



DELIBERATION N° 2018-163

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 juillet 2018 portant décision sur les niveaux de dotation du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour GÉRÉDIS Deux-Sèvres 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 et Jean-Laurent LASTELLE, 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 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 Conseil d'Etat a prononcé le 9 mars 2018 l'annulation de ce tarif à compter du 1^{er} août 2018². Le TURPE 5 bis HTA-BT entre en vigueur à cette date, conformément à la délibération n° 2018-148 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire 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.

Cadre juridique actuel

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), dispose 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.* »

En sus du mécanisme de péréquation forfaitaire initial, ce même article du code de l'énergie a 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 desservent plus de 100 000 clients [...] peuvent [...] opter pour une péréquation de leurs coûts d'exploitation, établie à partir de l'analyse de leurs comptes et qui tient compte des particularités physiques de leurs réseaux ainsi que de leurs performances d'exploitation.* »

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* ».

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

² CE, 9 mars 2018, Société EDF, Société ENEDIS, Ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, Fédération CFE-CGC Énergies, n° 407516, 407547, 408809, 409065

Les modalités d'application de ce mécanisme de péréquation sont précisées par le décret n° 2017-847 du 9 mai 2017 relatif à la péréquation des charges de distribution d'électricité et codifiées aux articles R121-60 à R121-62 du code de l'énergie.

GÉRÉDIS Deux-Sèvres (ci-après GÉRÉDIS) ayant indiqué à la CRE son souhait de bénéficier de la péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes au titre des années 2016 et 2017, la CRE a fixé dans sa délibération du 27 septembre 2017³ les niveaux de dotations au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) alloués à cet opérateur sur cette période. Les niveaux de dotations s'élevaient à :

- 15 863 k€ au titre de l'année 2016 ;
- 16 704 k€ au titre de l'année 2017.

Pour ces deux années, les niveaux de charges totales s'élevaient respectivement à 80 188 k€ et 83 273 k€.

L'article 3 du décret n° 2017-847 susmentionné précise par ailleurs 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 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.

GÉRÉDIS a formalisé en juin 2017 son souhait de rester dans le mécanisme de péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes pour la période 2018-2021.

L'article R121-60 du code de l'énergie 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 GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité, ainsi que le cadre de régulation en vigueur sur cette même période.

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

GÉRÉDIS a transmis à la CRE le 3 octobre 2017 un dossier exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2018-2021, ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation. GÉRÉDIS a par ailleurs, à cette occasion, saisi la CRE de son projet de comptage évolué qui vise à déployer environ 150 000 compteurs sur la période 2019-2024.

GÉRÉDIS a ensuite transmis une mise à jour de ce dossier le 1^{er} juin 2018.

La prise en compte des derniers éléments du dossier adressé à la CRE par GÉRÉDIS conduirait la CRE à définir un niveau de dotation annuel moyen d'un montant de 17 517 k€. Ce niveau de dotation correspondrait à un niveau moyen annuel de charges supportées par l'opérateur sur la période 2018-2021 de 87 122 k€, en augmentation par rapport au niveau réalisé en 2017 de + 9,1 %.

Ces niveaux tiennent compte de certaines charges relatives au projet de comptage évolué de GÉRÉDIS anticipées par l'opérateur sur la période 2018-2021.

Pour déterminer les niveaux annuels de dotation du FPE pour la période 2018-2021, la CRE a mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par GÉRÉDIS en s'appuyant, notamment, sur les niveaux de productivité atteints par l'opérateur en 2016 et 2017.

La CRE a organisé une consultation publique qui s'est déroulée du 15 mars 2018 au 20 avril 2018 pour laquelle 5 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 de GÉRÉDIS.

Les analyses de la CRE la conduisent à retenir un niveau annuel moyen de dotations sur la période 2018-2021 s'élevant à 15 829 k€, en diminution de 2,8 % par rapport au niveau moyen annuel de dotation dont a bénéficié GÉRÉDIS sur la période 2016-2017. Ce niveau de dotation correspond à un niveau moyen annuel de charges supportées par l'opérateur sur la période 2018-2021 de 85 435 k€, en augmentation par rapport au niveau réalisé en 2017 de + 6,9 %.

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

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-220 du 27 septembre 2017 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour GÉRÉDIS Deux-Sèvres au titre des années 2016 et 2017

- d'un niveau annuel moyen de charges nettes d'exploitation s'élevant à 45 734 k€. Ce montant, qui tient compte d'un niveau annuel moyen d'ajustements retenus par la CRE de - 1 467 k€, est en augmentation de + 8,0 % par rapport au montant réalisé de 2017 ;
- d'un niveau annuel moyen de charges de capital de 39 918 k€, intégrant l'ensemble des prévisions d'investissements communiquées par GÉRÉDIS. Pour déterminer ce niveau, la CRE a retenu la même méthode de calcul des charges de capital que celle du TURPE 5 HTA-BT, reconduite dans le TURPE 5 bis HTA-BT, en adaptant les valeurs retenues sur certains paramètres. Ce montant est en augmentation de + 6,3 % par rapport au montant réalisé de 2017 ;
- de la régularisation de certains postes de charges et produits portant sur l'année 2017 s'élevant à - 867 k€ (soit - 217 k€ en moyenne par an sur la période 2018-2021). Ce montant est intégralement imputé aux charges de l'année 2018.

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 GÉRÉDIS un cadre de régulation proche de ceux actuellement en vigueur pour Enedis et EDF SEI, 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 ;
- un suivi des investissements hors 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 relatives aux 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 de GÉRÉDIS 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.

La CRE considère que le cadre de régulation mis en œuvre donne à GÉRÉDIS tous les moyens nécessaires pour répondre aux différents enjeux auxquels l'opérateur est confronté sur ses territoires, en particulier la transition énergétique.

Les niveaux de dotations définis dans la présente délibération tiennent compte des prévisions de mises en service d'actifs en lien avec le projet de comptage évolué de GÉRÉDIS et des provisions pour renouvellement associées. Une délibération ultérieure, dédiée au projet de comptage évolué de l'opérateur, prendra en compte d'éventuelles charges supplémentaires en lien avec ce projet afin de déterminer un niveau de dotation additionnel.

SOMMAIRE

1. METHODE	6
1.1 PRINCIPES GENERAUX.....	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
1.1.3 Cas particulier de l'année 2018	6
1.2 CADRE DE REGULATION INCITATIVE	7
1.2.1 Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement	7
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 des réseaux électriques intelligents	10
1.2.6 Compte de régularisation des charges et des produits.....	11
1.2.7 Clause de rendez-vous	12
2. PARAMETRES.....	12
2.1 DEMANDE DE GÉRÉDIS	12
2.2 ANALYSES DE LA CRE CONCERNANT LES CHARGES NETTES D'EXPLOITATION	13
2.2.1 Demande de GÉRÉDIS	13
2.2.2 Analyses et ajustements retenus par la CRE	14
2.3 CHARGES DE CAPITAL.....	19
2.3.1 Méthode de calcul des charges de capital.....	19
2.3.2 Dépenses d'investissement prévisionnelles	19
2.3.3 Niveau des assiettes de rémunération.....	20
2.3.4 Taux de rémunération	20
2.3.5 Niveau prévisionnel des charges de capital.....	21
2.4 CHIFFRE D'AFFAIRES PREVISIONNEL TURPE	22
2.5 AJUSTEMENT DU NIVEAU DE DOTATION POUR 2018 AU TITRE DES ECARTS PORTANT SUR L'ANNEE 2017	23
2.6 NIVEAUX DE CHARGES TOTALES ET DE DOTATIONS RESULTANTES SUR LA PERIODE 2018-2021.....	24
3. NIVEAUX DE DOTATION.....	26
3.1 NIVEAUX PREVISIONNELS.....	26
3.2 CALCUL DU SOLDE ANNUEL DU CRCP	26
3.2.1 Postes de charges retenus pour le calcul <i>ex post</i> du revenu autorisé.....	27
3.2.1.1 Charges nettes d'exploitation incitées	27
3.2.1.2 Valeur nette comptable des immobilisations démolies	28
3.2.1.3 Charges de capital.....	28
3.2.1.4 Charges relatives aux pertes	28
3.2.1.5 Charges relatives aux impayés correspondant au paiement du TURPE	28
3.2.1.6 Charges relatives aux redevances de concession.....	28
3.2.1.7 Charges relatives aux à la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique	28
3.2.1.8 Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents	28

3.2.1.9 Charges relatives au paiement du TURPE HTB pour les postes source de GÉRÉDIS	28
3.2.1.10 Charges relatives au raccordement des postes sources au réseau public de transport.....	29
3.2.2 Postes de recettes retenus pour le calcul <i>ex post</i> du revenu autorisé	29
3.2.2.1 Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement.....	29
3.2.2.2 Ecart de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes	29
3.2.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative	29
3.2.3.1 Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué de GÉRÉDIS	29
3.2.3.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation.....	29
3.2.3.3 Régulation incitative de la qualité de service	29
3.2.3.4 Régulation incitative des pertes	30
DECISION.....	31

1. METHODE

1.1 Principes généraux

La présente délibération détermine les niveaux de dotation du FPE pour GÉRÉDIS 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 GÉRÉDIS (cf. paragraphe 1.2.6), 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 GÉRÉDIS 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 :

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

avec :

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

Un écart négatif détermine le niveau de dotation qui est dû au GRD au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité.

Au contraire, un écart positif fixe le montant de contribution dont le GRD est redevable au titre de la péréquation des charges de distribution d'électricité.

Ce calcul est effectué à partir des données communiquées par GÉRÉDIS, 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 de GÉRÉDIS 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.

1.1.3 Cas particulier de l'année 2018

La délibération de la CRE du 27 septembre 2017 relative à la détermination des niveaux de dotation pour GÉRÉDIS au titre des années 2016 et 2017 prévoit que la détermination du niveau de dotation du FPE pour l'année 2018 de cet opérateur tienne compte des écarts entre :

- les niveaux estimés et réalisés des recettes issues de la perception du TURPE pour l'année 2017 ;
- les niveaux estimés et réalisés des charges de capital pour l'année 2017 ;
- les niveaux estimés et réalisés des charges d'accès au réseau public de transport (RPT) pour l'année 2017.

Les niveaux réalisés de ces charges et recettes ont été communiqués à la CRE par GÉRÉDIS le 20 avril 2018, à l'occasion de la clôture des comptes de l'opérateur. Ils sont détaillés au paragraphe 2.5 de la présente délibération.

1.2 Cadre de régulation incitative

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

Les niveaux annuels de dotation dont a bénéficié GÉRÉDIS jusqu'en 2015 étaient déterminés à partir d'une formule normative de péréquation. Ce cadre de régulation incitait GÉRÉDIS à maîtriser l'ensemble de ses charges dans la mesure où les niveaux annuels de dotation versés à GÉRÉDIS jusqu'à cette date s'appuyaient uniquement sur une évaluation forfaitaire de ses charges conformément aux dispositions des articles R.121-53 et R.121-55 du code de l'énergie. Les surcoûts (respectivement les économies) réalisés par GÉRÉDIS par rapport à ces trajectoires étaient donc intégralement supportés (respectivement conservés) par l'opérateur.

Pour la période 2016-2017, les niveaux de dotation pour GÉRÉDIS du FPE ont été déterminés par la CRE le 27 septembre 2017, soit trois mois seulement avant la fin de la période concernée, sur la base de l'analyse des comptes de l'opérateur. Dans ce contexte, la CRE a considéré qu'il n'était pas pertinent de définir un mécanisme de régulation incitative pour déterminer le niveau retenu de dotation pour cet opérateur sur cette période

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 et EDF SEI, en fixant des trajectoires prenant en compte les niveaux réellement atteints au cours des années 2016 et 2017. Les gains ou pertes supplémentaires que GÉRÉDIS 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 1.2.6.

Les trajectoires de charges d'exploitation pour la période 2018-2021 ont fait l'objet de prévisions de GÉRÉDIS, analysées par les services de la CRE. La CRE s'est appuyée, notamment, sur les niveaux de productivité atteints par GÉRÉDIS en 2016 et 2017 et a analysé les évolutions demandées par l'opérateur.

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 le 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 des TURPE 5 HTA-BT et TURPE 5 bis HTA-BT, Enedis est soumis à un mécanisme d'incitation à la maîtrise de ses 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 aériens et souterrains, 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.

La délibération de la CRE du 22 mars 2018 fixant les niveaux de dotation du FPE pour EDF SEI⁴ a, quant à elle, mis en œuvre un suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux de l'opérateur sans incitation financière.

Pour GÉRÉDIS, la présente délibération met en œuvre, comme pour EDF SEI, un suivi des coûts unitaires d'investissement sans incitation financière 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 GÉRÉDIS, 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

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2018-070 du 22 mars 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

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) de GÉRÉDIS 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 15 mars 2018 relative aux niveaux de dotation du FPE pour GÉRÉDIS sur la période 2018-2021, la CRE avait également envisagé la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors-réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier tertiaire ou les véhicules. Compte-tenu, d'une part, des retours de la consultation publique susmentionnée qui tendent à décrire ce mécanisme comme non-prioritaire pour GÉRÉDIS et, d'autre part, de la complexité de suivi d'un tel mécanisme alors que les enjeux financiers sont faibles, la présente délibération ne met pas en place un tel dispositif.

Elle met toutefois en œuvre un suivi du niveau des charges d'exploitation et des charges de capital relatives à l'immobilier tertiaire et aux véhicules. La CRE pourra ainsi disposer d'un historique dans l'éventuelle perspective de mettre en place un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors-réseaux » pour la période 2022-2025.

La CRE demande par ailleurs à GÉRÉDIS de réaliser un suivi précis de ses investissements. GÉRÉDIS 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 des TURPE 5 HTA-BT et TURPE 5 bis HTA-BT, la CRE a invité GÉRÉDIS 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.

S'agissant de la durée moyenne de coupure en BT, GÉRÉDIS ne comptabilise que les coupures liées à des incidents ou des travaux sur ses réseaux HTA. Le critère suivi par GÉRÉDIS est donc potentiellement biaisé à la baisse par rapport au critère suivi par Enedis. S'agissant de la fréquence de coupure en BT, GÉRÉDIS ne suit aucun indicateur.

Dans ce contexte, et en l'absence de données historiques se basant sur les définitions du TURPE, la présente délibération ne met en place ni d'incitation financière ni de cible sur les durées moyennes de coupure et les fréquences moyennes de coupure pour GÉRÉDIS.

La CRE demande toutefois à GÉRÉDIS de mettre en place un processus de collecte fiable d'ici début 2020 permettant de suivre les quatre indicateurs susmentionnés. La CRE pourra ainsi disposer d'un historique en vue d'introduire des objectifs incités financièrement dans le cadre de la période 2022-2025.

Dans le cadre d'une coupure d'un utilisateur de plus de cinq heures, les TURPE 5 HTA-BT et TURPE 5 bis HTA-BT prévoient que GÉRÉDIS 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, selon les modalités suivantes :

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

Ce même tarif prévoit la possibilité pour GÉRÉDIS, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel (cf. définition en annexe 2), de réduire les montants des pénalités applicables à un niveau égal à 10 % des montants susmentionnés afin de limiter son exposition financière. GÉRÉDIS a confirmé à la CRE que le facteur proportionnel de réduction mis en œuvre sur la période 2018-2021 dans ce cas est bien de 10 %. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel.

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

La couverture *ex ante* du dispositif est fixée à un montant de 160 k€ par an. Le plafond annuel au-delà duquel les sommes versées par GÉRÉDIS sont compensées *via* le CRCP est fixé à 340 k€.

Si GÉRÉDIS décide, lors de la période 2018-2021, de modifier le montant des pénalités versées aux clients coupés lors d'un événement exceptionnel, la CRE gardera la possibilité de modifier la couverture tarifaire de ce dispositif.

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, GÉRÉDIS, en tant qu'ELD desservant plus de 100 000 consommateurs, se voit appliquer un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service similaire à celui appliqué à EDF SEI. Les TURPE 5 HTA-BT et TURPE 5 bis HTA-BT ont maintenu le dispositif de suivi de la qualité de service de GÉRÉDIS 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.

GÉRÉDIS 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 GÉRÉDIS) ;
- 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 de GÉRÉDIS 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 et EDF SEI, 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 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.

La liste des indicateurs de qualité de service de GÉRÉDIS définis pour la période 2018-2021 figure 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 GÉRÉDIS. A titre d'exemple, le coût d'achat des pertes pour cet opérateur s'est élevé en 2017 à 5,05 M€, ce qui correspond à un volume de 121,13 GWh.

Pour la période 2013-2017, le taux de perte annuel moyen s'élève à 6,5 %.

La CRE observe que GÉRÉDIS 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.

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 de la période 2018-2021, le coût de l'énergie achetée par GÉRÉDIS 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 le 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.

Le gain ou la perte annuel potentiel pour GÉRÉDIS est plafonné à 240 k€.

1.2.5 Régulation incitative 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 déploiement des réseaux électriques intelligents, la CRE souhaite s'assurer que GÉRÉDIS dispose des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets, et que ces ressources sont utilisées efficacement.

La CRE considère que le mécanisme de FPE, à l'instar des dispositions introduites dans le TURPE 5 HTA-BT et reconduites dans le TURPE 5 bis HTA-BT, doit 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 GÉRÉDIS 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 15 k€ sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet, et pour des charges non prévues à ce stade. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourraient être ajoutés.

1.2.6 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 GÉRÉDIS 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 de GÉRÉDIS sont les suivants :

- les recettes issues de la perception du TURPE, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges liées au paiement du tarif d'accès au réseau public de transport pour les postes-source de GÉRÉDIS, 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 relatives aux pertes : les écarts entre la trajectoire prévisionnelle et les charges réelles de GÉRÉDIS sont pris en compte à 100 % ;
- les charges relatives au raccordement des postes source au réseau public de transport, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les redevances de concession versées par GÉRÉDIS 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 GÉRÉDIS 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 GÉRÉDIS 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 GÉRÉDIS des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;

- 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) ;
- les incitations financières résultant des mécanismes de régulation incitative suivants :
 - 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 de GÉRÉDIS, telles qu'elles seront définies dans une délibération ultérieure de la CRE.

1.2.7 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 aux clauses prévues pour Enedis et EDF SEI.

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 du FPE pour les années 2020 et 2021 pourra être modifiée après cet examen.

2. PARAMETRES

2.1 Demande de GÉRÉDIS

GÉRÉDIS a transmis à la CRE sa demande de dotation du FPE par courrier en date du 3 octobre 2017.

Cette demande, décrite dans la consultation publique du 15 mars 2018, a été complétée par une demande modificative le 1^{er} juin 2018, dont les principales modifications concernent l'intégration de charges de capital et de charges nettes d'exploitation associées au projet de comptage évolué de l'opérateur d'une part, et de charges de capital relatives aux investissements « hors réseaux » d'autre part, pour un montant cumulé de + 4,4 M€ en moyenne par an sur 2018-2021.

Les éléments contenus dans la demande mise à jour de GÉRÉDIS conduisent à des niveaux de dotation, y compris projet de comptage évolué, détaillés dans le tableau ci-après :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Chiffre d'affaires TURPE (A)	66 815	68 444	70 685	72 479	69 605
Charges de capital (B)	39 387	39 268	40 233	40 796	39 921
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par GÉRÉDIS (C) = (A) - (B)	27 428	29 176	30 452	31 683	29 684
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par GÉRÉDIS (D) (demande de GÉRÉDIS)	47 116	46 911	46 691	48 087	47 201
Niveau de dotation (E) = (D) - (C) (demande mise à jour de GÉRÉDIS)	19 688	17 735	16 239	16 404	17 517

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

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

2.2.1 Demande de GÉRÉDIS

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles pour la période 2018-2021 présentées par GÉRÉDIS dans sa demande mise à jour au 1^{er} juin 2018 s'élèvent à 47 201 k€ en moyenne par an, en hausse de + 428 k€ en moyenne par an par rapport à la trajectoire présentée dans la consultation publique :

En k€ courants	2016 réalisé (GRD léger)	2017 réalisé (GRD lourd)	2018 (GRD lourd)	2019 (GRD lourd)	2020 (GRD lourd)	2021 (GRD lourd)	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation - demande modificative du 1 ^{er} juin 2018	49 378	42 346	47 116	46 911	46 691	48 087	47 201
Evolution		- 14,1 %	+ 11,3 %	- 0,4 %	- 0,5 %	+ 3,0 %	

Les principales modifications apportées par GÉRÉDIS depuis la consultation publique dans l'évaluation des charges nettes d'exploitation prévisionnelles pour la période 2018-2021 sont les suivantes :

- l'intégration des charges nettes d'exploitation associées au projet de comptage évolué à hauteur de + 319 k€ en moyenne par an ;
- la mise à jour de certaines trajectoires de charges et produits à la lumière du réalisé 2017, non disponible au moment de la consultation publique, avec un impact net de + 110 k€ en moyenne par an.

La demande de GÉRÉDIS conduirait en 2018 à une hausse par rapport aux dépenses réalisées en 2017 de + 4 770 k€, soit une hausse de + 11,3 %. Sur la période 2018-2021, les charges nettes d'exploitation évoluent en moyenne de + 0,7 % par an.

Comme détaillé dans la consultation publique du 15 mars 2018, l'opérateur justifie l'ampleur de la hausse entre 2017 et 2018 par une année 2017 atypique avec notamment des autres produits significatifs et non récurrents venant réduire le niveau global des charges nettes d'exploitation.

2.2.2 Analyses et ajustements retenus par la CRE

Comme indiqué dans la délibération du 27 septembre 2017, les données relatives à l'année 2016 ne sont pas comparables à celles des années suivantes. En effet, GÉRÉDIS était organisé jusqu'au 31 décembre 2016 en « GRD léger » et, à ce titre, sous-traitait à sa maison mère SEOLIS des prestations de services techniques liées aux opérations d'entretien, de maintenance du réseau ou encore d'interventions sur les compteurs. A compter du 1^{er} janvier 2017, SEOLIS a procédé au transfert complet de ces activités à GÉRÉDIS. Compte tenu de ces évolutions, une nouvelle convention de prestations de services techniques a été formalisée, remplaçant la précédente convention, aux termes de laquelle GÉRÉDIS s'engage dorénavant à fournir à SEOLIS certains services techniques en contrepartie du versement d'une somme précisée dans la convention.

La CRE s'est ainsi appuyée sur les données constatées de l'exercice 2017 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 de GÉRÉDIS au cours de la période 2018-2021.

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

- sur les données issues de la comptabilité générale de GÉRÉDIS en 2017 ;
- sur les hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2018 à 2021 communiquées par GÉRÉDIS ;
- sur les réponses à la consultation publique de la CRE du 15 mars 2018 : cinq acteurs se sont prononcés sur le niveau des dotations du FPE pour la période 2018-2021 et sur le cadre de régulation associé.

Les analyses de la CRE conduisent à retenir un niveau d'ajustement annuel moyen de - 1 467 k€ sur la période 2018-2021 :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Charges nettes d'exploitation - demande modificative du 1 ^{er} juin 2018	47 116	46 911	46 691	48 087	47 201
<i>Dont charges nettes d'exploitation hors projet de comptage évolué</i>	46 921	46 569	46 282	47 759	46 883
<i>Dont projet de comptage évolué</i>	195	342	409	328	319
Ajustements retenus par la CRE	- 1 325	- 1 484	- 1 564	-1 496	- 1 467
<i>Dont charges nettes d'exploitation hors projet de comptage évolué</i>	- 1 130	- 1 142	- 1 155	- 1 168	- 1 149
<i>Dont projet de comptage évolué</i>	- 195	- 342	- 409	- 328	- 319
Charges nettes d'exploitation retenues par la CRE	45 792	45 427	45 127	46 591	45 734

Les ajustements retenus par la CRE sont présentés successivement dans les paragraphes ci-après.

Trajectoires retenues hors projet de comptage évolué :

- Achats liés au système électrique

Les achats liés au système électrique correspondent aux achats de pertes et aux charges d'accès au réseau de transport.

L'ajustement identifié porte sur les achats de pertes dont les niveaux prévisionnels dans la demande de GÉRÉDIS ne tenaient pas suffisamment compte du niveau réalisé 2017 où l'opérateur a pu bénéficier de remises sur achats. La trajectoire retenue par la CRE est la suivante :

En k€ courants	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande de GÉRÉDIS	20 452	21 100	21 330	21 513	21 493	21 359
Ajustement poste à poste		- 376	- 376	- 376	- 376	- 376
Trajectoire retenue par la CRE		20 724	20 954	21 137	21 117	20 983

o Achats et services externes

Ce poste intègre les travaux commandés par le Syndicat Intercommunal d'Énergie des Deux-Sèvres (SIÉDS) à GÉRÉDIS dans le périmètre des extensions dont le SIÉDS exerce la maîtrise d'ouvrage (opérations de raccordement HTA des installations de production EnR et opérations subventionnées, notamment dans le cadre des programmes FACE), ainsi que d'autres achats et services externes (notamment les consommations et frais généraux de l'entreprise, les services sous-traités par GÉRÉDIS à des prestataires externes et à SEOLIS dans le cadre de la convention de prestations de services administratifs).

L'ajustement identifié porte sur des dépenses de sous-traitance prévisionnelles insuffisamment justifiées par l'opérateur. La trajectoire retenue par la CRE est la suivante :

En k€ courants	2017 Réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande de GÉRÉDIS	23 004	25 231	21 730	26 690	25 215	24 716
Ajustement poste à poste		- 51	- 51	- 52	- 53	- 52
Trajectoire retenue par la CRE		25 180	21 679	26 638	25 162	24 664

o Charges de personnel

Les charges de personnel comprennent notamment les salaires bruts, les charges sociales et la participation des salariés.

Aucun ajustement n'est proposé sur ce poste. La trajectoire de charges de personnel retenue se présente comme suit :

En k€ courants	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande de GÉRÉDIS	13 487	13 128	13 583	13 890	13 985	13 647
Ajustement poste à poste		-	-	-	-	-
Trajectoire retenue par la CRE		13 128	13 583	13 890	13 985	13 647

o Impôts et taxes

Les impôts et taxes sont composés de la contribution au FACE, de la CVAE, de la contribution sociale de solidarité, de taxes assises sur la masse salariale et d'autres impôts et taxes.

La trajectoire retenue par la CRE n'intègre aucun ajustement :

En k€ courants	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 – 2021
Demande de GÉRÉDIS	3 707	3 757	3 841	3 964	4 083	3 911
Ajustement poste à poste		-	-	-	-	-
Trajectoire retenue par la CRE		3 757	3 841	3 964	4 083	3 911

o Autres charges d'exploitation

Ce poste intègre les redevances de concessions, les dotations brutes pour risques et charges (droits spécifiques, indemnité de fin de carrière, provision pour dépréciation de créances clients) et les autres charges d'exploitation (notamment les pertes sur créances irrécouvrables).

La trajectoire retenue par la CRE n'intègre aucun ajustement :

En k€ courants	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 – 2021
Demande de GÉRÉDIS	4 184	4 785	4 884	4 992	5 095	4 939
Ajustement poste à poste		-	-	-	-	-
Trajectoire retenue par la CRE		4 785	4 884	4 992	5 095	4 939

o Production stockée et immobilisée

La production immobilisée et stockée correspond à la masse salariale et au matériel affectés aux programmes d'investissement ainsi qu'aux éventuelles prestations externes associées.

Un ajustement annuel moyen de 645 k€ sur 2018-2021 a été retenu dans la mesure où la justification apportée par l'opérateur pour justifier l'évolution à la baisse de ces produits par rapport à 2017 était incohérente avec la trajectoire des autres postes de charges présentées par l'opérateur.

La trajectoire retenue par la CRE se présente ainsi comme suit :

En k€ courants	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 – 2021
Demande de GÉRÉDIS	- 2 141	- 1 540	- 1 565	- 1 591	- 1 618	- 1 578
Ajustement poste à poste		- 629	-639	- 650	- 661	- 645
Trajectoire retenue par la CRE		- 2 169	- 2 204	- 2 241	- 2 279	- 2 223

o Autres produits

Les autres produits incluent les sous-postes suivants :

- o les produits au titre des travaux réalisés pour le compte du SIEDS (opérations de raccordement HTA des installations de production EnR et opérations subventionnées, notamment dans le cadre des programmes FACE) ;
- o les contributions perçues sur raccordement versées par les demandeurs de raccordement, dans le cadre notamment du développement des productions EnR ;
- o les produits divers : les prestations annexes et diverses, les prestations vendues à SEOLIS dans le cadre des activités gaz, éclairage public et mobilité électrique, les reprises de provisions et les autres produits divers de gestion.

La trajectoire retenue par la CRE tient compte d'un ajustement moyen annuel sur la période 2018-2021 de 236 k€ en lien avec la décroissance de certains produits insuffisamment justifiée par l'opérateur :

En k€ courants	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande de GÉRÉDIS	- 20 347	- 19 540	- 17 234	- 23 175	- 20 494	- 20 111
Ajustement poste à poste		- 234	- 235	- 237	- 238	- 236
Trajectoire retenue par la CRE		- 19 774	- 17 469	- 23 412	- 20 732	- 20 347

- Indemnisation des consommateurs au titre des coupures longues

Comme indiqué au paragraphe 1.2.2., la CRE met en place un dispositif d'indemnisation des consommateurs au titre des coupures longues. Afin d'assurer une neutralité de ce dispositif, la CRE prévoit une couverture *ex ante* d'un montant de 160 k€ par an. Ces charges n'ayant pas été intégrées dans la demande de GÉRÉDIS, la CRE retient un ajustement au bénéfice de l'opérateur d'un montant de 160 k€ par an sur la période 2018-2021.

Charges nettes d'exploitation liées au projet de comptage évolué

GÉRÉDIS a évalué les charges nettes d'exploitation liées au projet de comptage évolué à 319 k€ en moyenne par an sur la période 2018-2021. Ces charges nettes d'exploitation sont la résultante :

- des charges de fonctionnement additionnelles liées au projet (notamment frais de maintenance des systèmes d'information, surcoût lié à la pose de compteur évolué lors de la première mise en service, surcoût des relèves restantes, etc.) ;
- des économies générées par le projet (notamment économies sur la relève).

Ces charges nettes d'exploitation n'ont pas été auditées par la CRE. En effet, la CRE publiera ultérieurement une délibération portant décision sur le projet de comptage évolué de GÉRÉDIS. Pour déterminer le niveau de dotations supplémentaires dont bénéficiera GÉRÉDIS au titre de ce projet, la CRE en analysera les coûts en s'appuyant notamment sur les résultats d'une étude technico-économique qui doit intervenir sur le second semestre 2018.

En conséquence, ces charges nettes d'exploitation n'ont pas été intégrées dans la trajectoire retenue.

En k€ courants	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Demande de GÉRÉDIS	-	195	342	409	328	319
Ajustement poste à poste		- 195	- 342	- 409	- 328	- 319
Trajectoire retenue par la CRE		-	-	-	-	-

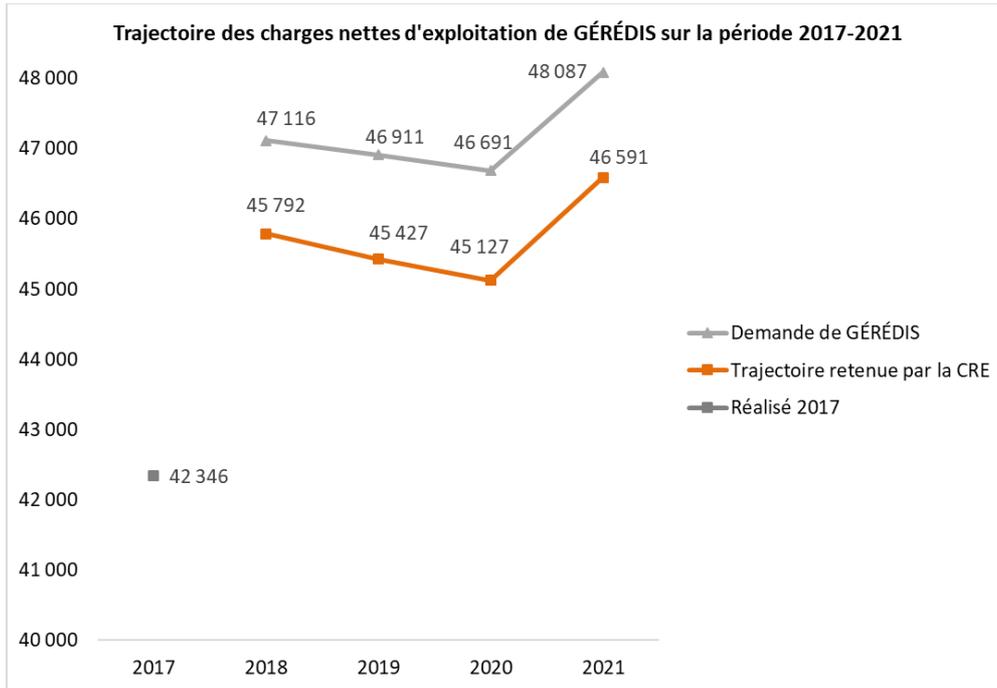
Les charges d'exploitation supplémentaires au titre du projet de comptage évolué de GÉRÉDIS retenues par la CRE à la suite de l'étude technico-économique seront prises en compte pour déterminer le niveau de dotations additionnelles.

Synthèse des ajustements retenus :

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

En k€ courants	2017 réalisé	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018 - 2021
Charges nettes d'exploitation – de- mande modificative du 1^{er} juin 2018	42 346	47 116	46 911	46 691	48 087	47 201
Ajustements hors projet de comptage évolué		- 1 130	- 1 142	- 1 155	- 1 168	- 1 149
<i>Dont achats liés au système électrique</i>		- 376	- 376	- 376	- 376	- 376
<i>Dont achats et services externes</i>		- 51	- 51	- 52	- 53	- 52
<i>Dont production immobilisée et stockée</i>		- 629	-639	- 650	- 661	- 645
<i>Dont autres produits</i>		- 234	- 235	- 237	- 238	- 236
<i>Dont indemnisations au titre des cou- pures longues</i>		+ 160	+ 160	+ 160	+ 160	+ 160
Ajustement sur projet de comptage évolué		- 195	- 342	- 409	- 328	- 319
Charges nettes d'exploitation après ajustements retenus par la CRE	42 346	45 792	45 427	45 127	46 591	45 734
<i>Evolution (%)</i>		+ 8,1 %	- 0,8 %	- 0,7 %	+ 3,2 %	

Charges nettes d'exploitation totale (demande mise à jour de GÉRÉDIS - en k€ courants)



2.3 Charges de capital

2.3.1 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 GÉRÉDIS pour les années 2018 à 2021, sur la méthode de calcul des charges de capital prévue dans le tarif TURPE 5 HTA-BT et reconduite dans le tarif TURPE 5 bis HTA-BT définissant le niveau prévisionnel de charges de capital d'Enedis pour les années 2018 à 2020.

2.3.2 Dépenses d'investissement prévisionnelles

Les dépenses prévisionnelles de GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 sont les suivantes :

Dépenses d'investissement prévisionnelles (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Raccordement	5 360	4 870	4 870	4 870	4 993
HTA	10 265	11 400	11 864	14 491	12 005
Postes sources (hors raccordement HTB et hors S3REnR)	4 972	1 495	1 900	3 900	3 067
Postes sources S3REnR	-	3 000	4 000	8 200	3 800
Divers	2 038	2 487	2 391	1 850	2 192
Hors réseaux	2 439	1 667	1 984	1 364	1 864
TOTAL – Hors comptage évolué	27 919	25 074	24 919	27 009	34 675
Comptage évolué	1 738	1 330	3 943	6 722	3 433
TOTAL	26 813	26 249	30 952	41 397	31 353

Ces trajectoires intègrent principalement les chantiers HTA, les dépenses de raccordement et l'impact des schémas S3REnR.

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

2.3.3 Niveau des assiettes de rémunération

La base d'actifs régulés (BAR) de GÉRÉDIS est constituée des immobilisations corporelles et incorporelles (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 de GÉRÉDIS, les subventions d'investissement et les emprunts financiers.

Ainsi, les niveaux prévisionnels de la base d'actifs régulés (BAR), des capitaux propres régulés (CPR) et des emprunts financiers pris en compte dans le calcul des charges de capital de GÉRÉDIS pour les années 2018 à 2021 sont les suivants :

Au 01/01/N (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
BAR	466 981	490 868	513 351	540 676	502 969
CPR	38 517	39 776	40 446	46 033	41 193
Emprunts financiers	1 575	1 350	1 125	900	1 238

Les niveaux présentés dans le tableau ci-dessus tiennent compte des prévisions de mises en service en lien avec le projet de comptage évolué de GÉRÉDIS et des provisions pour renouvellement associées.

2.3.4 Taux de rémunération

La CRE retient les niveaux suivants pour les paramètres financiers intervenant dans le calcul de la rémunération de GÉRÉDIS :

Paramètres financiers	2018-2021
Taux sans risque nominal	2,7 %
Bêta de l'actif	0,34
Prime de risque de marché	5,0 %

Les niveaux retenus pour les paramètres financiers s'appuient sur les niveaux retenus dans le tarif TURPE 5 HTA-BT, reconduits dans le TURPE 5 bis HTA-BT.

La CRE retient des niveaux des paramètres relatifs à l'imposition sur les sociétés qui tiennent compte des modifications introduites par la loi de finances pour 2018. Les niveaux de ces 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	100 %

Le taux d'imposition prend en compte la moyenne du taux normal d'imposition applicable à GÉRÉDIS sur la période 2018-2021 et l'impact de la contribution sociale sur les bénéfices. Le taux de déductibilité fiscale des charges financières nettes correspond au taux applicable à GÉRÉDIS 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 de GÉRÉDIS 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	2,7 %

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

2.3.5 Niveau prévisionnel des charges de capital

Le niveau prévisionnel des charges de capital pour les années 2018 à 2021 est présenté ci-dessous :

Charges de capital (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Application de la marge sur actif	11 675	12 272	12 834	13 517	12 574
Rémunération des capitaux propres régulés	1 502	1 551	1 577	1 795	1 607
Rémunération des emprunts financiers	43	36	30	24	33
Dotations nettes aux amortissements	4 136	4 443	4 756	5 049	4 596
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement	22 027	20 961	21 033	20 409	21 108
Charges de capital	39 382	39 264	40 230	40 795	39 918

Dans la consultation publique du 15 mars 2018, la CRE indiquait son souhait de traiter tarifairement de manière séparée le projet de comptage évolué de GÉRÉDIS des autres projets et envisageait ainsi de tenir compte, dans une délibération *ad hoc*, des charges de capital additionnelles associées à ce projet. Après analyse, et afin de tenir compte dès à présent de la comptabilisation de provisions pour renouvellement au titre du projet de comptage évolué, la CRE s'aligne sur le traitement comptable retenu par l'opérateur qui conduit à tenir compte dans la présente délibération :

- d'une part, des prévisions de mises en service d'actifs en lien avec le projet de comptage évolué ;
- d'autre part, des provisions pour renouvellement associées à ce projet (notamment des dotations nettes de l'ordre de 3,6 M€ par an en moyenne).

La CRE sera attentive à ce que le résultat de l'étude technico-économique portant sur le projet de comptage évolué prévue sur le deuxième semestre de l'année 2018 soit retranscrit dans l'évaluation des provisions pour renouvellement constatées par l'opérateur dans ses comptes.

2.4 Chiffre d'affaires prévisionnel TURPE

GÉRÉDIS 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 de 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 GÉRÉDIS sont les suivantes :

- + 0,5 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour le nombre de sites en soutirage :

Nombre de sites raccordés	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	150 988	151 788	152 588	153 388
BT > 36 kVA	1 805	1 805	1 805	1 805
HTA	512	512	512	512
TOTAL	153 305	154 105	154 905	155 705

- + 4,6 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour le nombre de sites en injection :

Nombre de sites raccordés	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	3 514	3 674	3 834	3 994
BT > 36 kVA	306	326	346	366
HTA	52	55	63	68
TOTAL	3 872	4 055	4 243	4 428

- + 0,5 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour les puissances souscrites en soutirage :

Puissances souscrites (kW)	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	1 386 731	1 394 731	1 402 731	1 410 731
BT > 36 kVA	143 146	143 146	143 146	143 146
HTA	174 071	174 071	174 071	174 071
TOTAL	1 703 948	1 711 948	1 719 948	1 727 948

- + 1,2 % / 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	973 623	983 477	999 751	1 008 399
BT > 36 kVA	194 560	196 606	199 698	201 723
HTA	643 595	650 352	660 529	667 346
TOTAL	1 811 778	1 830 435	1 859 979	1 877 469

La présente délibération prend en compte l'intégralité des prévisions proposées par GÉRÉDIS en termes d'évolutions du nombre de consommateurs et de producteurs 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 k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
TOTAL	66 815	68 444	70 685	72 479	69 605

2.5 Ajustement du niveau de dotation pour 2018 au titre des écarts portant sur l'année 2017

Conformément à ce qui est présenté au paragraphe 1.1.3, la détermination du niveau de dotation du FPE pour l'année 2018 pour GÉRÉDIS tient compte des écarts entre :

- les niveaux estimés et réalisés des recettes issues de la perception du TURPE pour l'année 2017 ;
- les niveaux estimés et réalisés des charges de capital pour l'année 2017 ;
- les niveaux estimés et réalisés des charges d'accès au RPT pour l'année 2017.

Les niveaux réalisés des recettes issues de la perception du TURPE, des charges de capital ainsi que des charges d'accès au RPT au titre de l'année 2017 ont été communiqués à la CRE par GÉRÉDIS le 20 avril 2018, à l'occasion de la clôture des comptes de l'opérateur.

En k€ courants	2017 Estimé*	2017 Réalisé	Ecart
Recettes issues de la perception du TURPE	- 66 569	- 65 121	+ 1 448
Charges de capital	36 082	37 539	+ 1 457
Charges d'accès au RPT	14 275	15 403	+ 1 128
TOTAL	-	-	+ 4 033

*Montants estimés pris en compte dans la délibération du 27 septembre 2017 pour la détermination des dotations FPE au titre de l'année 2017

En application de la délibération n°2017-220 du 27 septembre 2017, + 4 033 k€ sont restitués à GÉRÉDIS.

Si GÉRÉDIS a été sous-couvert sur ces postes à hauteur de 4 033 k€, l'opérateur a, dans le même temps, battu très nettement la trajectoire de charges nettes d'exploitation, hors charges d'accès au RPT, à hauteur de 5 974 k€ :

En k€ courants	2017 Estimé*	2017 Réalisé	Ecart
Charges nettes d'exploitation, hors charges d'accès au RPT	32 917	26 943	- 5 974

*Montants estimés pris en compte dans la délibération du 27 septembre 2017 pour la détermination des dotations FPE au titre de l'année 2017

L'opérateur justifie cet écart significatif entre le prévisionnel et le réalisé 2017 par le peu de recul dont il disposait en tant que « GRD lourd » au moment de la délibération du 27 septembre 2017, comme explicité au paragraphe 2.2.2. Compte tenu de l'ampleur et des causes de cet écart, non liées à la performance du GRD, et sur la base d'une analyse poste par poste, GÉRÉDIS a proposé que - 4 900 k€ soient restitués aux utilisateurs.

Le montant net de - 867 k€ (i.e. + 4 033 k€ - 4 900 k€) est ainsi pris en compte pour construire les trajectoires présentées au paragraphe 2.6.

2.6 Niveaux de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021

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

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Chiffre d'affaires TURPE (A)	66 815	68 444	70 685	72 479	69 605
Charges de capital (B)	39 382	39 264	40 230	40 795	39 918
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par GÉRÉDIS (C) = (A) - (B)	27 433	29 180	30 455	31 684	29 688
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par GÉRÉDIS (D)	45 792	45 427	45 127	46 591	45 734
Prise en compte du réalisé 2017 (E)	- 867	-	-	-	- 217
Niveau de dotation prévisionnel (F) = (D) - (C) + (E)	17 492	16 247	14 672	14 907	15 829
Niveau de charges totales (G) = (B) + (D) + (E)	84 307	84 691	85 357	87 386	85 435

Le niveau annuel moyen de charges prévisionnelles à couvrir sur la période 2018-2021 est en augmentation de + 6,9 % par rapport au niveau réalisé en 2017 et le niveau annuel moyen de dotations prévisionnelles sur la période 2018-2021 est en diminution de - 5,2 % par rapport au niveau de dotation perçu par GÉRÉDIS au titre de l'année 2017.

3. NIVEAUX DE DOTATION

3.1 Niveaux prévisionnels

Les niveaux annuels de dotation de GÉRÉDIS au titre du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour la période 2018-2021 sont les suivants :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Niveau de dotation*	17 492	16 247**	14 672**	14 907**	15 829

* Ces niveaux de dotations tiennent compte des charges de capital prévisionnelles en lien avec le projet de comptage évolué de GÉRÉDIS.

** Niveaux prévisionnels.

3.2 Calcul du solde annuel du CRCP

Les niveaux annuels définitifs de dotation 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 de GÉRÉDIS calculé *ex post* au titre de l'année N-1 ;
- les recettes réelles issues de la perception du TURPE et des dotations prévisionnelles reçues du FPE pour l'année N-1.

Pour chaque année de la période 2018-2021, 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 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 montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents ;
 - les charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source de GÉRÉDIS ;
 - les charges relatives au raccordement des postes sources au réseau public de transport ;
- 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 futur projet de comptage évolué de GÉRÉDIS ;
 - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
 - la régulation incitative de la qualité de service ;
 - la régulation incitative des pertes.

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 des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique ;
- des charges liées au paiement du TURPE HTB pour les postes source de GÉRÉDIS ;
- des charges relatives au raccordement des postes sources au réseau public de transport.

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 k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation	45 792	45 427	45 127	46 591
Contributions des utilisateurs reçues au titre du raccordement	4 469	4 230	4 294	4 359
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	0	0	0	0
Pertes	- 5 326	- 5 390	- 5 488	- 5 549
Redevances de concession	- 3 325	- 3 392	- 3 460	- 3 529
Impayés correspondant au paiement du TURPE	- 311	- 318	- 329	- 337
Rémunération des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique	0	0	0	0
Charges d'accès au réseau public de transport	- 15 397	- 15 564	- 15 649	- 15 568
Charges relatives au raccordement des postes sources au réseau public de transport	0	0	0	0
Charges nettes d'exploitation incitées	25 902	24 993	24 495	25 967

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 N-2 et l'année N-1	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.

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

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Valeurs prévisionnelles pour les charges de capital	39 382	39 264	40 230	40 795

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 GÉRÉDIS 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 GÉRÉDIS des impayés pour la part correspondant au paiement du TURPE, portant sur des consommations postérieures au 1^{er} janvier 2016 pour des consommateurs bénéficiant d'offres de marché ou de 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 GÉRÉDIS l'année N aux autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité.

3.2.1.7 Charges relatives aux à la rémunération des fournisseurs 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 des fournisseurs par GÉRÉDIS 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 Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

GÉRÉDIS 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 15 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.

3.2.1.9 Charges relatives au paiement du TURPE HTB pour les postes source de GÉRÉDIS

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux charges liées au paiement du TURPE HTB par GÉRÉDIS.

3.2.1.10 Charges relatives au raccordement des postes sources au réseau public de transport

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux charges de GÉRÉDIS liées au raccordement des postes sources au réseau public de transport.

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 GÉRÉDIS 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 GÉRÉDIS 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 GÉRÉDIS 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 de GÉRÉDIS

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 de GÉRÉDIS, telles qu'elles seront définies dans une délibération ultérieure de la CRE qui portera décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GÉRÉDIS.

3.2.3.2 Régulation incitative de la continuité d'alimentation

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

La liste des indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation de GÉRÉDIS, en complément du mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini dans la délibération tarifaire TURPE 5 HTA-BT et reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT, figure en annexe 2 de la présente délibération.

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

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de GÉRÉDIS, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal au montant cumulé versé par GÉRÉDIS 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 340 k€ (lorsque le montant cumulé est inférieur à 340 k€, 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 GÉRÉDIS sur les domaines clés de l'activité des opérateurs. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par GÉRÉDIS. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité de service mis en place pour GÉRÉDIS 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 de GÉRÉDIS pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

La liste des indicateurs de qualité de service de GÉRÉDIS définis pour la période 2018-2021 figure en annexe 1 de la présente délibération.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de GÉRÉDIS, 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 de GÉRÉDIS, au titre de la régulation incitative des pertes est égal au montant suivant, dans la limite globale de 240 k€ :

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

Où :

- $V_{réel}$ est le volume de perte annuel constaté *ex post* ;
- $V_{réf.}$ est le volume de référence de pertes, établi à partir du taux historique (6,5 %). Ce taux pourra être corrigé d'un facteur de réduction de pertes afin de tenir compte des effets du futur déploiement des compteurs communicants

$$V_{réf.} = 6,5 \% \times \text{énergie injectée pour l'année } N$$

- $P_{réel.}$ est le coût unitaire réel d'achat des pertes par GÉRÉDIS au titre de l'année N.

DECISION

La méthode utilisée pour établir les niveaux de dotation du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour GÉRÉDIS au titre des années 2018 à 2021 décrite dans la présente délibération, les différents paramètres associés et les niveaux résultant tels que décrits respectivement dans les parties 2 et 3 de cette même délibération sont ainsi décidés.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE, notifiée à GÉRÉDIS et transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire, ainsi qu'à Enedis.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française.

Délibéré à Paris, le 19 juillet 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 : INDICATEURS RELATIFS A LA QUALITE DE SERVICE

Les dispositions de la présente annexe ne s’opposent pas à la transmission par GÉRÉDIS 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.

En complément du mécanisme de régulation défini par le TURPE 5 HTA-BT pour GÉRÉDIS et reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT, la CRE introduit, d’une part, cinq incitations financières et, d’autre part, le suivi de trois nouveaux indicateurs sans incitation financière.

Cette annexe détaille les indicateurs qui font l’objet d’un suivi sur la période 2018-2021 pour GÉRÉDIS soit, au total, six indicateurs donnant lieu à incitations financières et six indicateurs non incités financièrement.

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

Libellés indicateurs incités financièrement	Caractéristiques et objectifs modifiables au cours de la période 2018-2021
Rendez-vous planifiés non respectés par GÉRÉDIS	Non
Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires	Non
Nombre de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	Non
Taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l’année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA	Oui
Taux de respect de l’envoi de proposition de raccordement dans le délai de la procédure ou dans le délai demandé	Oui
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	Oui

1. Indicateurs incités financièrement

(a) Rendez-vous planifiés non respectés par GÉRÉDIS

Calcul	<i>Nombre rendez-vous planifiés non respectés par GÉRÉDIS ayant donné lieu au versement d’une pénalité par GÉRÉDIS durant le trimestre, par catégorie d’utilisateurs</i>
Périmètre	- Tous rendez-vous programmés donc validés par GÉRÉDIS - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d’un agent de GÉRÉDIS et nécessitant la présence de l’utilisateur, non respectés du fait de GÉRÉDIS
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l’opérateur sont indemnisés

Incitations	Montant de pénalités identique à celui facturé par GÉRÉDIS en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du client ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.)
--------------------	---

(b) 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 GÉRÉDIS / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou <i>via</i> les fournisseurs 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 GÉRÉDIS
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"> - 84 % du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 ; - 87 % du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 ; - 90 % du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 ; - 93 % du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021.
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 44 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 44 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 7 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) 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 GÉRÉDIS</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs ou <i>via</i> les fournisseurs 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 GÉRÉDIS
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 <i>via</i> les fournisseurs, 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. - Valeur plancher des incitations : - 1,6 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

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

Calcul	<u>(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre</u>
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs évolués relevés mensuellement
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectifs envisagés :</u> 99,0 % du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2021.
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : 675 € par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence - Bonus : 675 € par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence - Valeur plancher des incitations : ± 6,5 k€ Versement au travers du CRCP

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

Calcul	<u>Nombre de propositions de raccordement envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) ou dans le délai demandé par le client durant le trimestre / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre</u>
Périmètre	- Tous les raccordements en soutirage ou 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	<u>Objectif envisagés de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2021 : 90 % <u>Objectif envisagés pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2021 : 90 %
Incitations	<u>Incitations envisagées pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA</u> - 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 <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 - Valeur plancher des incitations : ± 12,5 k€ - Versement au travers du CRCP

(f) 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	<u>Objectif envisagés de référence pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA :</u> - du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2021 : 90 % <u>Objectif envisagés pour les utilisateurs BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA :</u> du 1 ^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2021 : 90 %
Incitations	<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 <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 - Valeur plancher des incitations : ± 18,8 k€ - Versement au travers du CRCP

2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
Taux de résiliations réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de résiliations à l'initiative de l'utilisateur clôturées et réalisées dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de résiliations clôturées et réalisées dans le mois	Trimestrielle	Instauré par le TURPE 5 HTA-BT et reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par catégorie d'utilisateurs	Nombre de mises en service clôturées et réalisées dans le délai demandé par l'utilisateur (si ce délai est supérieur au délai catalogue du fait de l'utilisateur) ou dans le délai catalogue (si le délai demandé par l'utilisateur est inférieur ou égal au délai catalogue) / Nombre total de mises en service clôturées et réalisées dans le mois	Trimestrielle	Instauré par le TURPE 5 HTA-BT et reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT
Nombre de réclamations reçues par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations des utilisateurs reçues par GÉRÉDIS durant le trimestre pour chacune des natures suivantes :	Trimestrielle	Instauré par le TURPE 5 HTA-BT et reconduit dans le TURPE 5 bis HTA-BT

	<ul style="list-style-type: none"> - Accueil - Qualité du traitement de la prestation demandée - Qualité et continuité de fourniture - Travaux et raccordement Relève et facturation de l'acheminement		
Rendez-vous replanifiés à l'initiative de GÉRÉDIS	Nombre de rendez-vous replanifiés par GÉRÉDIS (hors replanifications dans le délai catalogue) par catégorie d'utilisateurs	Trimestrielle	2019
Taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs	Nombre de réclamations dont la date de réponse est inférieure ou égale à 5 jours calendaires après la date de réception de la réclamation par GÉRÉDIS / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre	Trimestrielle	2019
Taux d'accessibilité téléphonique des accueils client et dépannage.	Nombre d'appels téléphoniques pris durant le trimestre / Nombre d'appels reçus durant le trimestre	Trimestrielle	2019

ANNEXE 2 : REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION

1. Définition d'un événement exceptionnel

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. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de GÉRÉDIS définis pour la période 2018-2021.

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, GÉRÉDIS transmet à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente.



Calcul de l'indicateur	Fréquence de calcul	Date de mise en œuvre
<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^5 \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Trimes- trielle	2020
<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^6 \text{ des installations de consommation raccordées en HTA pondérées par leur puissance souscrite}}{\text{Puissance souscrite cumulée des installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Trimes- trielle	2020
<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT (FMC_N^{BT}), également appelée critère F-BT, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^7 \text{ et brèves}^8 \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$	Trimes- trielle	2020
<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (FMC_N^{HTA}), également appelée critère F-HTA, définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N^{HTA} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Nombre de coupures longues}^9 \text{ et brèves}^{10} \text{ des installations de consommation raccordées en HTA}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N}}$	Trimes- trielle	2020

⁵ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

⁶ *Ibid.*

⁷ *Ibid.*

⁸ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

⁹ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

¹⁰ Les coupures brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.

