



DÉLIBÉRATION N° 2018-070

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 5 HTA-BT¹ est entré en vigueur le 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 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.

Dans la mesure où les coûts unitaires liés à la gestion de son réseau étaient supérieurs aux coûts d'Enedis, EDF SEI a vu, sur la période TURPE 4, ses charges couvertes au-delà du niveau du TURPE HTA-BT par un reversement de la part d'Enedis faisant l'objet d'un calcul spécifique. Celui-ci avait été pris en compte, dans le TURPE 4 HTA-BT, à hauteur de 152 M€/an sur la période 2014-2017. Ce montant a été confirmé pour l'année 2017 dans la délibération TURPE 5 HTA-BT.

Le cadre de régulation qui s'applique à EDF SEI sur la période 2014-2017 conduit l'opérateur à conserver l'intégralité des pertes et des gains réalisés par rapport à la trajectoire prévisionnelle de charges.

Cadre juridique actuel

Les dispositions de l'article L.121-29 du code de l'énergie, modifié par l'article 165 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), prévoient la possibilité d'intégrer dans le mécanisme de péréquation les charges liées à la gestion des réseaux dans les zones non interconnectées (ZNI).

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

Ce même article du code de l'énergie a par ailleurs introduit la possibilité pour certains GRD d'électricité d'opter pour un mécanisme de péréquation s'appuyant sur l'analyse comptable de leurs charges.

Cet article dispose ainsi que « *les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité [...] qui interviennent dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental peuvent [...] opter pour une péréquation*

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

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. »

Ce même article dispose que, dans ce cas, « *la Commission de régulation de l'énergie procède à l'analyse des comptes pour déterminer les montants à percevoir* ».

Les modalités d'application de ce mécanisme de péréquation sont précisées par le décret n° 2017-847 du 9 mai 2017 relatif à la péréquation des charges de distribution d'électricité. L'article 3 de ce décret précise que les GRD qui souhaitent opter pour une péréquation établie à partir de l'analyse de leurs comptes au titre de l'année 2018 doivent présenter leur demande à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) avant le 30 juin 2017.

Ce même article dispose par ailleurs que la notification des contributions doit être effectuée par la CRE au GRD demandeur avant le 31 juillet 2018.

EDF SEI a formalisé, à l'occasion de la transmission de son dossier de demande de dotation au titre du FPE à la CRE le 31 mars 2017, son souhait d'opter pour une péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes au titre de cette période.

L'article 1^{er} du décret n° 2017-847 du 9 mai 2017 susmentionné dispose par ailleurs que cette demande engage le GRD demandeur jusqu'à la dernière année de la période tarifaire en cours au moment de la demande. Cette disposition permet ainsi la mise en place d'un cadre de régulation incitative pluriannuel sur la période 2018-2021.

Objet de la délibération

La présente délibération a pour objet de déterminer les niveaux annuels de dotation dont bénéficiera EDF SEI sur la période 2018-2021 au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE), ainsi que le cadre de régulation en vigueur sur cette même période.

Travaux menés en vue de la détermination du niveau de dotation au titre du FPE

EDF SEI a transmis à la CRE le 31 mars 2017 un dossier exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2018-2021, ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation. EDF SEI a par ailleurs, à cette occasion, saisi la CRE de son projet de comptage évolué qui vise à déployer 1,2 million de compteurs sur la période 2018-2024.

EDF SEI a ensuite transmis une mise à jour de ce dossier le 30 juin 2017.

La prise en compte des derniers 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 183,3 M€, hors projet de comptage évolué. Ce niveau de dotation correspondrait à un niveau moyen annuel de charges supportées par l'opérateur sur la période 2018-2021 de 570,1 M€, en augmentation par rapport au niveau réalisé en 2016 de + 11,5 %.

Pour déterminer les niveaux annuels de dotation au titre du FPE pour la période 2018-2021, la CRE a mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par EDF SEI en s'appuyant, notamment, sur le niveau de productivité atteint par l'opérateur en 2016, et a confié à un consultant externe la réalisation d'un audit des charges d'exploitation de l'opérateur sur cette période. Les conclusions de cette étude ont été publiées sur le site internet de la CRE simultanément à la consultation publique du 30 novembre 2017².

La CRE a en effet organisé une consultation publique qui s'est déroulée du 30 novembre 2017 au 12 janvier 2018 pour laquelle 4 contributions ont été reçues. Les réponses dont les auteurs n'ont pas demandé à ce qu'elles restent confidentielles sont publiées en même temps que la présente délibération.

La CRE a également procédé à deux reprises à l'audition d'EDF SEI.

Les analyses de la CRE la conduisent à retenir un niveau de dotation annuel moins élevé que la demande de l'opérateur. Pour déterminer ce niveau de dotation, la CRE :

- ne retient qu'une partie des hausses de charges d'exploitation présentées par EDF SEI pour la période 2018-2021 ;
- prend en compte l'intégralité des dépenses d'investissement sur la période 2018-2021 ;
- retient, pour déterminer la part des recettes du TURPE perçues par EDF SEI et permettant la couverture de ses charges de capital, la même méthode de calcul des charges de capital que celle retenue dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, en adaptant les valeurs retenues sur certains paramètres.

En conséquence, le niveau annuel moyen de dotations sur la période 2018-2021 s'élève à 162,1 M€, hors projet de comptage évolué, en augmentation de + 6,7 % par rapport au reversement annuel dont bénéficiait EDF SEI sur la période 2014-2017. Ce niveau de dotation correspond à un niveau moyen annuel de charges supportées par

² Consultation publique du 30 novembre 2017 n°2017-017 relative aux niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021, ainsi qu'au cadre de régulation associé

l'opérateur sur la période 2018-2021 de 548,9 M€, en augmentation par rapport au niveau réalisé en 2016 de + 7,3 %.

Ce montant annuel moyen de dotation a été établi en tenant compte, sur la période 2018-2021 :

- d'un niveau annuel moyen de charges nettes d'exploitation s'élevant à 308,3 M€. Ce montant est en augmentation de + 4,5 % par rapport au montant réalisé de 2016 ;
- d'un niveau annuel moyen de charges de capital de 240,6 M€, intégrant l'ensemble des prévisions d'investissements communiquées par EDF SEI.

La CRE considère que les niveaux de dotations définis dans la présente délibération, conjugués aux recettes issues de la perception du TURPE, permettent de couvrir l'ensemble des coûts prévisionnels de l'opérateur.

La CRE définit par ailleurs pour EDF SEI un cadre de régulation proche de celui actuellement en vigueur pour Enedis, avec notamment :

- des dotations définies sur la période 2018-2021, avec une évolution annuelle selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation : l'opérateur conservera les gains ou les pertes qui pourraient être réalisés par rapport à la trajectoire prévisionnelle ;
- un suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service et de la continuité d'alimentation, à la maîtrise des charges d'achat de pertes et à l'efficacité des dépenses de recherche et développement et des réseaux électriques intelligents ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir les niveaux de dotations ;
- une clause de rendez-vous activable en 2020, afin d'examiner les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires, ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur sur les années 2020 et 2021.

Ce cadre de régulation vise, d'une part, à limiter le risque financier d'EDF SEI ou des utilisateurs et, d'autre part, à encourager le GRD à améliorer sa performance *via* la mise en place de mécanismes incitatifs portant, notamment, sur la continuité d'alimentation et sur la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux.

Les spécificités des territoires sur lesquels intervient EDF SEI ont par ailleurs été prises en compte pour l'élaboration de ce cadre de régulation. Cela se traduit notamment par la mise en place d'un dispositif de couverture de charges nettes d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles qui pourraient frapper les territoires en question.

La CRE considère que le cadre de régulation mis en œuvre donne à EDF SEI tous les moyens nécessaires pour répondre aux différents enjeux auxquels l'opérateur est confronté sur ses territoires, en particulier la transition énergétique. Le cadre de régulation défini dans cette délibération permet en particulier, à la différence du cadre en vigueur sur la période 2014-2017, la couverture des charges de capital sur la base des investissements réellement engagés par l'opérateur.

La CRE publie, simultanément à la présente délibération, une délibération portant décision sur le projet de comptage évolué d'EDF SEI³. Pour déterminer le niveau de dotations supplémentaires associées à ce projet, la CRE prend en compte les coûts de ce projet présentés par EDF SEI.

Après prise en compte de ce projet, et compte tenu des niveaux de charges prévisionnelles détaillées dans la délibération *ad hoc*, le niveau annuel moyen de dotation sur la période 2018-2021 s'élève à 185,4 M€. Ce niveau de dotation est associé à un niveau moyen annuel de charges supportées par l'opérateur sur la période 2018-2021 de 572,1 M€, en augmentation par rapport au niveau réalisé en 2016 de + 11,9 %.

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mars 2018 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué d'EDF SEI dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

SOMMAIRE

1. MÉTHODE	6
1.1 PRINCIPES GÉNÉRAUX.....	6
1.1.1 Niveau définitif pour 2018 et niveaux prévisionnels pour les années 2019 à 2021	6
1.1.2 Niveaux définitifs pour les années 2019 à 2021.....	6
1.2 CADRE DE RÉGULATION INCITATIVE	6
1.2.1 Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement	6
1.2.1.1 Les charges d'exploitation	7
1.2.1.2 Les dépenses d'investissement	7
1.2.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation	8
1.2.3 Régulation incitative de la qualité de service	9
1.2.4 Régulation incitative des pertes	10
1.2.5 Régulation incitative de la R&D et des réseaux électriques intelligents.....	10
1.2.5.1 Régulation incitative de la R&D.....	10
1.2.5.2 Déploiement industriel des réseaux électriques intelligents.....	11
1.2.6 Prise en compte des charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles.....	12
1.2.7 Compte de régularisation des charges et des produits.....	12
1.2.8 Clause de rendez-vous	13
1.2.9 Cadre de régulation spécifique du projet de comptage évolué d'EDF SEI	13
2. PARAMÈTRES	14
2.1 DEMANDE D'EDF SEI ET ANALYSE DE LA CRE	14
2.1.1 Demande d'EDF SEI.....	14
2.1.2 Analyses de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation	15
2.1.2.1 Décomposition de la demande d'EDF SEI	15
2.1.2.2 Charges nettes d'exploitation associées à la demande de dotation au titre du FPE du 30 juin 2017	15
2.1.2.3 Autres éléments de la demande	20
2.1.2.4 Synthèse des ajustements.....	20
2.1.3 Charges de capital	22
2.1.3.1 Méthode de calcul des charges de capital	22
2.1.3.2 Dépenses d'investissement prévisionnelles	22
2.1.3.3 Niveau des assiettes de rémunération	23
2.1.3.4 Taux de rémunération.....	24
2.1.3.5 Niveau prévisionnel des charges de capital	25
2.1.4 Chiffre d'affaires prévisionnel TURPE.....	26
2.1.5 Niveaux de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021 (hors projet de comptage évolué).....	27
2.2 PRISE EN COMPTE DU PROJET DE COMPTAGE ÉVOLUÉ D'EDF SEI.....	28
2.2.1 Charges nettes d'exploitation	28
2.2.2 Valeur nette comptable des immobilisations démolies	28
2.2.3 Charges de capital	29
2.2.4 Niveau de dotation supplémentaire lié au projet de comptage évolué.....	29

2.2.5 Niveau de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021 (y compris projet de comptage évolué)..... 29

3. DECISION DE LA CRE 30

3.1 NIVEAUX DE DOTATION 30

3.2 CALCUL DU SOLDE ANNUEL DU CRCP 30

3.2.1 Postes de charges retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé 31

3.2.1.1 Charges nettes d'exploitation incitées 31

3.2.1.2 Valeur nette comptable des immobilisations démolies 32

3.2.1.3 Charges de capital 32

3.2.1.4 Charges relatives aux pertes 32

3.2.1.5 Charges relatives aux impayés correspondant au paiement du TURPE 32

3.2.1.6 Charges relatives aux redevances de concession 32

3.2.1.7 Charges relatives aux à la rémunération du fournisseur EDF SEI pour la gestion des clients en contrat unique 32

3.2.1.8 Charges nettes d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles 32

3.2.1.9 Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents 32

3.2.1.10 Prise en compte des charges évitées du fait de la réduction des pertes en lien avec le projet de comptage évolué 32

3.2.2 Postes de recettes retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé 33

3.2.2.1 Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement 33

3.2.2.2 Ecart de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes 33

3.2.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative 33

3.2.3.1 Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'EDF SEI 33

3.2.3.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation 33

3.2.3.3 Régulation incitative de la qualité de service 34

3.2.3.4 Régulation incitative des pertes 34

3.2.4 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) 34

1. MÉTHODE

1.1 Principes généraux

La présente délibération détermine les niveaux de dotation au titre du FPE pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021.

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. paragraphe 1.2.7), la définition des montants définitifs de dotation au titre des années 2019, 2020 et 2021 nécessitera la prise en compte, en année N, du solde du CRCP de l'année N-1.

Par conséquent, cette délibération définit un montant de dotation définitif pour l'année 2018, et des montants prévisionnels pour les années 2019, 2020 et 2021.

1.1.1 Niveau définitif pour 2018 et niveaux prévisionnels pour les années 2019 à 2021

Les niveaux de dotation définis dans cette délibération sont déterminés selon la méthodologie détaillée ci-après.

La CRE compare, pour chaque année de la période 2018-2021, le niveau prévisionnel de charges nettes d'exploitation couvertes par les recettes du TURPE perçues par EDF SEI avec le niveau de charges 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 :

$$\text{Dotation ou contribution}_N = [\text{Recettes acheminement prév.}_N - \text{CCprev.}_N] - \text{CNEprev.}_N$$

avec :

- *Recettes acheminement prév. N* : recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N ;
- *CCprev. N* : charges de capital prévisionnelles en année N ;
- *CNEprev. 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.

1.1.2 Niveaux définitifs pour les années 2019 à 2021

La CRE calculera en début d'année N le solde du CRCP d'EDF SEI au titre de l'année N-1.

Une fois ce calcul effectué, la CRE publiera avant le 31 juillet de chaque année de la période 2019-2021 une délibération qui définira le niveau définitif de dotation pour l'année N.

Ce niveau de dotation sera égal à la somme du niveau prévisionnel au titre de l'année N déterminé dans la présente délibération et du solde du CRCP de l'année N-1.

1.2 Cadre de régulation incitative

1.2.1 Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement

Le cadre de régulation actuellement en vigueur incite EDF SEI à maîtriser l'ensemble de ses charges (charges d'exploitation et charges de capital). En effet, le niveau du reversement annuel à EDF SEI par Enedis sur la période 2014-2017 s'appuie uniquement sur les trajectoires de charges prévisionnelles définies en 2014. Les surcoûts et les économies réalisés par EDF SEI par rapport à ces trajectoires sont donc conservés intégralement par l'opérateur.

Pour la prochaine détermination du niveau de dotation au titre du FPE, la CRE demande à EDF SEI d'être en mesure de lui communiquer le détail de ses charges nettes d'exploitation et de ses investissements à la maille de chaque territoire.

1.2.1.1 Les charges d'exploitation

La présente délibération définit, pour la période 2018-2021, des principes de régulation incitative des charges d'exploitation similaires à ceux actuellement en vigueur pour Enedis, en fixant des trajectoires prenant en compte les niveaux réellement atteints au cours de la période 2014-2016. Les gains ou pertes supplémentaires qu'EDF SEI réalisera sur les charges d'exploitation sur la période 2018-2021 seront donc conservés ou supportés à 100 % par l'opérateur.

Certains postes spécifiques de charges d'exploitation, dont les écarts entre trajectoires prévisionnelle et réalisée seront pris en compte en partie ou en totalité au CRCP, échapperont toutefois à ce principe. Le traitement relatif à ces postes est exposé au paragraphe 1.2.7.

Les trajectoires de charges d'exploitation pour la période 2018-2021 ont fait l'objet de prévisions d'EDF SEI, auditées par un consultant externe. Le consultant s'est appuyé, notamment, sur le niveau de productivité atteint par EDF SEI en 2016 et a analysé les évolutions demandées par l'opérateur. L'année 2016 est en effet la dernière année pour laquelle les niveaux réalisés de charges nettes d'exploitation sont connus.

1.2.1.2 Les dépenses d'investissement

Comme détaillé dans le paragraphe 1.1, le niveau prévisionnel de charges nettes d'exploitation couvertes par les recettes du TURPE pour chaque année N s'entend comme la différence entre les recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N et du niveau des charges de capital prévisionnelles cette même année.

Pour ce qui relève des charges de capital, la présente délibération prend en compte, par l'intermédiaire du CRCP, la totalité des charges constatées *ex post*, sous réserve du dispositif de régulation incitative décrit ci-après.

La présente délibération met en œuvre un mécanisme de régulation incitative portant sur les coûts unitaires de certains investissements dans les réseaux, décrit ci-dessous.

Dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, la CRE a mis en œuvre, pour Enedis, un mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux. Ce mécanisme a pour objectif d'inciter Enedis à optimiser les coûts des investissements dans les réseaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage (plus spécifiquement les investissements dans les réseaux BT aérien et souterrain, HTA souterrains et les branchements). Dans la mesure où il porte sur les coûts unitaires et non sur les volumes d'investissements, ce mécanisme n'a pas d'incidence sur la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation, la sécurité et la qualité d'alimentation sur les réseaux.

Pour EDF SEI, la présente délibération met en œuvre un suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux en adaptant celui mis en œuvre pour Enedis à la taille et aux contraintes d'EDF SEI. En revanche, contrairement à ce qui a été défini pour Enedis, il n'est pas prévu d'inciter financièrement EDF SEI sur la maîtrise des coûts unitaires d'investissement pour la période 2018-2021. En effet, il n'existe pas d'historique suffisamment fiable pour, d'une part, s'assurer que les coûts unitaires ne sont pas trop volatils et pour, d'autre part, fixer dès maintenant des niveaux de référence pour une telle régulation incitative.

Le suivi mis en place a pour objectif 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 au cours de la période 2018-2021.

Les ouvrages de réseaux sont regroupés en catégories définissant différentes natures d'ouvrages, afin de disposer de catégorie d'ouvrages ayant un coût unitaire relativement homogène et stable. Si la valeur de chaque investissement pris isolément dépend de nombreux facteurs et présente une forte variabilité, l'influence des facteurs autres que le type d'investissement, la longueur ou le nombre d'unités mis en service, ou le nombre de chantiers, devraient se compenser en grande partie.

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 ≤ 36 kVA ;
- branchements secs producteurs ≤ 36 kVA.

Les investissements concernés seront intégrés dans la base d'actifs régulés (BAR) d'EDF SEI à hauteur de leur valeur réelle, sous réserve des contrôles que la CRE pourrait mener sur le caractère efficace et prudent des coûts engagés. Les charges de capital liées à ces investissements seront couvertes sur la base de leur valeur effective.

Dans 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 également proposé un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors-réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier tertiaire ou les véhicules. EDF SEI ayant souligné les contraintes d'identification et de contrôle qu'engendrent ce mécanisme et compte-tenu des retours de la consultation publique susmentionnée qui tendent tous à décrire ce mécanisme comme non-prioritaire pour EDF SEI, la présente délibération ne met pas en place un tel dispositif.

La CRE demande par ailleurs à EDF SEI de réaliser un suivi précis de ses investissements. EDF SEI détaillera notamment, à l'occasion de chaque mise à jour annuelle du niveau de dotation dont il bénéficie, les écarts sur le passé entre les dépenses d'investissement prévisionnelles et les dépenses d'investissement effectivement réalisées ainsi que les modifications des trajectoires sur le futur.

1.2.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation

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.

Sur la base d'une étude externe⁴, la présente délibération introduit une incitation financière et des cibles sur les durées moyennes de coupure⁵, 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). 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 CRE se réserve la possibilité d'introduire également une incitation financière sur ce critère.

Pour la période 2018-2021, la CRE fixe les valeurs de référence suivantes, calculées sur la moyenne de la performance d'EDF SEI sur la période 2014-2016 :

	Critère BHIX	Critère F-BT HIX	Critère MHIX
Valeur de référence sur la période 2018-2021	329 minutes/an	5,59 coupures/an	166 minutes/an

Ces valeurs de référence ne tiennent pas compte du déploiement des compteurs évolués dont l'impact est encore incertain sur le niveau des différents indicateurs selon le cabinet externe.

En cohérence avec le mécanisme retenu pour Enedis dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, les incitations financières sont les suivantes :

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

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 est fixé à $\pm 3,5$ M€ par an.

En outre, la CRE maintient le suivi de la fréquence moyenne de coupure des utilisateurs raccordés en HTA tel que décrite dans la délibération tarifaire TURPE 5 HTA-BT, sans l'inciter financièrement.

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

Le versement de cette pénalité ou de cet abattement ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité d'EDF SEI selon les voies de droit commun.

⁴ Etude externe sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

⁵ Les coupures ayant pour cause un mouvement social (grève, etc.) seront prises en compte dans le calcul des indicateurs.

La couverture *ex ante* du dispositif est fixée à un montant de 2,7 M€ par an. Le plafond au-delà duquel les sommes versées par EDF SEI sont compensées via le CRCP est fixé à 5,4 M€.

Enfin, la CRE rappelle qu'elle a demandé à EDF SEI de lui transmettre des éléments quantitatifs sur la dispersion territoriale des résultats en matière de qualité d'alimentation (prise en compte des différents territoires aussi bien que des densités de population).

1.2.3 Régulation incitative de la qualité de service

La qualité de service fournie par le gestionnaire de réseaux s'inscrit dans le cadre de ses missions de service public, et recouvre plusieurs domaines, en particulier les interventions auprès des consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution d'électricité telles que les mises en service, les résiliations, la relève des compteurs ou le traitement des réclamations.

Depuis le TURPE 4, entré en vigueur au 1^{er} janvier 2014, EDF SEI se voit appliquer un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service similaire à celui appliqué aux ELD desservant plus de 100 000 consommateurs. Le TURPE 5, entré en vigueur au 1^{er} août 2017, a maintenu le dispositif de suivi de la qualité de service d'EDF SEI établi par le TURPE 4, tout en introduisant quelques évolutions pour tenir compte du retour d'expérience du TURPE 4 et des attentes des acteurs.

EDF SEI suit maintenant les huit indicateurs suivants :

- le nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD (cet indicateur est incité financièrement à travers le versement d'une pénalité directement aux consommateurs en cas de rendez-vous planifié non respecté par EDF SEI) ;
- le nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs ;
- le taux de réponse aux réclamations dans les 15 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 propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs ;
- le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs ;
- le taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs ;
- le taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs.

L'objet de ce dispositif est de vérifier que le gestionnaire de réseau en situation de monopole s'acquitte de ses missions avec efficacité, sans discrimination et en améliorant ses performances.

La présente délibération introduit cinq incitations financières sur des indicateurs déjà suivis sous TURPE 5, en fixant pour chaque indicateur un unique objectif de référence fondé sur la performance moyenne d'EDF SEI sur les années précédentes, en-dessous duquel l'opérateur versera une pénalité et au-dessus duquel il percevra un bonus. La définition de cet objectif permet de s'assurer que l'opérateur reste incité à maintenir un bon niveau de performance. En complément, des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs sont fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur et en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

A l'instar de ce qui a été défini pour Enedis dans le cadre du TURPE 5, la présente délibération prévoit des possibilités d'ajustement du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service en cours de période d'encadrement pluriannuel du niveau de dotation au titre du FPE. A cet effet, une liste d'indicateurs dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières sont fixés pour l'ensemble de la période est établie. En parallèle, la CRE se réserve la possibilité de modifier annuellement les autres indicateurs qui ont été récemment mis en place ou qui pourraient être sujets à de fortes variations en termes de définition, de niveaux d'objectifs et d'incitations financières.

La présente délibération introduit également la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire.

Les listes des indicateurs de qualité de service d'EDF SEI définis pour la période 2018-2021, en complément de ceux définis par la délibération tarifaire TURPE 5 HTA-BT, figurent en annexe 1 de la présente délibération.

1.2.4 Régulation incitative des pertes

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

Les pertes électriques représentent un enjeu financier important pour EDF SEI. Pour la période 2013-2016, le volume annuel moyen de pertes a été de 1,024 TWh soit un taux de perte moyen de 10,9 % correspondant à un coût moyen annuel de près de 62 M€.

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

Par ailleurs, l'article 15 de la directive 2012 /27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, dispose que « *les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau soient incités à améliorer l'efficacité au niveau de la conception et de l'exploitation des infrastructures* » et que « *Les États membres veillent à ce que les autorités nationales de régulation de l'énergie tiennent dûment compte de l'efficacité énergétique dans l'exercice des tâches de régulation prévues par les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE en ce qui concerne leurs décisions relatives à l'exploitation des infrastructures de gaz et d'électricité* ».

A ce titre, les dispositions de l'article L.322-8 du code de l'énergie prévoient désormais que le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est notamment chargé dans sa zone de desserte « *de mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique* ».

La présente délibération introduit une incitation à la maîtrise des charges relatives à la compensation des pertes selon les modalités suivantes pour la période 2018-2021 :

- 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 versée au travers du CRCP chaque année en se basant sur la différence entre un volume de référence et le volume de perte constaté *ex post*, sur la base d'une formule présentée au paragraphe 3.2.3.4 de la présente délibération.

La CRE considère que ce mécanisme permet de prémunir EDF SEI contre tout risque lié à l'évolution du prix unitaire des pertes, sur lequel EDF SEI n'a aucun levier.

Le gain ou la perte annuel potentiel pour EDF SEI est plafonné à 2 M€/an.

1.2.5 Régulation incitative de la R&D et des réseaux électriques intelligents

La CRE attache une importance particulière au développement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). Elle a lancé un ensemble d'initiatives associant les acteurs du secteur afin d'alimenter la réflexion collective sur ce sujet, et a publié, dans sa délibération du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents, des recommandations d'évolution des cadres juridique, technique et économique, visant à :

- favoriser le développement de nouveaux services pour les utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- accroître la performance des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- contribuer à la performance globale du système électrique.

Cette délibération prévoit notamment que les gestionnaires de réseau transmettent chaque année à la CRE des feuilles de route « *smart grid* », décrivant leurs travaux de mise en œuvre des recommandations de la CRE. Ces feuilles de route sont publiées chaque année par la CRE.

S'agissant de la couverture des coûts de R&D et de déploiement des réseaux électriques intelligents, la CRE souhaite s'assurer qu'EDF SEI dispose des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets, et que ces ressources sont utilisées efficacement.

1.2.5.1 Régulation incitative de la R&D

La présente délibération met en place un dispositif de régulation incitative 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 électriques de demain, en garantissant notamment qu'EDF SEI est incité à engager des projets de R&D et à réaliser des investissements innovants, sur le modèle de celui mis en œuvre pour Enedis dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT.

Ce mécanisme consiste en la définition d'une trajectoire prévisionnelle de charges de R&D sur la période 2018-2021.

Les charges d'exploitation prévues mais non engagées seront restituées aux utilisateurs, en étant prises en compte dans le périmètre du CRCP en fin de période d'encadrement pluriannuel du niveau de dotation dont bénéficie EDF SEI au titre du FPE.

EDF SEI a indiqué dans son dossier communiqué à la CRE que les dépenses prévisionnelles 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 (i.e. la direction du groupe EDF en charge des programmes de recherche).

Si toutefois des investissements de R&D et d'innovation devaient être engagés par EDF SEI sur la période 2018-2021, ces derniers seraient couverts en intégralité par les dotations au titre du FPE comme les autres dépenses d'investissements d'EDF SEI, à travers leur prise en compte dans le CRCP.

Comme pour Enedis, EDF SEI transmettra à la CRE avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire N un bilan au titre de l'année N-1, qui pourra faire l'objet d'un audit régulier. Les éventuels écarts annuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle devront être justifiés par EDF SEI dans le cadre du bilan annuel transmis à la CRE.

Les actions menées par EDF SEI s'articulent autour de 2 volets :

- un volet qui vient de manière opérationnelle en appui de la feuille de route smart grids (i.e. réalisation de projets R&D dédiés, en support à l'activité d'EDF SEI) ;
- un autre volet « préparation de l'avenir » qui permet la réalisation de veilles technologiques, le développement d'outils de simulation et le traitement de thématiques en rupture.

La trajectoire retenue pour les dépenses de R&D d'EDF SEI est présentée dans le tableau ci-dessous. Cette trajectoire s'inscrit dans la continuité des charges réalisées sur la période 2014-2016.

Cette trajectoire est minorée des subventions attendues. Si EDF SEI parvient à obtenir plus de subventions que prévu pour la R&D, celles-ci viendront augmenter le budget total qu'il pourra consacrer à sa R&D, sans modification des coûts supportés par les consommateurs.

En M€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges d'exploitation relevant de la R&D	3,4	3,5	3,5	3,5

1.2.5.2 Déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

La CRE considère que le TURPE 5 et le mécanisme de FPE doivent accompagner les projets industriels de déploiement de réseaux électriques intelligents par un financement adéquat. En effet, les développements et évolutions rapides des réseaux électriques intelligents nécessitent d'introduire des souplesses dans le cadre de régulation, afin de permettre la mise en œuvre en cours de période de tels déploiements utiles à la collectivité tout en assurant leur financement.

La présente délibération introduit un mécanisme permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, qui pourrait aller au-delà des projets déjà identifiés.

Cet accompagnement implique notamment de prendre en compte le cas de programmes relevant des réseaux électriques intelligents, qui permettraient une diminution des investissements, donc des charges de capital, mais en contrepartie d'une hausse (moindre) des charges d'exploitation. Cela pourrait être le cas de programmes de recours à des flexibilités (recours par le GRD à des services d'effacement, de stockage, etc...) notamment dans le cadre de l'article 199 de la LTECV, qui donne la possibilité aux collectivités territoriales de regrouper les acteurs d'un même territoire pour offrir des services de flexibilité aux gestionnaires de réseau de distribution.

La présente délibération introduit donc, pour la période 2018-2021, un dispositif spécifique dédié à la prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents. Celui-ci permettra 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 sera possible pour un ensemble de projets impliquant au total des charges d'exploitation annuelles supérieures à 150 k€ sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet, et pour des charges non prévues à ce stade. Le cas échant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourraient être ajoutés.



Ce mécanisme s'appliquera en particulier pour de futurs projets d'ouvrages de stockage dans les ZNI déployés dans la cadre de la délibération de la CRE du 30 mars 2017⁶. Les actifs associés à ces projets n'ont pas vocation à être intégrés à la BAR réseau de l'opérateur, mais l'achat par EDF SEI de services fournis au réseau par le dispositif de stockage donnerait lieu à un versement au porteur de projet d'un « loyer » représentatif des bénéfices apportés au réseau et des coûts supportés par le porteur de projet. Les charges d'exploitation associées à un tel « loyer » pourraient ainsi, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable et d'une demande préalable d'EDF SEI, être prises en compte à l'occasion du calcul du CRCP de l'opérateur.

La CRE considère toutefois que le dispositif décrit plus haut n'est pas adapté au cas de prestations multi-services rendues par des dispositifs de stockage dans des micro-réseaux isolés. Les évolutions importantes et peu anticipables des fonctions assurées par de tels dispositifs rendent difficile la contractualisation avec des tiers. Dans ce contexte, la présente délibération prévoit que les investissements associés à de tels projets, au seul périmètre des « *micro-réseaux isolés* » au sens de la directive 2009/72/CE du parlement européen et du conseil⁷, sont intégrés à la BAR de l'opérateur.

1.2.6 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 considère comme nécessaire la mise en place d'un mécanisme de régulation dédié.

Dans ce cadre, la présente délibération définit, pour la période 2018-2021, une couverture forfaitaire d'un niveau de charges d'exploitation qui s'élève à 7,4 M€ par an. L'écart entre ce montant et les charges réellement supportées par l'opérateur au titre de catastrophes naturelles constituera 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, la présente délibération définit 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. paragraphe 1.2.7). 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 1.2.2 de la présente délibération.

La CRE demande par ailleurs à EDF SEI d'engager une réflexion globale sur la manière d'optimiser le risque financier relatif aux « catastrophes naturelles », afin de limiter les impacts de telles catastrophes sur le niveau de dotation alloué à l'opérateur.

1.2.7 Compte de régularisation des charges et des produits

La présente délibération met en place un mécanisme de compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). 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 le véhicule utilisé pour les incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le CRCP sera apuré chaque année. Comme détaillé au paragraphe 1.1, le niveau définitif de dotation au titre de l'année N tiendra compte du niveau prévisionnel de dotation pour l'année N déterminé dans la présente délibération d'une part, et du solde du CRCP au titre de l'année N-1 d'autre part.

Les postes de charges et de produits pris en compte à travers le CRCP d'EDF SEI sont les suivants :

- les recettes issues de la perception du TURPE, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges de capital, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- la valeur nette comptable des immobilisations démolies, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les contributions reçues des utilisateurs au titre du raccordement aux réseaux, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques (cf. paragraphe 1.2.5.1) ;

⁶ Cf. délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

⁷ « micro réseau isolé » : tout réseau qui a eu une consommation inférieure à 500 GWh en 1996, et qui n'est pas connecté à d'autres réseaux

- les charges relatives aux pertes : les écarts entre la trajectoire prévisionnelle et les charges réelles d'EDF SEI sont pris en compte à 100 %⁸ (cf. paragraphe 1.2.4) ;
- les redevances de concession versées par EDF SEI aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les recettes de prestations annexes perçues par EDF SEI lorsque l'évolution de leur prix diffère de l'application des formules d'indexation annuelle des prix des prestations, prises en compte à hauteur de l'écart entre les recettes effectivement perçues et les recettes qui auraient été perçues, pour le même volume de prestations, si l'évolution des prix avait été calculée à partir des formules d'indexation annuelle ;
- les charges relatives aux impayés supportés par EDF SEI pour la part correspondant au paiement du TURPE, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges nettes relatives à la rémunération par EDF SEI en tant que GRD du fournisseur EDF SEI au titre de la gestion des clients en contrat unique, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles, selon des modalités spécifiques (cf. paragraphe 1.2.6) ;
- les charges relatives à la mise en œuvre du mécanisme permettant d'accompagner le déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (cf. paragraphe 1.2.5.2) ;
- pour ce qui relève du projet de comptage évolué, la composante « prix » des pertes évitées ;
- les incitations financières résultant des mécanismes de régulation incitative suivants :
 - les incitations financières liées au mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation, ainsi que les montants liés au plafonnement des compensations versées directement aux utilisateurs au titre des coupures longues (cf. paragraphe 1.2.2) ;
 - les incitations financières liées à la régulation incitative de la qualité de service (cf. paragraphe 1.2.3) ;
 - les incitations financières liées au mécanisme de régulation incitative des pertes (cf. paragraphe 1.2.4) ;
 - les incitations financières découlant du cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué d'EDF SEI (cf. paragraphe 1.2.9).

1.2.8 Clause de rendez-vous

La présente délibération introduit une clause de rendez-vous sur le niveau des charges prises en compte pour la détermination du niveau de dotation au titre des années 2020 et 2021, activable en 2020, et similaire à la clause prévue par le tarif TURPE 5 HTA-BT pour Enedis.

La clause de rendez-vous prévoit que les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation pris en compte pour la détermination du niveau de dotation se trouve modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à prendre en compte pour la détermination du niveau de dotation au titre du FPE pour les années 2020 et 2021 pourra être modifiée après cet examen.

1.2.9 Cadre de régulation spécifique du projet de comptage évolué d'EDF SEI

Les dispositions législatives et réglementaires prévoient pour EDF SEI, en tant que GRD opérant en ZNI, l'obligation de déployer des dispositifs de comptage évolué, notamment pour les utilisateurs raccordés en BT pour des puissances $\leq 36\text{kVA}$, d'ici 2024. Dans ce cadre, EDF SEI prévoit le déploiement de 1,2 million de compteurs entre 2018 et 2024 en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane et à la Réunion. Sur cette période, les investissements s'élèvent à environ 270 M€ pour l'opérateur.

Les coûts liés à ce projet entrent dans le périmètre des charges couvertes par le TURPE et les dotations au titre du FPE. Aussi, les travaux relatifs à ce projet ont-ils été menés concomitamment aux travaux visant à déterminer le niveau des dotations versées à EDF SEI.

Etant données l'ampleur de ce projet et la nécessité de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais prévisionnels, un cadre de régulation spécifique est défini afin d'inciter EDF SEI à maîtriser les coûts d'investissement, à respecter le calendrier de déploiement et à garantir le niveau de performance attendu du système de comptage.

⁸ La trajectoire de référence est couverte à 100%

Le cadre de régulation mis en place par la CRE est détaillé dans la délibération de la CRE N° 2018-071 portant sur le projet de comptage évolué d'EDF SEI, et publiée simultanément à la présente délibération.

Les incitations financières correspondant au cadre de régulation qui est mis en place seront prises en compte dans le calcul du solde annuel du CRCP.

2. PARAMÈTRES

2.1 Demande d'EDF SEI et analyse de la CRE

2.1.1 Demande d'EDF SEI

EDF SEI a transmis à la CRE sa demande de dotation au titre du FPE le 31 mars 2017. Cette demande a été complétée par une demande modificative le 30 juin 2017. Les éléments contenus dans la demande modifiée d'EDF SEI conduisent à des niveaux de dotation, hors projet de comptage évolué, détaillés dans le tableau ci-après :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Chiffre d'affaires TURPE (A)	368,1	379,4	392,6	406,9	386,8
Charges de capital (B)	232,3	245,7	258,7	269,0	251,4
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EDF SEI (C) = (A) - (B)	135,9	133,7	133,9	137,9	135,3
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDF SEI (D) (demande d'EDF SEI, hors comptage évolué)	314,3	313,0	320,5	326,8	318,7
Niveau de dotation (E) = (D) - (C) (demande d'EDF SEI, hors comptage évolué, y compris charges supplémentaires)	178,4	179,3	186,6	188,9	183,3

Les niveaux de dotation résultant de la demande d'EDF SEI s'appuient sur les hypothèses de charges d'exploitation, de charges de capital et de chiffres d'affaires TURPE présentées ci-après.

Concernant les charges nettes d'exploitation, la demande d'EDF SEI conduirait en 2018 à une hausse par rapport aux dépenses réalisées en 2016 de + 19,2 M€, soit une hausse de + 6,5 %. Sur la période 2018-2021, les charges nettes d'exploitation évoluent en moyenne de + 1,3 % par an.

L'évolution des postes :

- *Autres achats et services* : + 11,7 M€ entre 2016 et 2018 et ensuite en diminution sur la période 2018-2021 de - 0,2 % par an en moyenne ;
- *Achats liés au système électrique (i.e. achats de perte)* : + 4,7 M€ entre 2016 et 2018 puis en augmentation sur la période 2018-2021 de +3,1 % par an en moyenne ;
- *Charges de personnel* : + 4,6 M€ entre 2016 et 2018 (soit + 4,3 %) puis une augmentation de + 2,6 % par an en moyenne sur la période 2018-2021 ;

combinée à la définition *ex ante* d'une couverture forfaitaire liée à la prise en compte des catastrophes naturelles (cf. paragraphe 1.2.6), contribuent à la hausse présentée par EDF SEI.

Concernant les charges de capital, la demande de dotation au titre du FPE d'EDF SEI s'appuie sur la méthode de calcul des charges de capital définie par la délibération TURPE 5 HTA-BT, en considérant un endettement financier nul.

2.1.2 Analyses de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation

2.1.2.1 Décomposition de la demande d'EDF SEI

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles pour la période 2018-2021, hors projet de compteur évolué, présentées par EDF SEI sont les suivantes :

En M€ courants	2016 réalisé ⁹	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation totales – demande révisée d'EDF SEI et autres éléments de la demande	295,1	314,3	313,0	320,5	326,8	318,7
<i>Evolution</i>		+ 6,5 %	- 0,4 %	+ 2,4 %	+ 2,0 %	

Cette trajectoire de charges nettes d'exploitation résulte de la prise en compte de la demande révisée d'EDF SEI communiquée à la CRE par l'opérateur le 30 juin 2016 d'une part, et de charges supplémentaires associées à des demandes postérieures à la transmission de la demande révisée d'autre part.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles pour la période 2018-2021, hors projet de compteur évolué et hors charges supplémentaires, présentées par EDF SEI dans sa demande révisée sont les suivantes :

En M€ courants	2016 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation chiffrées dans la demande du 30 juin 2017, hors comptage évolué et hors charges supplémentaires	295,1	309,4	308,1	315,6	321,9	313,8
<i>Evolution</i>		+ 4,8 %	- 0,4 %	+ 2,4 %	+ 2,0 %	

Comme évoqué ci-dessus, EDF SEI a par ailleurs fait la demande de couverture de charges nettes d'exploitation supplémentaires sur cette période sans être en mesure de les quantifier au moment de la demande révisée. Ces autres charges nettes d'exploitation sont principalement liées à la prise en compte des catastrophes naturelles auxquelles pourrait être confronté EDF SEI sur ses territoires (cf. paragraphe 1.2.6) :

- la prise en compte de charges nettes d'exploitation supplémentaires ;
- la réévaluation du niveau des indemnisations pour coupures longues (cf. paragraphe 1.2.2) ;
- la réévaluation du niveau d'autres charges nettes d'exploitation.

Ces demandes n'ont pu être analysées par le consultant dans le cadre de l'audit et ont été instruites par la CRE (cf. paragraphe 2.1.2.3). Les analyses menées par la CRE l'ont conduite à évaluer ces charges nettes d'exploitation supplémentaires à un niveau moyen annuel de 4,9 M€.

2.1.2.2 Charges nettes d'exploitation associées à la demande de dotation au titre du FPE du 30 juin 2017

La CRE s'est appuyée sur les données constatées de l'exercice 2016 afin d'apprécier les trajectoires prévisionnelles présentées par l'opérateur, tout en prenant en compte :

- les facteurs exceptionnels ou non récurrents intervenus au cours de cet exercice ;
- les nouveaux projets et les évolutions connues susceptibles d'avoir des effets sur le niveau de charges d'EDF SEI au cours de la période 2017-2020.

⁹ Y compris charges nettes d'exploitation portées par EDF SA et relatives à l'activité de gestionnaire de réseau d'EDF SEI qui ne sont à ce jour pas redescendues dans la comptabilité analytique d'EDF SEI. La demande d'EDF SEI sur la période 2018-2021 intègre également ces charges nettes d'exploitation.

Pour fixer le niveau des charges nettes d'exploitation prévisionnelles à couvrir, la CRE a analysé de manière approfondie la demande d'EDF SEI, en se fondant notamment :

- sur les données issues de la comptabilité analytique d'EDF SEI pour les années 2014, 2015 et 2016 ;
- sur les hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2017 à 2021 communiquées par EDF SEI ;
- sur les résultats d'un audit des charges d'exploitation réalisées et prévisionnelles d'EDF SEI sur les exercices 2014 à 2021 ;
- sur les réponses à la consultation publique de la CRE du 30 novembre 2017 : quatre acteurs (fournisseur d'énergie / GRD, organisations syndicales) se sont prononcés sur le niveau des dotations au titre du FPE au titre des années 2018-2021 et sur le cadre de régulation associé.

Pour rappel, à l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé les ajustements suivants sur la trajectoire de charges d'exploitation sur la période 2018-2021 présentée par l'opérateur dans son dossier de demande de dotation au titre du FPE révisé :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Ajustements recommandés par l'audit externe	- 18,2	- 11,8	- 13,5	- 12,4	- 14,0
<i>dont révision des hypothèses d'inflation</i>	+ 1,9	+ 2,3	+ 2,7	+ 3,2	+ 2,5
<i>dont autres ajustements recommandés</i>	- 20,1	- 14,1	- 16,2	- 15,6	- 16,5

Au regard des conclusions de l'auditeur, des éléments complémentaires communiqués à la CRE par EDF SEI¹⁰ et au vu de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance, la CRE retient 12,0 M€ d'ajustements par an en moyenne (le détail de ces éléments et les motifs qui conduisent la CRE à retenir ces ajustements sont détaillés plus bas). Elle ne retient pas certains ajustements recommandés par l'auditeur sur le poste « charges de personnel » et met à jour l'ajustement en lien avec la révision des hypothèses d'inflation pour tenir compte des prévisions d'inflation du FMI d'octobre 2017.

Les ajustements recommandés par l'auditeur et retenus par la CRE se présentent comme suit :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Ajustements recommandés par l'auditeur externe et retenus par la CRE	- 16,9	- 10,0	- 11,2	- 10,1	- 12,0
<i>dont révision des hypothèses d'inflation</i>	+ 2,2	+ 3,1	+ 4,1	+ 4,6	+ 3,5
<i>dont autres ajustements</i>	- 19,1	- 13,1	- 15,3	- 14,7	- 15,5

Les principaux ajustements recommandés par l'auditeur et retenus par la CRE sont présentés successivement dans les paragraphes ci-après.

Détail des principaux ajustements :

- Achats liés au système électrique

Les achats liés au système électrique correspondent aux achats de pertes électriques. La trajectoire recommandée par l'auditeur et retenue par la CRE, construite à partir d'un taux de perte prévisionnel égal à la moyenne constatée sur la période 2013-1^{er} semestre 2017, est la suivante :

¹⁰ Notamment, la trajectoire révisée des départs en retraite attendus sur la période 2018-2021 et la mise à jour du GVT prévisionnel qui en découle et des éléments quantitatifs plus précis sur les hypothèses d'évolution annuelle prévisionnelle du SNB.



En M€ courants	2016 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDF SEI	64,5	69,2	71,2	73,5	75,9	72,5
Ajustement poste à poste		- 0,5	- 0,6	- 0,6	- 0,6	- 0,6
Trajectoire retenue par la CRE		68,6	70,6	72,9	75,3	71,9

- Autres achats et services

Les autres achats et services correspondent aux consommations externes (tertiaire et prestations, travaux, redevances de concession, assurance, informatique et télécom, immobilier, matériel, autres charges), aux charges issues des protocoles (coûts des fonctions support d'EDF SEI et des autres entités du groupe EDF dont bénéficie l'activité réseau d'EDF SEI, y compris les charges centrales d'EDF SA non redescendues dans la comptabilité analytique d'EDF SEI) et aux services systèmes.

La trajectoire retenue par la CRE intègre notamment un ajustement de - 8,4 M€ en 2018 relatif aux dépenses d'exploitation liées au projet de comptage évolué et engagées sur la période 2014-2017. EDF SEI a indiqué que la trajectoire TURPE 4 prévisionnelle excluait explicitement le projet de comptage évolué ; EDF SEI a par ailleurs adressé à la CRE la demande d'un cadre de régulation spécifique à ce projet. En attente d'un tel dispositif pour la couverture des charges, la trajectoire prévisionnelle des charges d'exploitation proposée par EDF SEI intègre sur l'année 2018 l'estimation des dépenses d'exploitation liées au comptage évolué et engagées sur la période 2014-2017, soit 8,4 M€. Au terme de l'audit, l'auditeur externe a proposé d'ajuster l'intégralité de ce montant puisque ces dépenses ne relèvent pas d'une projection de charge sur la période prévisionnelle 2018-2021.

La CRE maintient cet ajustement dans le cadre de l'exercice de détermination des niveaux de dotation *hors projet de comptage évolué*. Ces dépenses seront en revanche bien prises en compte pour déterminer le niveau additionnel de dotation au titre du projet de comptage évolué d'EDF SEI (cf. paragraphe 2.2).

La trajectoire retenue se présente comme suit :

En M€ courants	2016 Réali- sé ¹¹	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDF SEI	163,3	175,0	170,3	172,6	173,8	172,9
Ajustement poste à poste		- 10,9	- 3,8	- 4,2	- 2,8	- 5,4
Trajectoire retenue par la CRE		164,1	166,5	168,4	171,0	167,5

- Charges de personnel

Les charges de personnel comprennent principalement les rémunérations, les charges de pension et les charges de sécurité sociale.

Les charges de personnel prévisionnelles d'EDF SEI sont construites sur la base de certaines hypothèses, dont le salaire national de base (SNB) et le glissement vieillesse technicité (GVT).

S'agissant des hypothèses d'évolution du SNB, la CRE considère que la demande d'EDF SEI est insuffisamment documentée et retient les hypothèses suivantes :

- pour 2018, l'accord de branche signé le 19 décembre 2017, qui prévoit une évolution du SNB de 1,2 %. Cette augmentation se décompose comme suit : une évolution du SNB à 0,2 % accompagnée d'une mesure de grille de 1 % pour compenser partiellement l'augmentation de la CSG au 1^{er} janvier 2018 ;
- pour 2019-2021, les hypothèses de SNB retenues par la CRE pour les tarifs d'infrastructures en vigueur.

S'agissant du GVT, la CRE retient la demande d'EDF SEI documentée dans le retour à la consultation publique du 30 novembre 2017.

¹¹ Y compris charges nettes d'exploitation portées par EDF SA et relatives à l'activité de gestionnaire de réseau d'EDF SEI qui ne sont à ce jour pas redescendues dans la comptabilité analytique d'EDF SEI. La demande d'EDF SEI sur la période 2018-2021 intègre également ces charges nettes d'exploitation.

La trajectoire de charges de personnel retenue se présente comme suit :

En M€ courants	2016 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDF SEI	116,3	120,8	123,8	127,0	130,6	125,6
Ajustement poste à poste		- 1,4	- 3,7	- 5,9	- 8,4	- 4,9
Trajectoire retenue par la CRE		119,4	120,1	121,1	122,2	120,7

- Impôts et taxes

La demande d'EDF SEI intègre dans le poste des impôts et taxes l'ensemble des charges de fiscalité redescendues dans les comptes d'EDF SEI et supportées par les activités de distribution (taxes sur rémunérations, taxe foncière, CFE, IFER, FACE, etc.) ainsi que le CICE (2018) et l'allègement des charges sociales consécutif à la disparition du CICE (2019-2021).

La trajectoire retenue par la CRE intègre notamment un ajustement de -1,5 M€ par an sur 2018-2021 relatif à la contribution FPE. EDF SEI n'est en effet plus redevable de la contribution FPE à partir de 2018.

La trajectoire retenue est la suivante :

En M€ courants	2016 réalisé ¹²	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDF SEI	18,3	19,8	20,5	21,2	21,8	20,8
Ajustement poste à poste		- 3,1	- 3,7	- 4,2	- 4,8	- 4,0
Trajectoire retenue par la CRE		16,7	16,8	17,0	17,0	16,8

- Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation comprennent les charges liées à la fourniture d'électricité et de gaz aux agents EDF SEI à prix préférentiels, la valeur nette comptable des immobilisations démolies, ainsi que d'autres charges diverses.

La trajectoire retenue par la CRE tient compte d'un ajustement moyen annuel sur la période 2018-2021 de 1,6 M€ :

En M€ courants	2016 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDF SEI	8,7	9,8	9,0	9,4	9,5	9,4
Ajustement poste à poste		- 2,0	- 1,2	- 1,6	- 1,6	- 1,6
Trajectoire retenue par la CRE		7,8	7,8	7,8	7,9	7,8

- Produits extratarifaires

Les produits extratarifaires comprennent les contributions liées aux travaux de raccordements, les prestations réalisées dans le cadre du catalogue de prestations d'EDF SEI et les recettes liées aux petits travaux de déplacement et modification d'ouvrages à la demande de tiers.

La trajectoire retenue par la CRE tient compte d'un ajustement moyen annuel sur la période 2018-2021 de 0,4 M€ au bénéfice d'EDF SEI :

¹² Y compris charges nettes d'exploitation portées par EDF SA et relatives à l'activité de gestionnaire de réseau d'EDF SEI qui ne sont à ce jour pas redescendues dans la comptabilité analytique d'EDF SEI. La demande d'EDF SEI sur la période 2018-2021 intègre également ces charges nettes d'exploitation.

En M€ courants	2016 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 – 2021
Demande d'EDF SEI	- 33,1	- 33,6	- 34,0	- 34,5	- 35,0	- 34,3
Ajustement poste à poste		- 0,7	- 0,4	+ 0,5	+ 2,2	+ 0,4
Trajectoire retenue par la CRE		- 34,3	- 34,4	- 34,0	- 32,8	- 33,9

- Production stockée et immobilisée

La production stockée et immobilisée (PSI) comprend la PSI main d'œuvre (dépenses de main d'œuvre affectées à des projets d'investissement) et la PSI achats (dépenses de matériel et de prestations affectées à des projets d'investissement).

La trajectoire retenue par la CRE tient compte d'un ajustement moyen annuel sur la période 2018-2021 de 1,3 M€ au bénéfice d'EDF SEI :

En M€ courants	2016 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 – 2021
Demande d'EDF SEI	- 41,5	- 42,9	- 43,8	- 44,9	- 46,0	- 44,4
Ajustement poste à poste		+ 0,4	+ 1,0	+ 1,6	+ 2,2	+ 1,3
Trajectoire retenue par la CRE		- 42,5	- 42,8	- 43,3	- 43,8	- 43,1

- Autres produits d'exploitation

Les autres produits d'exploitation comprennent la quote-part de subventions d'investissement virée au résultat et d'autres produits et charges divers (notamment les produits de cession des immobilisations et les charges liées aux irrécouvrables).

La trajectoire retenue par la CRE tient compte d'un ajustement moyen annuel sur la période 2018-2021 de - 0,8 M€ :

En M€ courants	2016 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 – 2021
Demande mise à jour d'EDF SEI	- 1,4	- 8,8	- 8,8	- 8,8	- 8,7	- 8,8
Ajustement poste à poste		- 0,8	- 0,8	- 0,8	- 0,9	- 0,8
Trajectoire retenue par la CRE		- 9,6	- 9,6	- 9,6	- 9,6	- 9,6

- Niveaux prévisionnels d'inflation

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation présentées par EDF SEI dans sa demande de dotation au titre du FPE ont été établies à partir des prévisions d'inflation de l'opérateur.

L'audit des charges d'exploitation relève que les niveaux d'inflation prévisionnelle pris en compte par EDF SEI pour la construction de son dossier de demande de dotation au titre du FPE sont inférieurs aux prévisions du Fonds Monétaire International (FMI) d'avril 2016 pour la France sur la période 2018-2021. Il conclut, à ce titre, au caractère sous-évalué de ces prévisions et, par conséquent, du niveau de charges nettes d'exploitation qui en découle et dont EDF SEI demande la couverture. Dans ce cadre, l'audit recommande de réviser les prévisions d'inflation retenues par EDF SEI sur la base du niveau des prévisions du FMI.

Le FMI a publié des prévisions d'inflation en octobre 2017 qui sont légèrement supérieures aux prévisions d'avril 2016.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE décide de réviser à la hausse la trajectoire prévisionnelle des charges nettes d'exploitation de + 3,5 M€ par an en moyenne.

	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Niveau prévisionnel d'inflation pris en compte par EDF SEI pour l'élaboration de la trajectoire de charges nettes d'exploitation	1,08 %	1,26 %	1,40 %	1,60 %	
Inflation prévisionnelle entre l'année N-1 et l'année N (valeur prévisionnelle de l'IPC) – données FMI octobre 2017 ¹³	1,30 %	1,60 %	1,70 %	1,70 %	
Ajustement (en M€ courants)	+ 2,2	+ 3,1	+ 4,1	+ 4,6	+ 3,5

2.1.2.3 Autres éléments de la demande

Sur la base des informations recueillies auprès d'EDF SEI postérieurement au lancement de la consultation publique, la CRE a mis à jour son estimation des autres éléments de la demande. La trajectoire retenue par la CRE intègre un ajustement de + 1,7 M€ par an au bénéfice d'EDF SEI :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande d'EDF SEI chiffrée par la CRE sur la base des informations disponibles au moment du lancement de la consultation publique	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Ajustement	+ 1,7	+ 1,7	+ 1,7	+ 1,7	+ 1,7
Trajectoire retenue par la CRE	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6

2.1.2.4 Synthèse des ajustements

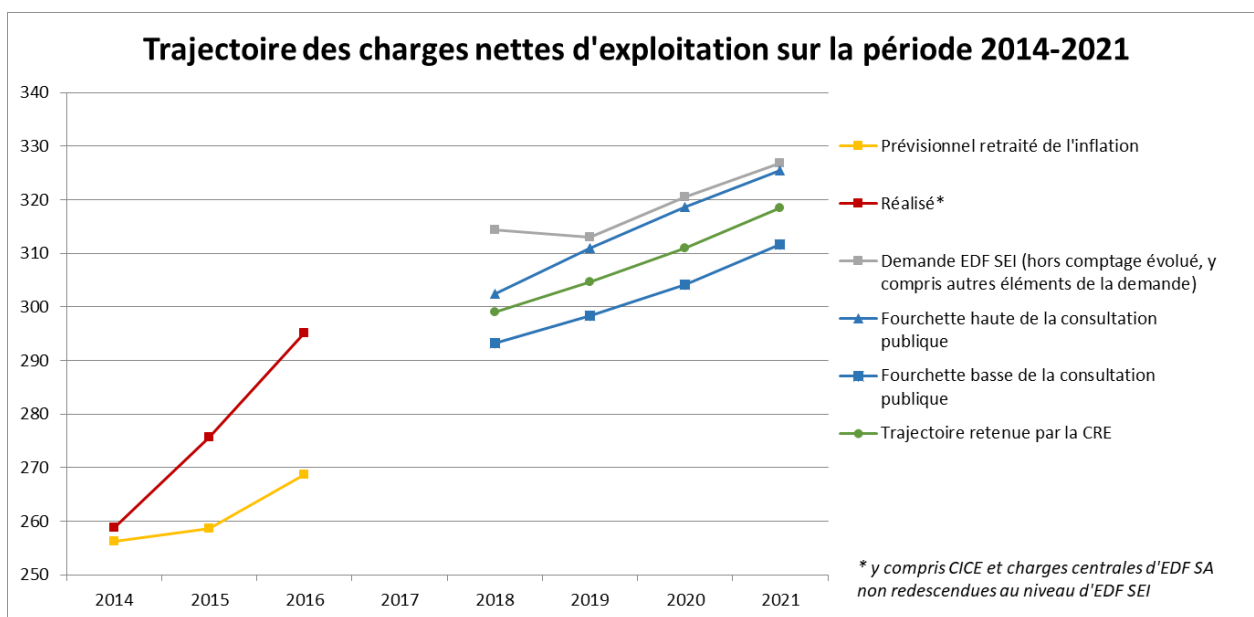
En synthèse, le tableau et le graphique suivants présentent la trajectoire de charges nettes d'exploitation d'EDF SEI, résultant des ajustements retenus par la CRE.

¹³ Dernières données FMI disponibles pour la France, datant d'octobre 2017

En M€ courants	2016 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Charges nettes d'exploitation totales - demande révisée d'EDF SEI et autres éléments de la demande	295,1	314,3	313,0	320,5	326,8	318,7
Ajustements recommandés par l'audi- teur et retenus par la CRE (cf. § 2.1.2.2)		- 16,9	- 10,0	- 11,2	- 10,1	- 12,0
Achats liés au système électrique		- 0,5	- 0,6	- 0,6	- 0,6	- 0,6
Autres achats et services		- 10,9	- 3,8	- 4,2	- 2,8	- 5,4
- dont dépenses d'exploitation liées au comptage évolué et engagées sur la période 2014-2017		- 8,4				- 2,1
- dont autres ajustements*		- 2,5	- 3,8	- 4,2	- 2,8	- 3,3
Charges de personnel		- 1,4	- 3,7	- 5,9	- 8,4	- 4,9
Impôts et taxes		- 3,1	- 3,7	- 4,2	- 4,8	- 4,0
- dont FPE		- 1,5	- 1,5	- 1,5	- 1,5	- 1,5
- dont autres ajustements*		- 1,6	- 2,2	- 2,7	- 3,3	- 2,5
Autres charges d'exploitation *		- 2,0	- 1,2	- 1,6	- 1,6	- 1,6
Produits extratarifaires *		- 0,7	- 0,4	+ 0,5	+ 2,2	+ 0,4
Production immobilisée et stockée *		+ 0,4	+ 1,0	+ 1,6	+ 2,2	+ 1,3
Autres produits d'exploitation *		- 0,8	- 0,8	- 0,8	- 0,9	- 0,8
Révision des hypothèses d'inflation		+ 2,2	+ 3,1	+ 4,1	+ 4,6	+ 3,5
Ajustements sur les autres éléments de la demande (cf. § 2.1.2.3)		+ 1,7	+ 1,7	+ 1,7	+ 1,7	+ 1,7
Charges nettes d'exploitation après ajustements retenus par la CRE	295,1	299,1	304,7	311,0	318,4	308,3
<i>Evolution (%)</i>		+1,4 %	+1,9 %	+2,1 %	+2,4 %	

* autres ajustements retenus par la CRE (postes concernés : redevances de concession, immobilier, dépenses associées au parc de véhicules, VNC des immobilisations démolies, mise en cohérence de divers taux)

Charges nettes d'exploitation totale (demande révisée d'EDF SEI et autres éléments de la demande, en M€ courants)



2.1.3 Charges de capital

2.1.3.1 Méthode de calcul des charges de capital

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 se fonde, pour déterminer le niveau des charges de capital supportées par EDF SEI pour les années 2018 à 2021, sur la méthode de calcul des charges de capital prévue dans le tarif TURPE 5 HTA-BT, définissant le niveau prévisionnel de charges de capital d'Enedis pour les années 2017 à 2020.

La CRE prend par ailleurs en compte une rémunération des immobilisations en cours (IEC) relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB en cohérence avec la méthodologie utilisée dans la délibération TURPE 5 HTB¹⁴.

2.1.3.2 Dépenses d'investissement prévisionnelles

Les dépenses prévisionnelles d'EDF SEI sur la période 2018-2021 sont les suivantes :

¹⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB.



Dépenses d'investissement prévisionnelles (M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Réglementation	6	6	6	6	6
Renforcement et extension	68	76	65	60	67
Raccordement	62	70	72	65	67
Renouvellement	38	39	30	31	35
QSE, Outillages et véhicules	14	14	14	14	14
Systèmes d'information	22	11	11	11	13
Immobilier	1	1	1	1	1
Autres	50	27	16	10	26
TOTAL – Acquisition d'immobilisations	261	244	214	198	229
Participations	15	12	14	18	15
Subventions	-	-	-	-	-
TOTAL – Dépenses d'investissement nettes	245	231	200	179	214

Ces trajectoires intègrent principalement les grands chantiers HTB, l'impact des schémas S3REnR, la mise en œuvre d'une politique de sécurisation des réseaux, des biens et des personnes ainsi que certains grands projets rendus nécessaires pour sécuriser et moderniser les réseaux.

2.1.3.3 Niveau des assiettes de rémunération

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

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

La CRE retient l'intégralité des passifs de concessions et des subventions d'investissement au périmètre de l'activité de gestionnaire de réseaux d'EDF SEI.

Pour définir le niveau des emprunts financiers, la CRE distingue les actifs affectables au domaine de tension HTB (actifs HTB) des actifs affectables au domaine de tension HTA-BT (actifs HTA-BT). Au 1^{er} janvier 2017, le pourcentage d'actifs HTB était de 18 %. Ce pourcentage sera revu chaque année en s'appuyant sur la comptabilité dissociée du groupe EDF SA au périmètre de l'entité EDF SEI.

La CRE considère ensuite que :

- les actifs HTB sont réputés financés par de la dette financière à hauteur de 60 %, en cohérence avec le taux d'endettement financier retenu dans la délibération TURPE 5 HTB. Ce taux est fixé pour la période 2018-2021 ;
- les actifs HTA-BT sont réputés financés selon les mêmes proportions que les actifs de la société Enedis. Au 1^{er} janvier 2017, la société Enedis ne présentait pas d'emprunts financiers à son passif. Le taux d'endettement financier (au périmètre des actifs hors-Linky) était donc de 0 %.

Ce pourcentage sera revu chaque année en s'appuyant sur les comptes de la société Enedis et sur la proportion des CPR et des emprunts financiers retenue dans la mise en œuvre du tarif TURPE HTA-BT (hors actifs liés au projet de comptage évolué).

Ainsi, les niveaux prévisionnels de la base d'actifs régulés (BAR), 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 2018 à 2021 sont les suivants :

Au 01/01/N (M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
BAR (hors comptage évolué)	2 278,2	2 383,4	2 512,2	2 618,4	2 448,0
CPR	626,2	676,3	751,8	806,6	715,2
Emprunts financiers (hors comptage évolué)	246,0	257,4	271,3	282,8	264,4
IEC du domaine HTB	28,3	34,2	32,1	28,2	30,7

Les estimations des différentes assiettes de rémunération sont à considérer hors projet de comptage évolué d'EDF SEI.

Le traitement retenu par la CRE pour les actifs liés au projet de comptage évolué d'EDF SEI est présenté dans la délibération N° 2018-071 relative au projet de comptage évolué d'EDF SEI.

2.1.3.4 Taux de rémunération

La CRE retient les niveaux suivants pour les paramètres financiers intervenant dans le calcul de la rémunération d'EDF SEI :

Paramètres financiers	2018-2021
Taux sans risque nominal	2,7 %
Bêta de l'actif	0,345
Prime de risque de marché	5,0 %
Prime de dette	0,6 %

Les niveaux retenus pour les paramètres financiers s'appuient sur les niveaux retenus dans le tarif TURPE 5 HTA-BT et dans le tarif TURPE 5 HTB. En particulier, afin de prendre en compte les spécificités des missions de gestionnaire de réseau de transport qui incombent à EDF SEI (notamment en ce qui concerne l'équilibrage du réseau à l'échelle de chacun des territoires sur lesquels il opère), le bêta de l'actif est construit :

- en considérant le niveau du bêta de l'actif de 0,34 retenu dans la délibération sur le tarif TURPE 5 HTA-BT et le niveau du bêta de l'actif de 0,37 retenu dans la délibération sur le tarif TURPE 5 HTB ;
- en pondérant ces deux valeurs respectivement par la valeur nette comptable au 1^{er} janvier 2017 des actifs exploités par EDF SEI affectable au domaine de tension HTA-BT d'une part et au domaine de tension HTB d'autre part.

La CRE retient des niveaux des paramètres relatifs à l'imposition sur les sociétés qui tiennent compte des modifications introduites par la loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018. Les niveaux des paramètres sont les suivants :

Paramètres relatifs à la fiscalité	2018-2021
Taux d'impôt sur les sociétés	30,69 %
Déductibilité fiscale des charges financières nettes	75 %

Le taux d'imposition prend en compte la moyenne du taux normal d'imposition applicable à EDF SA sur la période 2018-2021 et l'impact de la contribution sociale sur les bénéficiaires. Le taux de déductibilité fiscale des charges financières nettes correspond au taux applicable à EDF SA en application des dispositions de l'article 212 bis du Code général des impôts.

Les niveaux des taux de rémunération intervenant dans le calcul des charges de capital d'EDF SEI sont les suivants :

Taux de rémunération	2018-2021
Marge sur actif	2,5 %
Taux de rémunération des capitaux propres régulés	3,9 %
Taux de rémunération des emprunts financiers	3,0 %
Taux de rémunération des IEC du domaine HTB	3,7 %

Ainsi, un actif relevant du domaine de tension HTB est rémunéré au taux de 5,9 % (nominal, avant impôts)¹⁵, ce qui, compte tenu du niveau des taux d'intérêts et de l'inflation, rémunère normalement ces investissements.

Ces taux sont fixés pour l'ensemble de la période 2018-2021.

2.1.3.5 Niveau prévisionnel des charges de capital

Le niveau prévisionnel des charges de capital (hors projet de comptage évolué) pour les années 2018 à 2021, correspondant aux dépenses d'investissement décrites au paragraphe 2.1.3.2 est présenté ci-dessous :

Charges de capital (M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Application de la marge sur actif	57,0	59,6	62,8	65,5	61,2
Rémunération des capitaux propres régulés	24,4	26,4	29,3	31,5	27,9
Rémunération des emprunts financiers	7,4	7,7	8,1	8,5	7,9
Dotations nettes aux amortissements	126,2	135,0	142,1	148,2	137,9
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement	11,0	10,2	9,1	7,9	9,5
Rémunération des immobilisations en cours HTB	1,0	1,3	1,2	1,0	1,1
Charges de capital	227,0	240,2	252,7	262,5	245,6

Lors de derniers échanges, EDF SEI a transmis à la CRE une trajectoire de dépenses d'investissement actualisée. Cette mise à jour prévoit des dépenses d'investissements inférieures aux montants présentés au paragraphe 2.1.3.2 d'environ 34 M€/an en moyenne, principalement en raison de prévisions plus faibles dans les renforcements et l'extension du réseau.

¹⁵ Ce taux s'obtient en considérant que les actifs HTB sont financés à 60 % par des emprunts financiers et à 40 % par des fonds propres (cf. paragraphe 2.1.3.3).

Dépenses d'investissement prévisionnelles actualisées (M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Réglementation	<i>Dépenses ventilées dans les postes ci-dessous</i>				
Renforcement et extension	50	53	39	42	46
Raccordement	57	73	77	71	70
Renouvellement	38	39	43	47	42
QSE, Outillages et véhicules	17	14	14	13	14
Systèmes d'information	11	10	10	10	10
Immobilier	0	0	0	0	0
Autres	30	15	6	7	15
TOTAL – Acquisition d'immobilisations	203	204	189	190	196
Participations	-26	-17	-5	-16	-16
Subventions	0	0	0	0	0
TOTAL – Dépenses d'investissement nettes	177	187	184	174	180

La CRE retient l'intégralité des dépenses d'investissement prévisionnelles communiquées par l'opérateur.

EDF SEI a évalué l'impact de cette révision en termes de charges de capital prévisionnelles à - 5 M€/an en moyenne, sans pour autant fournir une estimation détaillée poste par poste. La CRE retient donc une trajectoire de charges de capital prévisionnelle révisée à la baisse de - 5 M€/an en moyenne par rapport aux chiffres présentés plus haut.

La trajectoire prévisionnelle de charges de capital retenue par la CRE est donc la suivante :

Charges de capital (M€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges de capital retenues par la CRE	222,0	235,2	247,7	257,5	240,6

Les charges de capital additionnelles liées au projet de comptage évolué sont présentées au paragraphe 2.2.2.

2.1.4 Chiffre d'affaires prévisionnel TURPE

EDF SEI a établi une trajectoire de recettes tarifaires prévisionnelles issues de la perception du TURPE pour la période 2018-2021 calculées, d'une part, à partir de la grille tarifaire applicable au 1^{er} août 2017 et des prévisions d'évolution de cette grille sur la période 2018-2021 et, d'autre part, à partir d'hypothèses d'évolution du nombre de consommateurs raccordés, de puissances souscrites et de volumes d'énergie soutirée.

Les hypothèses d'évolution proposées par EDF SEI sont les suivantes :

- + 1,7 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour le nombre de consommateurs raccordés :

Nombre de sites raccordés	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	1 299 726	1 320 435	1 345 038	1 366 469
BT > 36 kVA	7 504	7 623	7 765	7 889
HTA	3 051	3 100	3 157	3 208
TOTAL	1 310 281	1 331 158	1 355 961	1 377 566

- + 1,7 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour les puissances souscrites :

Puissances souscrites (kW)	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	9 066 706	9 211 165	9 382 795	9 532 290
BT > 36 kVA	593 597	603 055	614 291	624 079
HTA	753 673	765 681	779 948	792 375
TOTAL	10 413 976	10 579 901	10 777 034	10 948 744

- + 1,7 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour le volume d'énergie soutirée :

Volume d'énergie soutirée (MWh)	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	5 894,8	5 988,7	6 100,3	6 197,5
BT > 36 kVA	883,5	897,6	914,3	928,9
HTA	2 349,1	2 386,6	2 431,0	2 469,8
TOTAL	9 127,4	9 272,9	9 445,6	9 596,1

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

Dans ce contexte, la présente délibération retient les niveaux de chiffre d'affaires prévisionnel suivants :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
TOTAL	368,1	379,4	392,6	406,9	386,8

2.1.5 Niveaux de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021 (hors projet de comptage évolué)

Les niveaux de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021 pour EDF SEI, hors projet de comptage évolué, tels qu'ils résultent des éléments retenus par la CRE sont présentés dans le tableau ci-dessous :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Chiffre d'affaires TURPE (A)	368,1	379,4	392,6	406,9	386,8
Charges de capital (B)	222,0	235,2	247,7	257,5	240,6
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EDF SEI (C) = (A) - (B)	146,1	144,2	144,9	149,4	146,2
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDF SEI (D)	299,1	304,7	311,0	318,4	308,3
Niveau de dotation prévisionnel (E) = (D) - (C)	153,0	160,5	166,1	169,0	162,1
Niveau de charges totales (F) = (B) + (D)	521,1	539,9	558,7	575,9	548,9

Les niveaux moyens annuels de charges totales et de dotations sur la période 2018-2021, hors projet de comptage évolué, sont en augmentation de respectivement + 7,3 % et + 6,7 % par rapport aux niveaux réalisés de l'année 2016.

2.2 Prise en compte du projet de comptage évolué d'EDF SEI

EDF SEI a soumis à la CRE un projet de comptage évolué, qui vise à déployer 1,2 million de compteurs entre 2018 et 2024 en Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane et à la Réunion.

La CRE considère que le niveau de dotation au titre du FPE doit tenir compte des coûts liés au déploiement de ce système de comptage évolué dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des économies réalisées par EDF SEI du fait de la mise en œuvre de ce projet.

Les charges nettes additionnelles liées au projet de comptage évolué d'EDF SEI sont présentées ci-après. Ces charges sont détaillées dans la délibération de la CRE N°2018-071 portant sur le projet de comptage évolué d'EDF SEI.

2.2.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation additionnelles (comprenant les nouvelles charges d'exploitation ainsi que les coûts évités) à prendre en compte pour la détermination du niveau de dotation au titre des années 2018 à 2021 sont les suivantes :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation additionnelles, hors valeurs nettes comptables des immobilisations démolies	17,5	12,7	11,5	9,7	12,9

2.2.2 Valeur nette comptable des immobilisations démolies

Le projet de comptage évolué d'EDF SEI entraînera une augmentation de la valeur nette comptable des immobilisations démolies, en lien avec le remplacement anticipé de compteurs. Les estimations de la valeur nette comptable des immobilisations démolies en lien avec le projet de comptage évolué d'EDF SEI sont les suivantes :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Valeurs nettes comptables des immobilisations démolies	0,0	0,2	1,0	2,3	0,9

2.2.3 Charges de capital

Les charges de capital additionnelles (comprenant les nouvelles charges de capital ainsi que les charges de capital évitées) à prendre en compte pour la détermination du niveau de dotation au titre des années 2018 à 2021 sont les suivantes :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges de capital additionnelles	3,6	7,3	11,2	15,9	9,5

2.2.4 Niveau de dotation supplémentaire lié au projet de comptage évolué

La prise en compte sur la période 2018-2021 des charges additionnelles liées au projet de comptage évolué d'EDF SEI aboutit, par rapport aux niveaux de dotation présentés au paragraphe 2.1.5, à une augmentation annuelle moyenne de 23,2 M€.

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Niveau de dotation supplémentaire lié au projet de comptage évolué	21,2	20,2	23,6	27,9	23,2

2.2.5 Niveau de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021 (y compris projet de comptage évolué)

Compte-tenu de l'ensemble des éléments précédents, les niveaux de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021 sont les suivants :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Chiffre d'affaires TURPE (A)	368,1	379,4	392,6	406,9	386,8
Charges de capital (B)	225,6	242,5	258,9	273,4	250,1
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EDF SEI (C) = (A) - (B)	142,5	136,9	133,7	133,5	136,7
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDF SEI (D)	316,6	317,6	323,5	330,4	322,1
Niveau de dotation prévisionnel (E) = (D) - (C)	174,2	180,7	189,7	196,9	185,4
Niveau de charges totales (F) = (B) + (D)	542,3	560,1	582,3	603,8	572,1

Les niveaux moyens annuels de charges totales et de dotations sur la période 2018-2021, y compris projet de comptage évolué, sont en augmentation de respectivement + 11,9 % et + 22,0 % par rapport aux niveaux réalisés de l'année 2016.

3. DECISION DE LA CRE

3.1 Niveaux de dotation

Les niveaux annuels de dotation d'EDF SEI au titre du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour la période 2018-2021, y compris projet de comptage évolué, sont les suivants :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Niveau de dotation, y compris projet de comptage évolué	174,2	180,7	189,7	196,9	185,4

3.2 Calcul du solde annuel du CRCP

Les niveaux annuels définitifs de dotation au titre du FPE pour chaque année N de la période 2019-2021 sont définis comme la somme des éléments suivants :

- le niveau prévisionnel de dotation au titre de l'année N défini dans le tableau ci-dessus ;
- le solde du CRCP de l'année N-1.

Chaque année N à compter de l'année 2019, le solde du CRCP de l'année N-1 est calculé comme la différence entre :

- le revenu autorisé d'EDF SEI calculé *ex post* au titre de l'année N-1 ;
- les recettes réelles issues de la perception du TURPE et des dotations prévisionnelles reçues au titre du FPE pour l'année N-1.

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

Pour chaque année de la période 2019-2021, le revenu autorisé calculé *ex post* est égal à :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
 - les charges nettes d'exploitation incitées ;
 - les autres charges de capital ;
 - la valeur nette comptable des immobilisations démolies ;
 - les charges relatives aux pertes ;
 - les charges relatives aux impayés correspondant au TURPE ;
 - les charges relatives aux redevances de concession ;
 - les charges relatives à la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;
 - les charges relatives aux catastrophes naturelles, selon des modalités spécifiques ;
 - les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents ;
 - les charges évitées du fait de la réduction des pertes en lien avec le projet de comptage évolué ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
 - les contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement ;
 - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes ;
- à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
 - la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'EDF SEI ;
 - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
 - la régulation incitative de la qualité de service ;
 - la régulation incitative des pertes.

Pour l'année 2021, les montants retenus au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D), le cas échéant, sont déduits du revenu autorisé.

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

3.2.1 Postes de charges retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé

3.2.1.1 Charges nettes d'exploitation incitées

Les charges nettes d'exploitation incitées retenues pour le calcul *ex post* du revenu autorisé correspondent aux charges nettes d'exploitation prévisionnelles prises en compte pour déterminer les niveaux de dotation fixés dans la présente délibération, à l'exception :

- des contributions au titre du raccordement ;
- de la valeur nette comptable des immobilisations démolies ;
- des charges relatives aux pertes ;
- des charges relatives aux redevances de concession ;
- des charges relatives aux impayés ;
- des charges relatives à la rémunération du fournisseur EDF SEI au titre de la gestion des clients en contrat unique.

Les montants retenus sont les montants de référence présentés ci-après, corrigés de l'inflation réalisée.

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

En M€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation	316,6	317,6	323,5	330,4
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	23,3	23,8	24,3	24,8
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	- 1,8	- 2,0	- 2,8	- 4,1
Pertes	- 69,3	- 71,4	- 73,4	- 74,8
Redevances de concession	- 6,3	- 6,3	- 6,3	- 6,3
Impayés correspondant au paiement du TURPE	- 2,8	- 2,8	- 2,8	- 2,8
Rémunération du fournisseur EDF SEI au titre de la gestion des clients en contrat unique	0	0	0	0
Charges nettes d'exploitation incitées	259,7	258,9	262,5	267,2

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

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

- divisée par l'inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2016 et l'année *N-1* :

	2018	2019	2020	2021
Inflation prévisionnelle entre l'année <i>N-2</i> et l'année <i>N-1</i>	0,30 %	1,20 %	1,30 %	1,60 %

- multipliée par l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2016 et l'année *N-1*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année civile *N-1* et la valeur moyenne du même indice sur l'année civile 2016, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852).

3.2.1.2 Valeur nette comptable des immobilisations démolies

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la valeur nette comptable des immobilisations démolies.

3.2.1.3 Charges de capital

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

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

En M€ courants	2018	2019	2020	2021
Valeurs prévisionnelles pour les charges de capital	225,6	242,5	258,9	273,4

3.2.1.4 Charges relatives aux pertes

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux charges relatives aux pertes effectivement supportées par EDF SEI au cours de l'année N.

3.2.1.5 Charges relatives aux impayés correspondant au paiement du TURPE

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des charges et des produits de l'année N au titre de la prise en charge par EDF SEI des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE, portant sur des consommations postérieures au 1^{er} janvier 2016 pour des consommateurs bénéficiant des tarifs réglementés de vente.

3.2.1.6 Charges relatives aux redevances de concession

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des redevances de concessions versées par EDF SEI l'année N aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité.

3.2.1.7 Charges relatives aux à la rémunération du fournisseur EDF SEI pour la gestion des clients en contrat unique

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme des rémunérations du fournisseur EDF SEI par le GRD EDF SEI au titre de la gestion des clients en contrat unique. Le montant pris en compte au titre de l'année N correspond aux versements effectués l'année N au titre de la gestion des clients en contrat unique pour des périodes postérieures au 1^{er} janvier 2018.

3.2.1.8 Charges nettes d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal au montant cumulé de charges nettes d'exploitation au titre des catastrophes naturelles pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, 11,1 M€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 11,1 M€, aucun montant n'est donc pris en compte).

3.2.1.9 Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

EDF SEI peut demander, une fois par an, pour une prise en compte lors la définition du niveau définitif de dotation, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet, ou un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). Cette intégration est possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à 150 k€, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet, et pour des charges non prévues lors de la présente délibération. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets peuvent être ajoutés.

Les charges d'exploitation ainsi que les montants des incitations associées retenus à ce titre dans le calcul *ex post* du revenu autorisé sont déterminés par la CRE.

3.2.1.10 Prise en compte des charges évitées du fait de la réduction des pertes en lien avec le projet de comptage évolué

Le niveau de dotation supplémentaire au titre du projet de comptage évolué d'EDF SEI a été déterminé en tenant notamment compte des charges d'exploitation évitées du fait de la réduction du niveau des pertes de l'opérateur permise par le déploiement d'un tel compteur.

Le niveau des pertes ainsi évité est valorisé à la part production du tarif de vente (PPTV). Afin de prémunir EDF SEI contre toute évolution du niveau de la PPTV, sur laquelle l'opérateur ne peut agir, le niveau de charges d'exploitation

évitées du fait de la réduction du niveau des pertes de l'opérateur est égal au volume prévisionnel de pertes économisées valorisé à la PPTV effective.

En M€ courants	2018	2019	2020	2021
Valeurs prévisionnelles de la PPTV	63,52	65,05	66,61	68,21

3.2.2 Postes de recettes retenus pour le calcul ex post du revenu autorisé

3.2.2.1 Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé est égal aux recettes effectivement perçues par EDF SEI pour l'année *N* au titre des contributions liées au raccordement.

3.2.2.2 Ecarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes

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

- les recettes effectivement perçues par EDF SEI pour l'année *N* pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 16 novembre 2016 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ;
- les recettes qu'aurait perçues EDF SEI pour l'année *N* pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs prévus par la délibération du 16 novembre 2016 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité.

3.2.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative

3.2.3.1 Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué d'EDF SEI

Le montant de référence retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué d'EDF SEI, telles que définies par la délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'EDF SEI.

3.2.3.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation

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

La liste des indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation d'EDF SEI, en complément du mécanisme de pénalité pour les coupures longues définis dans la délibération tarifaire TURPE 5 HTA-BT, figure en annexe 2 de la présente délibération.

Les indicateurs d'EDF SEI relatifs aux durées et fréquences moyennes annuelles de coupure des utilisateurs raccordés en BT et à la durée moyenne annuelle de coupure des utilisateurs raccordés en HTA sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2018.

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

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

- dans la limite globale de $\pm 3,5$ M€, de la somme des trois incitations financières définies au paragraphe 2.1 de l'annexe 2 pour l'année considérée ;
- du montant cumulé versé par EDF SEI l'année considérée aux utilisateurs au titre du mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini dans la délibération tarifaire TURPE 5 HTA-BT, pour la seule part de ce montant dépassant, le cas échéant, le niveau de 5,4 M€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 5,4 M€, aucun montant n'est donc pris en compte).

3.2.3.3 Régulation incitative de la qualité de service

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

Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché, sont soumis à un système d'incitation financière. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2018. La CRE pourra, le cas échéant, introduire de nouvelles incitations financières, en fonction de l'évolution des performances constatées de la qualité de service.

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

Les listes des indicateurs de qualité de service d'EDF SEI définis pour la période 2018-2021, en complément de ceux définis par la délibération tarifaire TURPE 5 HTA-BT figurent en annexe 1 de la présente délibération.

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

3.2.3.4 Régulation incitative des pertes

A compter de l'année 2018, pour une année N donnée, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé d'EDF SEI, au titre de la régulation incitative des pertes est égal au montant suivant, dans la limite globale de 2 M€ :

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

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

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

- $P_{hist.}$ est le coût unitaire passé moyen d'achat des pertes par EDF SEI qui est de 61 €/MWh.

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

Les montants de référence pour les dépenses de R&D pris en compte pour la détermination des niveaux prévisionnels de dotation sont les suivants :

En M€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges d'exploitation de R&D	3,4	3,5	3,5	3,5

Les dépenses de R&D prévues mais non engagées en fin de période seront déduites du revenu autorisé d'EDF SEI en 2021. Ainsi, la CRE effectuera, en fin de période, un bilan des charges d'exploitation effectivement engagées par EDF SEI dans des projets de R&D, et restituera aux utilisateurs l'écart entre la trajectoire prévisionnelle d'une part et la trajectoire réalisée minorée des subventions d'autre part, si celui-ci est positif.

EDF SEI transmettra à la CRE, avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire N, un bilan au titre de l'année N-1, qui pourra faire l'objet d'un audit régulier. Les éventuels écarts annuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle devront être justifiés par EDF SEI dans le cadre du bilan annuel transmis à la CRE.

Un bilan annuel des projets de R&D d'EDF SEI sera transmis par EDF SEI à la CRE, avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire, au titre de l'année précédente incluant notamment les éléments suivants :

- une description des projets menés et des partenariats conclus, avec les dépenses associées et les résultats obtenus ;
- une liste des projets en cours et à venir avec les résultats attendus ;
- les montants dépensés sur l'année écoulée ;
- les prévisions de dépenses par année jusqu'à la fin de la période 2018-2021 ;
- le nombre d'équivalents temps plein associés aux programmes de R&D ;
- les soutiens et subventions perçus.

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

22 mars 2018

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel de la République française* et transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire ainsi qu'à Enedis.

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

Délibéré à Paris, le 22 mars 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 : INDICATEURS RELATIFS À LA QUALITÉ DE SERVICE

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

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

1. Indicateurs incités financièrement

(a) Taux de réponses 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> <ul style="list-style-type: none"> - 68 % du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 ; - 73 % du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 ; - 78 % du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 ; - 83 % du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021.
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 1000 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l’objectif de référence - Bonus : 1000 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l’objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 320 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d’objectif et d’incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l’ensemble de la période 2018-2021

(b) 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"> - 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"> - 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 :</u> <ul style="list-style-type: none"> - 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours.

	<ul style="list-style-type: none"> - Valeur plancher des incitations : - 57 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 2018-2021
--	--

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

Calcul	<i>(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre</i>
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs évolués relevés mensuellement
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<p><u>Objectifs envisagés :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 94,4 % du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 ; - 95,4 % du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 ; - 96 % du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 ; - 97 % du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021.
Incitations	<p><u>Incitations envisagées :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 5500 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 5500 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 308 k€ - Versement au travers du CRCP

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

Calcul	<i>Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ou dans le délai demandé par le client durant le trimestre / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre</i>
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs évolués relevés mensuellement
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<p><u>Objectif envisagés de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 90 % - du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 90 % - du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 90 % - du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 % <p><u>Objectif envisagés pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 74 % - du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 79 % - du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 85 % - du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 %
Incitations	<p><u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (121 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordement envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (121 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA au cours de l'année

	<p><u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> - Pénalités : (363 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Bonus : (363 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des propositions de raccordements envoyées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</p> <p>- Valeur plancher des incitations : ± 203 k€ - Versement au travers du CRCP</p>
--	---

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

Calcul	<u>Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de raccordements mis à disposition durant le trimestre</u>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage et en injection
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<p><u>Objectif envisagés de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> - du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 79 % - du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 83 % - du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 86 % - du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 %</p> <p><u>Objectif envisagés pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> - du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 49 % - du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 63 % - du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 76 % - du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021 : 90 %</p>
Incitations	<p><u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> - Pénalités : (182 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA au cours de l'année - Bonus : (182 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT ≤ 36 kVA au cours de l'année</p> <p><u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA</u> - Pénalités : (545€ x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année - Bonus : (545€ x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des raccordements BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA au cours de l'année</p> <p>- Valeur plancher des incitations : ± 427 k€ - 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
Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'EDF SEI	Nombre de rendez-vous replanifiés par EDF SEI (hors replanifications dans le délai catalogue) par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	2019
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure	Trimestrielle	2019



calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	ou égale à 5 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par EDF SEI / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre		
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

ANNEXE 2 : RÉGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITÉ 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. Événements exceptionnels

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

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

2. Continuité d'alimentation

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'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	<i>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</i>
--------	--



	$DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année } N} \text{Durées de coupures longues}^{16} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année } N}$
Périmètre	- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (DMC_{Nref}^{BT}) : du 1 ^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2021 : 329 minutes
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $173 \text{ k€}/\text{minute} \times (DMC_{Nref}^{BT} - DMC_N^{BT})$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

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

Calcul	<p><i>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.</i></p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année } N} \text{Durées de coupures longues}^{17} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année } N}$
Périmètre	- DMC_N^{HTA} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (DMC_{Nref}^{HTA}) : du 1 ^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2021 : 166 minutes
Incitations	- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $111 \text{ k€}/\text{minute} \times (DMC_{Nref}^{HTA} - DMC_N^{HTA})$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018

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

Calcul	<p><i>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC_N^{BT}), 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.</i></p> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année } N} \text{Nombre de coupures longues}^{18} \text{ et brèves}^{19} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année } N}$
Périmètre	- FMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées à la production d'électricité.
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle

¹⁶ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

¹⁷ Ibid.

¹⁸ Ibid.

¹⁹ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.



	<ul style="list-style-type: none">- Fréquence de remontée à la CRE : annuelle- Fréquence de publication : annuelle- Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- Objectif de référence (FMC_{Nref}^{BT}) : 1 ^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2021 : 5,59 coupures par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none">- Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $73 \text{ k€}/\text{coupure annuelle} \times (FMC_{Nref}^{BT} - FMC_N^{BT})$- Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2018