyenne pour les charges liées aux services système. Pour éviter un double compte de la correction de l'erreur de calcul dans la demande initiale d'EDF SEI, la CRE propose donc un ajustement de - 1 M€/an visant à compenser l'ajustement proposé par l'auditeur.

Aléas climatiques :

La délibération du 22 mars 2018 a mis en place un mécanisme de couverture des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles (voir paragraphe 3.2.1.4). 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.

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. L'ajustement proposé par la CRE est donc de - 1,6 M€/an par rapport à la demande d'EDF SEI.

Mécanisme d'indemnités pour coupures longues :

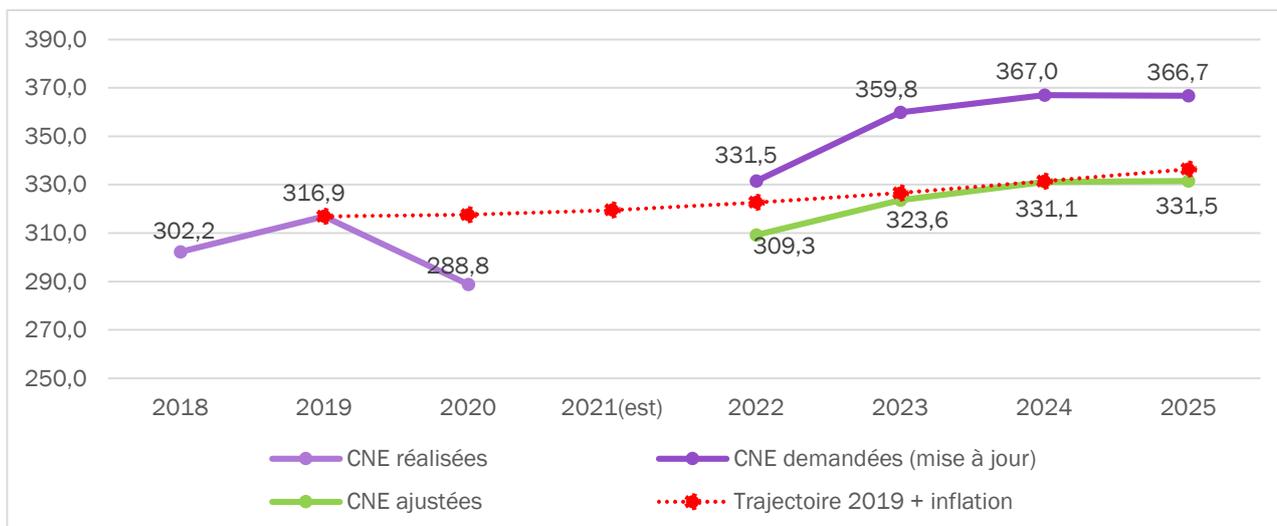
La délibération du 22 mars 2018 a mis en place un mécanisme d'indemnisation des clients en cas de coupures de plus de 5h. Au cours des échanges entre la CRE et EDF SEI, EDF SEI a demandé de porter le montant de la couverture forfaitaire à 4,4 M€/an contre 2,7 M€/an pour la période 2018-2020.

La prise en compte du montant des indemnités pour coupures longues effectivement versées par EDF SEI sur la période 2018-2020, conduit la CRE à proposer de retenir le niveau de couverture forfaitaire de 3,1 M€/an. L'ajustement proposé par la CRE est donc de - 1,3 M€/an par rapport à la demande d'EDF SEI.

**4.1.2.3.4 Synthèse des ajustements envisagés et des charges d'exploitation**

Dans le tableau suivant, la CRE présente les ajustements envisagés sur les charges d'exploitation d'EDF SEI pour la période FPE 2022-2025.

Au global, ces analyses amènent à proposer pour la borne basse de la consultation publique un volume d'ajustement de -32,4 M€/an en moyenne dont - 22,4 M€/an proposés par le consultant et - 10 M€/an proposés par les services.



Question 24 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation d'EDF SEI pour la période FPE 2022-2025 ?

## 4.2 Paramètres de rémunération

### 4.2.1 Demande d'EDF SEI

La demande d'EDF SEI a été établie sur la base de :

- une marge sur actif de 2,5% (nominal, avant impôts) stable par rapport au taux actuel et égale au taux retenu par Enedis pour la période TURPE 6 ;
- un taux de rémunération additionnel des capitaux propres régulés de 4,3% (nominal, avant impôts) en augmentation par rapport à celui du taux actuel (3,9%), portant ainsi la rémunération totale des capitaux propres régulés (taux des capitaux propres régulés + marge sur actif) à 6,8% contre 6,4% actuellement et 4,8 % pour Enedis pour la période TURPE 6. Ce taux inclut notamment l'ajout d'une prime des risques géographique et sociaux (+200 pbs) spécifique aux territoires d'EDF SEI ;
- un taux de rémunération additionnel des emprunts financiers de 1,7% (nominal, avant impôts) en baisse par rapport à celui du taux actuel (3,0%) portant ainsi la rémunération totale des emprunts financiers (taux emprunts financiers + marge sur actif) à 4,2% contre 5,5% actuellement ;
- un taux de rémunération additionnel des immobilisations en cours relatives à l'activité dans le domaine de la tension HTB (IEC HTB) de 2,4% en baisse par rapport à celui du taux actuel (3,7%);
- un taux de rémunération total des actifs relatifs au déploiement des compteurs numériques de 7,8% stable vis-à-vis de la précédente période.

### 4.2.2 Orientations envisagées par la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation de la dotation EDF SEI, la CRE a réexaminé les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul des taux de rémunération d'EDF SEI.

La CRE n'envisage pas de retenir, pour la période FPE 2022-2025, la demande de capitaux propres régulés d'EDF SEI (4,3 %, nominal avant impôts). EDF SEI appuie sa demande sur l'ajout d'une prime des risques géographique et sociaux (+200 pbs) spécifique à ses territoires que la CRE n'envisage pas de retenir. Les services estiment que le cadre réglementaire applicable à EDF SEI, prend déjà en compte les risques spécifiques rencontrés en ZNI dont notamment les aléas climatiques et risques géographiques.

Plus globalement, la CRE envisage de retenir, pour fixer le niveau de rémunération des différents actifs d'EDF SEI (hors compteurs numériques), les mêmes paramètres que ceux retenus pour Enedis pour la période TURPE 6 (ou pour RTE s'agissant des IEC), sauf pour le taux d'impôts sur les sociétés avant de prendre en compte les dernières décisions relatives à la fiscalité (projet de loi de finances 2019 notamment) :

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

S'agissant de la rémunération des actifs relatifs aux compteurs numériques, la CRE n'envisage pas de retenir la demande d'EDF SEI. Conformément à la délibération CRE n° 2018-071 du 22 mars 2018, le taux est notamment

fondé sur un taux d'endettement financier normatif de 60 % et sur les niveaux des paramètres financiers et des paramètres relatifs à la fiscalité, ce dernier s'élevant, avec la mise à jour des paramètres, à 6,49%.

Ainsi, l'estimation à ce stade des niveaux des taux de rémunération intervenant dans le calcul des charges de capital d'EDF SEI pour la période FPE 2022-2025 est la suivante :

Taux de rémunération	2022-2025
Marge sur actif	2,50%
Taux de rémunération des capitaux propres régulés	2,3%
Taux de rémunération des emprunts financiers	1,70%
Taux de rémunération des IEC du domaine HTB	2,40%
Taux de rémunération des actifs comptage <sup>17</sup>	6,49%

Question 25 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période FPE 2022-2025 ?

### 4.3 Investissements et charges de capital

#### 4.3.1 Trajectoire des dépenses d'investissement

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 numériques, 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 numériques sont estimées à 32 M€ par an sur la période FPE 2022-2025 contre 31 M€ par an au cours de la période 2018-2021 ;
- une accélération des dépenses d'investissement, hors projet de compteurs numériques, avec des dépenses moyennes annuelles de 207 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient en moyenne (en réalisé) de 167 M€ par an (soit + 23 %) 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 239 M€ par an, alors qu'elles étaient en moyenne de 200 M€ par an au cours de la période précédente (soit - 20 %). EDF SEI prévoit les dépenses d'investissement suivantes au cours de la prochaine période :

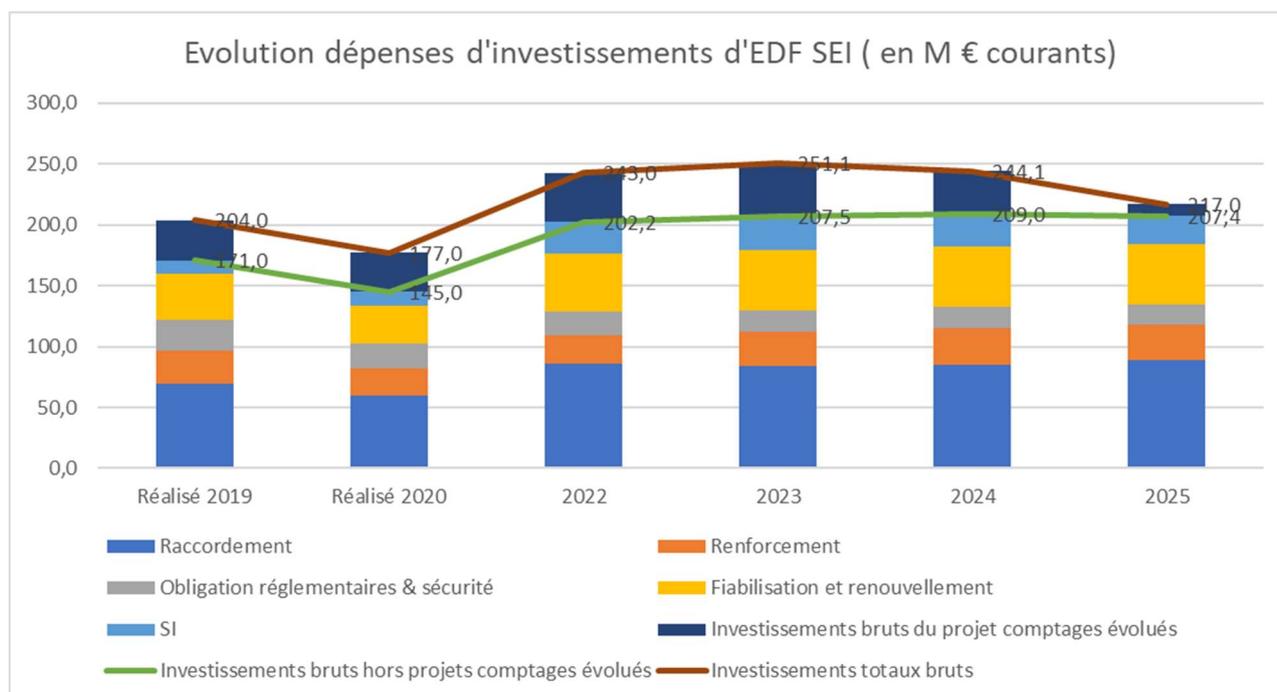
Tableau 3 Trajectoires de dépenses d'investissements d'EDF SEI sur la période FPE 2022-2025

CAPEX Réseaux, SI & PCN	Réalisé 2018 -2020 M€ / an	Réalisé 2019 M€/an	Demande moyenne 22 - 25 en M€/an	Evolution 2019 - 2022	TCAM 2022 - 2025
Raccordement	66,7	69,0	86,1	25%	1%
Renforcement	28,0	28,0	27,8	-1%	8%
Obligations réglementaires & sécurité	22,3	25,0	17,6	-30%	-5%
Autres	36,0	38,0	49,1	29%	1%
SI	15,0	11,0	26,0	137%	-3%

<sup>17</sup> Y compris prime de régulation incitative de 200bps.

<b>Total investissements hors compteurs numériques</b>	<b>168,0</b>	<b>171,0</b>	<b>206,5</b>	<b>21%</b>	<b>1%</b>
Compteurs numériques	31,0	33,0	32,3	-2%	-38%
<b>Investissements totaux bruts</b>	<b>199,0</b>	<b>204,0</b>	<b>238,8</b>	<b>20%</b>	<b>-4%</b>

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



S'agissant des dépenses d'investissement hors compteurs numériques, 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 (114 M€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 95 M€/an sur la période précédente, soit + 8 %) : cette hausse est liée principalement aux objectifs de la PPE en termes d'insertion des EnR sur les territoires. En ce sens, les demandes de raccordement d'installations de production EnR sont en augmentation sur l'ensemble des centres régionaux d'EDF SEI.
- 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 (24 M€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 15 M€/an sur la période précédente, soit + 77 %) : 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 (49 M€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 36 M€/an sur la période précédente, soit + 36 %) : cette hausse est liée principalement à l'intégration des fonctions réseau des compteurs numériques 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 suite à 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.

#### 4.3.2 Analyse préliminaire de la CRE

Les dépenses d'investissements d'EDF SEI se divisent en deux catégories, les dépenses d'investissements dans les réseaux et les dépenses dites « hors réseaux ».

EDF SEI prévoit une hausse sur la période FPE 2022-2025 de ses dépenses d'investissements dans les réseaux, hors compteurs numériques (207 M€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 168 M€/an sur la période précédente, soit + 23 %).

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'ajustement sur la trajectoire proposée par EDF SEI pour les dépenses d'investissements dans les réseaux. Elle considère que les hausses prévues par EDF SEI sont cohérentes avec le rôle qu'EDF SEI doit jouer dans l'accompagnement de la transition énergétique dans les zones insulaires. Si ces hausses ne se réalisent pas, les utilisateurs des réseaux bénéficieront des économies correspondantes puisque les charges de capital « réseaux » sont couvertes à 100 % au CRCP.

Dans sa précédente délibération portant sur la période 2018-2021, la CRE a souhaité inciter EDF SEI à maîtriser ses charges de capital sur les investissements dits « hors réseaux » comprenant notamment des actifs comme l'immobilier et les véhicules. En moyenne, pour EDF SEI, les dépenses relatives à l'immobilier s'élèvent à 17 M€ / an et les dépenses relatives aux véhicules légers s'élèvent en moyenne à 7,9 M€. Les dépenses dites « hors réseaux » font l'objet d'une analyse spécifique dans la présente consultation au chapitre « 3.2 Régulation incitative ».

EDF SEI prévoit une hausse sur la période FPE 2022-2025 de ses dépenses d'investissement dans le projet de compteurs numériques (32 M€/an en moyenne sur la période FPE 2022-2025 contre 31 M€/an en moyenne sur la période précédente). Cela correspond aux objectifs de déploiement des compteurs numériques dans les zones insulaires.

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

#### 4.3.3 Trajectoire des 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).

Les capitaux propres régulés se construisent par la différence entre, d'une part, la BAR, et d'autre part, les passifs de concession, les subventions d'investissement et les emprunts financiers.

Les niveaux prévisionnels de la BAR, de la BAR relative au projet de comptage, des capitaux propres régulés (CPR), des emprunts financiers et des immobilisations en cours (IEC) du domaine HTB pris en compte dans le calcul des charges de capital d'EDF SEI pour les années 2022-2025 seraient les suivantes :

Au 01/01/N (M€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne
BAR (hors comptage évolué)	2 615,2	2 689,2	2 767,9	2 849,4	2 730,4
BAR comptage	111,0	138,4	167,5	186,2	150,8
CPR	922,2	982,0	1 046,1	1 112,7	1 015,8
Emprunts financiers (hors comptage évolué)	243,2	250,1	257,4	265,0	253,9
IEC du domaine HTB	27,2	27,4	28,2	27,1	27,5

Ces trajectoires associées aux paramètres de rémunération demandés par EDF SEI aboutissent à la demande suivante d'EDF-SEI en matière de charges de capital :

#### Trajectoire de BAR et CCN d'EDF SEI sur la période FPE 2022-2025

En M€	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022 - 2025
-------	--------------	------	------	------	------	---------------------

Demande de CCN d'EDF SEI hors compteurs numériques (taux CPR 4,3%)	240	259	265	271	276	268
Demande de CCN d'EDF SEI compteurs numériques inclus	242	267	276	284	290	279

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

Charges de capital (en M€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne
Rémunérations <sup>18</sup>	90,7	94,1	97,7	101,3	96,0
Dotations <sup>19</sup>	148,7	150,8	151,9	151,6	150,8
IEC <sup>20</sup>	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
<b>Charges de capital prévisionnelles (hors comptage évolué)</b>	<b>240,1</b>	<b>245,6</b>	<b>250,3</b>	<b>253,6</b>	<b>247,4</b>
Rémunération des actifs comptage	7,2	9,0	10,9	12,1	9,8
<b>Charges de capital prévisionnelles totales</b>	<b>247,3</b>	<b>254,6</b>	<b>261,1</b>	<b>265,7</b>	<b>257,2</b>

Question 26 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges de capital à couvrir sur la période FPE 2022-2025 ?

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

##### 4.4.1 Demande d'EDF SEI

Le tableau ci-dessous récapitule la demande d'EDF SEI au périmètre des CNE totales et des CCN prévisionnelles :

Charges à couvrir sur la période	2022	2023	2024	2025	Moyenne
CNE (hors charges liées au système électrique)	248,7	275,5	279,5	276,6	270,1
CNE (charges liées au système électrique)	82,8	84,3	87,5	90,1	86,2
CCN prévisionnelles totales	267,3	276,0	284,3	290,4	279,5
<b>Total</b>	<b>598,8</b>	<b>635,8</b>	<b>651,3</b>	<b>657,1</b>	<b>635,8</b>

##### 4.4.2 Analyse préliminaire de la CRE

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

<sup>18</sup> Soit la somme de l'application de la marge sur actif, de la rémunération des capitaux propres régulés, et des emprunts financiers.

<sup>19</sup> Dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement.

<sup>20</sup> Rémunération des immobilisations en cours.

- pour les CNE, la borne basse désigne les charges prévisionnelles comprenant les ajustements résultants de l'audit du consultant externe associés aux ajustements envisagés par la CRE, et la borne haute désigne la demande d'EDF SEI ;
- pour les CCN, la CRE retient pour la borne haute comme la borne basse la trajectoire issue des investissements prévisionnels d'EDF SEI auxquels elle applique les paramètres de rémunération envisagés au paragraphe 4.2.2.

Charges à couvrir sur la période (M€/an en moyenne)	Borne basse (tous ajustements retenus)	Borne haute (demande de CNE d'EDF SEI et calcul CRE des CCN)
CNE (hors charges liées au système électrique)	237,7	270,2
CNE (charges liées au système électrique)	86,2	
CCN prévisionnelles totales	257,2	
<b>Total</b>	<b>581,1</b>	<b>613,6</b>

Question 27 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période FPE 2022-2025 ?

#### 4.5 Hypothèses de recettes prévisionnelles

##### 4.5.1 Evolutions constatées sur la période 2018-2021

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	368,1	379,4	392,6	406,9
Recettes perçues	360,0	377,6	387,5	401,6

\*montant estimé

##### 4.5.2 Evolutions prévues par EDF SEI sur la période FPE 2022-2025

Pour estimer les soutirages sur la période FPE 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 à son portefeuille 2019 et aux prévisions de consommation pour estimer le niveau des recettes sur la période FPE 2022-2025, EDF SEI estime que les recettes prévisionnelles seront en moyenne de 417 M€/an sur la période FPE 2022-2025 :

	2022	2023	2024	2025
Recettes prévisionnelles (M€)	401,2	409,0	422,2	434,7

#### 4.5.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE retient à ce stade la trajectoire prévisionnelle d'EDF SEI mais poursuit ses analyses s'agissant de l'évolution des consommations sur la période FPE 2022-2025 afin de confirmer cette première orientation pour la délibération à venir.

Question 28 : Avez-vous des remarques relatives aux trajectoires de consommation et de recettes envisagées ?

#### 4.6 Niveau de dotation prévisionnel pour la période FPE 2022-2025

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

En M€ courants	2022	2023	2024	2025
Chiffre d'affaires TURPE (A)	401,2	409,0	422,2	434,7
<b>Demande formulée par EDF SEI sur les CNE, et charges de capital calculées par la CRE, « Fourchette haute »</b>				
Charges de capital (B)	247,3	254,6	261,1	265,7
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDF SEI (C)	331,9	359,8	367,1	366,8
<b>Niveau de dotation prévisionnel (D) = (B) + (C) - (A)</b>	<b>178,0</b>	<b>205,4</b>	<b>206,0</b>	<b>197,8</b>
<b>Ensemble des ajustements proposés par l'auditeur et par la CRE, « Fourchette basse »</b>				
Charges de capital (B)	247,3	254,6	261,1	265,7
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDF SEI (C)	309,25	323,59	331,09	331,54
<b>Niveau de dotation prévisionnel (D) = (B) + (C) - (A)</b>	<b>155,4</b>	<b>169,2</b>	<b>170,0</b>	<b>162,5</b>

Question 29 : Avez-vous des remarques relatives au niveau de dotation envisagé pour EDF SEI sur la période FPE 2022-2025 ?

## Annexe 1 - Formule de calcul du volume de référence des pertes d'EDF SEI

A ce stade, la formule envisagée par la CRE en application des évolutions décrites au paragraphe 3.2.1.3.3 est la suivante :

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

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)	15,6	21,4	38,3	52,0

## Annexe 2 – Régulation incitative de la qualité de service

Cette annexe détaille les nouvelles dispositions envisagées par la CRE à ce stade en complément du mécanisme en vigueur pour EDF SEI dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT.

Pour les indicateurs correspondant à des taux, la CRE propose de demander 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 93 % du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2022 ;</li> <li>- 93 % du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2023 ;</li> <li>- 94 % du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 ;</li> <li>- 94 % du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025.</li> </ul>
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : 1000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- Bonus : 1000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- Valeur plancher des incitations : ± 320 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>

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

Calcul	<u>Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre et dont le délai de réponse est supérieur ou égal à 30 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par EDF SEI</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD</li> <li>- Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- Toutes catégories d'utilisateurs</li> <li>- Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par 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	<u>Objectif envisagé :</u> <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	<u>Incitations envisagées :</u> <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	<u>(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs numériques relevés mensuellement</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 95 % du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2024 ;</li> </ul>
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> <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> </ul>

- Bonus : 5 500 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence
- Valeur plancher des incitations :  $\pm 308$  k€
- Versement au travers du CRCP

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

Calcul	<u>Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ou dans le délai demandé par le client durant le trimestre / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre</u>
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs numériques relevés mensuellement
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagé de référence pour les utilisateurs BT <math>\leq 36</math> kVA :</u> - du 1 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 92 % - du 1 <sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 94 % - du 1 <sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 96 % - du 1 <sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 97 % <u>Objectif envisagé pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> - du 1 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 90 % - du 1 <sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 90 % - du 1 <sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 90 % - du 1 <sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 90 %
Incitations	<u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT <math>\leq 36</math> kVA</u> - Pénalités : $(121 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordement envoyées pour les utilisateurs BT $\leq 36$ kVA au cours de l'année - Bonus : $(121 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT $\leq 36$ kVA au cours de l'année  <u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT &gt; 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> - Pénalités : $(726 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Bonus : $(726 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année  - Valeur plancher des incitations : $\pm 203$ k€ - Versement au travers du CRCP

**(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	- 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>
Suivi	- Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle

<b>Objectif</b>	<p><u>Objectif de référence pour les raccordements consommateurs BT en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2022 : 61 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2023 : 58 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 55 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 52 jours</li> </ul> <p><u>Objectif de référence pour les raccordements des utilisateurs (consommateurs et producteurs) HTA &amp; BT &gt; 36 kVA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau, en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2021 : 313 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2022 : 282 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 251 jours</li> <li>○ du 1<sup>er</sup> janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 220 jours</li> </ul>
<b>Incitations</b>	<p><u>Objectif de référence 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> <p><u>Objectif de référence pour les raccordements des utilisateurs (consommateurs et producteurs) HTA &amp; BT &gt; 36 kVA et les secteurs d'aménagement individuels et collectifs avec aménagement réseau, en jours calendaires :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités : (15,12 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements HTA et BT &gt; 36 kVA ainsi que les raccordements individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année</li> <li>- Bonus : (7,56 € x V) par jour calendaire en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements HTA et BT &gt; 36 kVA ainsi que les raccordements individuels et collectifs avec aménagement réseau au cours de l'année</li> <li>- Valeur plancher des incitations : - 426 k€ pour les malus / + 213 k€ pour les bonus</li> </ul> <p>- Versement au travers du CRCP</p>

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 3 – Régulation 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 pour EDF SEI : « 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> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{21} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- $DMC_N^{BT}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <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 ( $DMC_{Nref}^{BT}$ ) : du 1 <sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2025 : 220,2 minutes
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = 87 k€/minute × (<math>DMC_{Nref}^{BT} - DMC_N^{BT}</math>)</li> <li>- Versement au travers du CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2022

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

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (<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> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{22} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- $DMC_N^{HTA}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle

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

<sup>22</sup> Ibid.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- Fréquence de publication : annuelle</li> <li>- Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	- Objectif 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> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^{23} \text{ et brèves}^{24} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
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>23</sup> Ibid.

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