



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

CONSULTATION PUBLIQUE DU 15 MARS 2018 N° 2018-004 RELATIVE AUX NIVEAUX DE DOTATION AU TITRE DU FONDS DE PEREQUATION DE L'ELECTRICITE (FPE) POUR ELECTRICITE DE MAYOTTE AU TITRE DES ANNEES 2018 A 2021, AINSI QU'AU CADRE DE REGULATION ASSOCIE

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 5 HTA-BT¹ est entré en vigueur le 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTB (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension), pour une durée d'environ 4 ans.

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

L'article L.121-29 du code de l'énergie 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.* »

Ces charges comprennent tout ou partie des coûts supportés par ces gestionnaires et qui, en raison des particularités des réseaux qu'ils exploitent ou de leur clientèle, ne sont pas couverts par le TURPE.

Les montants à percevoir ou à verser au titre de cette péréquation sont déterminés, de manière forfaitaire, à partir d'une formule de péréquation fixée par décret en Conseil d'Etat.

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, 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 du code de l'énergie dispose ainsi que « *s'ils estiment que la formule forfaitaire de péréquation ne permet pas de prendre en compte la réalité des coûts d'exploitation exposés, les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité qui desservent plus de 100 000 clients et ceux qui interviennent dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental peuvent renoncer au bénéfice du système de péréquation forfaitaire et 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* ».

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.

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

Electricité de Mayotte (ci-après EDM) ayant indiqué à la Commission de régulation de l'énergie (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 2017² 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 :

- 9 674 k€ au titre de l'année 2016 ;
- 12 558 k€ au titre de l'année 2017.

Pour ces deux années, les niveaux de charges totales s'élevaient respectivement à 22 086 k€ et 25 205 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. L'article 1^{er} de ce même décret dispose par ailleurs que :

- d'une part, ces demandes engagent les GRD demandeurs jusqu'à la dernière année de la période tarifaire en cours au moment de la demande, soit sur la période 2018-2021 ;
- d'autre part, la notification des contributions doit être effectuée par la CRE aux gestionnaires de réseaux publics de distribution demandeurs avant le 31 juillet de l'année au titre de laquelle est versée la péréquation, soit avant le 31 juillet 2018.

EDM 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.

Dans ces conditions, cet opérateur a transmis à la CRE le 25 octobre 2017 une demande tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2018-2021 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

La présente consultation publique présente les caractéristiques du cadre de régulation que la CRE envisage à ce stade de retenir pour EDM sur la période 2018-2021, ainsi que les orientations de la CRE concernant le niveau de dotations dont bénéficiera cet opérateur au titre du FPE sur cette même période.

La prise en compte des éléments du dossier tarifaire adressé à la CRE par EDM conduirait la CRE à définir un niveau de dotation annuel moyen de 17 840 k€ sur la période 2018-2021, correspondant à un niveau annuel moyen de charges totales de 32 740 k€ (soit une hausse de + 48,24 % par rapport au réalisé de l'année 2016). A ce stade, la CRE envisage de définir des niveaux annuels de dotation moins élevés. Elle prévoit de :

- ne retenir qu'une partie des hausses de charges d'exploitation présentées par EDM pour la période 2018-2021. La trajectoire de charges d'exploitation retenue sera comprise entre des fourchettes haute et basse définies à partir des ajustements issus des premières analyses de la CRE ;
- retenir, pour déterminer la part des recettes du TURPE perçues par EDM et permettant la couverture de ses charges de capital, la même méthode de calcul des charges de capital que celle retenue dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT, en adaptant les valeurs retenues sur certains paramètres.

A titre d'illustration, avec les paramètres de rémunération envisagés, le niveau moyen annuel de dotation pour EDM sur la période 2018-2021 serait compris entre les valeurs ci-dessous.

En k€ courants	Niveau moyen annuel de dotation sur la période 2018-2021	
	Borne basse	Borne haute
EDM	16 868	17 897

Ces valeurs correspondent à un niveau annuel moyen de charges totales compris entre une borne basse de 31 769 k€ (soit une hausse de + 43,85 % par rapport au réalisé de l'année 2016) et une borne haute de 32 798 k€ (soit une hausse de + 48,51 % par rapport au réalisé de l'année 2016).

La CRE envisage par ailleurs de définir pour cet opérateur un cadre de régulation proche de celui actuellement en vigueur pour Enedis.

Le cadre de régulation envisagé à ce stade vise, d'une part, à limiter le risque financier d'EDM ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers la mise en place d'un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) 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.

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 septembre 2017 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour Electricité de Mayotte au titre des années 2016 et 2017

15 mars 2018

Les spécificités du territoire sur lequel intervient EDM ont par ailleurs été prises en compte pour l'élaboration de ce cadre de régulation. Cela se traduirait notamment par la mise en place d'un dispositif de couverture de charges nettes d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles qui pourraient frapper ce territoire.

La CRE considère que la fourchette de dotation annuelle envisagée à ce stade ainsi que le cadre de régulation décrit dans ce document de consultation publique donnent à EDM tous les moyens nécessaires pour répondre aux différents enjeux auxquels il est confronté sur son territoire, en particulier la transition énergétique.

A ce stade, la CRE envisage de délibérer courant mai 2018 sur les niveaux annuels de dotation au titre du FPE pour EDM sur la période 2018-2021.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document de consultation publique avant le 20 avril 2018.

Paris, le 15 mars 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

SOMMAIRE

1.	CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	5
1.1	PRESENTATION D'EDM	5
1.2	OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	5
2.	CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LA PERIODE 2018-2021.....	5
2.1	METHODOLOGIE DE DETERMINATION DES NIVEAUX DE DOTATION AU TITRE DU FPE	6
2.1.1	Niveau définitif pour 2018 et niveaux prévisionnels pour les années 2019 à 2021	6
2.1.2	Niveaux définitifs pour les années 2019 à 2021	7
2.1.3	Cas particulier de l'année 2018	7
2.2	REGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'EXPLOITATION ET DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT	7
2.2.1	Les charges d'exploitation.....	7
2.2.2	Les dépenses d'investissement.....	7
2.3	REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION POUR EDM	8
2.3.1	Cadre général du TURPE 5 HTA-BT et demande d'EDM	8
2.3.2	Principales orientations envisagées par la CRE.....	8
2.3.3	Mécanisme de pénalité pour les coupures longues	8
2.4	REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	8
2.4.1	Cadre général du TURPE 5	8
2.4.2	Principales orientations envisagées par la CRE.....	8
2.4.3	Ajustement des mécanismes et des indicateurs au cours de la période 2018-2021	9
2.5	REGULATION INCITATIVE DES PERTES.....	9
2.6	REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DES RESEAUX ELECTRIQUES INTELLIGENTS	10
2.7	PRISE EN COMPTE DES CHARGES D'EXPLOITATION RELATIVES AUX CATASTROPHES NATURELLES	11
2.8	COMPTE DE REGULARISATION DES CHARGES ET DES PRODUITS	11
2.9	CLAUDE DE RENDEZ-VOUS	12
3.	DEMANDES D'EDM ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE.....	12
3.1	NIVEAUX DE DOTATION RESULTANT DE LA DEMANDE DE L'OPERATEUR	12
3.2	CHARGES D'EXPLOITATION.....	13
3.2.1	Demande d'EDM	13
3.2.2	Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges nettes d'exploitation présentées par EDM 15	
3.3	CHARGES DE CAPITAL.....	18
3.3.1	Méthode de calcul des charges de capital.....	18
3.3.2	Paramètres du calcul des charges de capital	18
3.4	CHIFFRE D'AFFAIRES PREVISIONNEL TURPE	21
3.5	AJUSTEMENT DU NIVEAU DE DOTATION POUR 2018 AU TITRE DES ECARTS PORTANT SUR LES ANNEES 2016 ET 2017	22
3.6	NIVEAU DE CHARGES TOTALES ET DE DOTATIONS RESULTANTES SUR LA PERIODE 2018-2021.....	23
4.	QUESTIONS	24
5.	MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE	24

1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Présentation d'EDM

EDM est un opérateur intégré qui produit, transporte, distribue et commercialise l'électricité sur le territoire de Mayotte. EDM gère 964 km de réseaux électriques (dont 7 km de réseaux HTB) et achemine de l'électricité auprès d'environ 45 000 consommateurs. En 2016, le volume d'énergie soutirée sur les réseaux d'EDM s'élevait à 302 GWh.

L'article 165 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte supprime le dernier alinéa de l'article L.362-4 du code de l'énergie qui disposait que les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité étaient égaux aux coûts d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité de Mayotte réellement supportés par EDM. Cette suppression a rendu applicable à EDM les dispositions générales du code de l'énergie relatives au TURPE ainsi qu'au FPE au 1^{er} janvier 2016.

Par courrier du 23 mars 2017, EDM a indiqué à la CRE son souhait, en sa qualité de GRD intervenant dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, d'« *opter pour une couverture de [ses coûts] établie à partir de l'analyse de [ses] comptes* », au titre des années 2016 et 2017.

Dans sa délibération du 27 septembre 2017, la CRE a ainsi déterminé les niveaux de dotation au titre du FPE pour EDM au titre des années 2016 et 2017 :

En k€ courants	2016	2017
Niveau de dotation EDM	9 674	12 558

1.2 Objet de la consultation publique

EDM a exprimé auprès de la CRE son souhait de continuer à bénéficier de la péréquation établie à partir de l'analyse de ses comptes pour la période 2018-2021.

Dans ce contexte, cet opérateur a fait parvenir à la CRE en octobre 2017 son dossier tarifaire portant sur cette période.

Le tarif TURPE 5 HTA-BT³ prévoit par ailleurs que la CRE « *examinera, à l'occasion de la détermination [du niveau de dotation], l'opportunité de prévoir des mesures de régulation incitative* ».

La présente consultation publique porte sur la détermination des niveaux de dotation à EDM au titre du FPE pour les années 2018 à 2021, ainsi que sur le cadre de régulation associé.

2. CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LA PERIODE 2018-2021

L'article 1^{er} du décret n° 2017-847 du 9 mai 2017 dispose que la demande de péréquation établie à partir de l'analyse des comptes d'un GRD concerne la période allant jusqu'à la fin de la période tarifaire en cours. Par ailleurs, en application de l'article L.121-29 du code de l'énergie, la CRE doit tenir compte de la performance d'exploitation d'EDM afin d'établir la péréquation de ses coûts d'exploitation. A ce titre, la CRE envisage de prévoir des dispositions incitatives appropriées pour encourager le gestionnaire de réseaux à améliorer ses performances sur la période 2018-2021.

La CRE envisage, pour la période 2018-2021, un cadre de régulation proche de celui prévu pour Enedis par le TURPE 5 HTA-BT.

Le cadre de régulation sur cette période s'appuierait sur les principes suivants :

- une incitation à la maîtrise des coûts portant sur les charges d'exploitation d'EDM ;
- des incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service ;
- des incitations à la maîtrise des coûts liés à l'achat de l'énergie pour la couverture des pertes électriques sur les réseaux gérés par EDM ;
- un dispositif spécifique dédié à la couverture des charges relatives aux catastrophes naturelles subies par EDM ;

³ 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

- un dispositif spécifique dédié à la prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) permettant, d'une part, de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, tout ou partie des écarts entre les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir le niveau de dotation au titre du FPE et les charges et les produits réels et, d'autre part, de prendre en compte les bonus et malus des différents mécanismes de régulation incitative ;
- une clause de rendez-vous activable en 2020, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation des opérateurs sur les années 2020 et 2021.

Ce cadre de régulation a pour objectif d'inciter EDM à améliorer son efficacité tout en le protégeant de certains risques liés, notamment, à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les recettes tarifaires comme sur le niveau de ses charges, ainsi que des conséquences éventuelles d'évolutions réglementaires sur les années 2020 et 2021.

La mise en place d'un mécanisme de CRCP pour EDM conduira la CRE à prendre en compte pour la détermination du niveau de dotation défini au titre de l'année N le solde du CRCP calculé au titre de l'année N-1.

2.1 Méthodologie de détermination des niveaux de dotation au titre du FPE

La CRE va déterminer, dans le cadre d'une délibération courant mai 2018, des niveaux de dotation pour EDM au titre des années 2018 à 2021.

Toutefois, dans la mesure où la CRE envisage à ce stade la mise en place d'un mécanisme de CRCP pour cet opérateur (cf. paragraphe 2.8), 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, la délibération susmentionnée définira un montant de dotation définitif pour l'année 2018, et des montants prévisionnels pour les années 2019, 2020 et 2021.

Les niveaux définitifs de dotation au titre du FPE pour chacune des années de la période 2019-2021 prendront en compte, au-delà du montant prévisionnel défini en mai 2018, le solde du CRCP de l'année qui précède.

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

Les niveaux de dotations définis dans la délibération de la CRE de mai 2018 seront 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 EDM avec le niveau de charges d'exploitation prévisionnelles de cet opérateur 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 EDM, après prise en compte des ajustements identifiés par la CRE sur les trajectoires prévisionnelles de coûts.

2.1.2 Niveaux définitifs pour les années 2019 à 2021

La CRE calculera en début d'année N le solde du CRCP d'EDM 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 de dotation pour l'année N.

Ce niveau de dotation sera égal à la somme du niveau prévisionnel calculé en mai 2018 et du solde du CRCP de l'année N-1.

2.1.3 Cas particulier de l'année 2018

La délibération de la CRE du 27 septembre 2017 relative à la détermination des niveaux de dotation pour EDM au titre des années 2016 et 2017 prévoit que la détermination du niveau de dotation au titre 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 réalisés de ces charges et recettes seront communiqués à la CRE à l'occasion de la clôture des comptes d'EDM et seront, dans ce cadre, pris en compte dans la future délibération du mois de mai.

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

Les niveaux de dotation pour EDM au titre du FPE pour la période 2016-2017 ont été déterminés par la CRE le 27 septembre 2017, soit trois mois seulement avant la fin de la période concernée. 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.

2.2.1 Les charges d'exploitation

A ce stade, la CRE envisage de définir, pour la période 2018-2021, des principes de régulation incitative des charges d'exploitation similaires à ceux actuellement en vigueur pour Enedis, en fixant des trajectoires prenant en compte les niveaux réellement atteints au cours des années précédentes. Les gains ou pertes supplémentaires que EDM pourrait réaliser sur les charges d'exploitation sur la période 2018-2021 seraient donc conservés ou supportés à 100 % par cet opérateur.

Certains postes spécifiques de charges d'exploitation, dont les écarts entre trajectoires prévisionnelle et réalisée seraient pris en compte en partie ou en totalité au CRCP, échapperaient toutefois à ce principe. Le traitement relatif à ces postes est exposé au paragraphe 2.8.

Les trajectoires de charges d'exploitation pour la période 2018-2021 ont fait l'objet de prévisions d'EDM, analysées par les services de la CRE. La CRE s'est appuyée, notamment, sur le niveau de productivité atteint par EDM en 2016, et a analysé les évolutions demandées par cet opérateur. L'année 2016 est en effet la dernière année pour laquelle les niveaux réalisés de charges nettes d'exploitation sont connus.

Question 1 : Etes-vous favorable à la mise en place d'un mécanisme d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation d'EDM similaire à celui actuellement en vigueur pour Enedis dans le cadre du tarif TURPE 5 HTA-BT, selon lequel cet opérateur conserve les gains et pertes par rapport aux trajectoires prévisionnelles ?

2.2.2 Les dépenses d'investissement

Comme détaillé dans le paragraphe 2.1, le niveau prévisionnel de charges nettes d'exploitation couvertes par les recettes du TURPE pour chaque année N s'entend comme la différence entre les recettes prévisionnelles issues de la perception du TURPE en année N et du niveau des charges de capital prévisionnelles cette même année.

Pour ce qui relève des charges de capital couvertes par le TURPE, la CRE envisage la prise en compte, par l'intermédiaire du CRCP, de la totalité des charges constatées *ex post*.

Compte tenu des besoins significatifs d'investissement dans les réseaux sur le territoire de Mayotte, la CRE considère en effet que le suivi des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux et l'incitation à la maîtrise des investissements « hors réseaux » sur ce territoire ne constituent pas des priorités. Aussi, la CRE n'envisage pas de soumettre EDM à de tels mécanismes.

Question 2 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant les dépenses d'investissement d'EDM ?

2.3 Régulation incitative de la continuité d'alimentation pour EDM

2.3.1 Cadre général du TURPE 5 HTA-BT et demande d'EDM

La délibération tarifaire TURPE 5 HTA-BT ne prévoit aucune demande à EDM concernant les indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation.

EDM suit en interne la durée moyenne de coupure en BT qui prend uniquement en compte les coupures en HTA.

2.3.2 Principales orientations envisagées par la CRE

En l'absence de données historiques se basant sur les définitions du TURPE, la CRE n'envisage pas à ce stade de mettre en place une incitation financière et des cibles sur les durées moyennes de coupure et les fréquences moyennes de coupure pour EDM.

Préalablement à la mise en place d'une incitation financière, la CRE souhaite qu'EDM travaille dans un premier temps à la mise en place du suivi fiable de quatre indicateurs pertinents 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 du TURPE, y compris pour les événements exceptionnels.

2.3.3 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues

La délibération tarifaire TURPE 5 ne prévoit pas que le mécanisme de pénalité pour les coupures longues défini en son sein s'applique à EDM. Compte tenu des spécificités locales à Mayotte, la CRE considère que la priorité est la mise en œuvre du suivi des indicateurs mentionnés au paragraphe 2.3.2. En conséquence, elle n'envisage pas de mettre en œuvre le mécanisme sur les coupures longues sur la période 2018-2021 pour cet opérateur.

Question 3 : Etes-vous favorable au mécanisme envisagé par la CRE concernant la continuité d'alimentation d'EDM ?

2.4 Régulation incitative de la qualité de service

2.4.1 Cadre général du TURPE 5

La qualité de service fournie par les gestionnaires de réseaux s'inscrit dans le cadre de leurs 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.

Le suivi de la qualité de service a fait l'objet de six rapports annuels de la CRE, le dernier ayant été publié en février 2017.

Le TURPE 5 HTA-BT ne prévoit aucun mécanisme de régulation incitative de la qualité de service pour EDM.

2.4.2 Principales orientations envisagées par la CRE

S'agissant du cadre de régulation incitative pluriannuel sur la période 2018-2021 relatif à la qualité de service, en l'absence de mécanisme défini par le TURPE 5 HTA-BT pour EDM, la CRE envisage à ce stade d'introduire quatre incitations financières sur des indicateurs précédemment suivis en interne par EDM et similaires à ceux incités pour EDF SEI, en fixant pour chaque indicateur un unique objectif de référence fondé sur la performance moyenne d'EDM sur les années précédentes. La définition de cet objectif permettrait de s'assurer que l'opérateur reste incité à maintenir un bon niveau de performance.

Par ailleurs, la CRE envisage, pour chacun des indicateurs incités financièrement, de déterminer des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière. Ces valeurs seront fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur en s'assurant que celles-ci correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative. En complément, la force de l'incitation financière est déterminée en fonction du volume de l'indicateur suivi de manière à ce que l'incitation reflète la réalité de l'activité sous-jacente.

La liste détaillée des indicateurs envisagés pour la période 2018-2021 pour EDM figure en annexe du présent document.

2.4.3 Ajustement des mécanismes et des indicateurs au cours de la période 2018-2021

A l'instar de ce qui a été défini pour Enedis et EDF SEI, la CRE envisage à ce stade de prévoir des possibilités d'ajustement des mécanismes de régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire pour EDM. A cet effet, deux listes d'indicateurs dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières seront fixés pour l'ensemble de la période seraient établies. En parallèle, la CRE envisage d'introduire 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 CRE envisage également d'introduire la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire.

Les listes des évolutions envisagées des indicateurs incités financièrement figurent en annexe du présent document.

Question 4 : Avez-vous des remarques sur les listes des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés pour EDM ?

Question 5 : Selon vous, les indicateurs envisagés permettent-ils de mesurer tous les aspects importants de la qualité de service d'EDM ? Sinon, quels indicateurs devraient être ajoutés ?

Question 6 : Etes-vous favorable au mécanisme envisagé d'ajustement des paramètres de la régulation incitative de la qualité de service en cours de période ? Avez-vous des remarques sur les listes des indicateurs de suivi de la qualité de service dont les caractéristiques seront fixées pour la période ?

2.5 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 liées notamment à des biais de comptage.

La CRE observe que EDM dispose de plusieurs leviers afin de réduire le volume des pertes : choix d'investissement, de topologie du réseau, etc.

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 ». ⁴

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 ». Par conséquent, pour la période 2018-2021, la CRE envisage à ce stade d'introduire pour EDM une incitation sur le coût des pertes, prenant en compte uniquement le volume de pertes.

La CRE souhaite immuniser EDM du risque lié au prix eu égard à l'absence de levier concernant le prix d'achat de ses pertes. En conséquence, la CRE envisage que, pour chaque année, le coût de l'énergie achetée par EDM pour compenser ses pertes soit entièrement couvert par les dotations au titre du FPE via le mécanisme du CRCP.

En complément, une incitation financière (bonus/malus) serait versée au travers du CRCP chaque année selon les modalités suivantes :

$$\text{Incitation pour une année } N = 20 \% \times (V_{\text{réel}} - V_{\text{référence}}) \times P_{\text{historique}}$$

Où : $V_{\text{réel}}$ est le volume de perte annuel constaté *ex post*, $V_{\text{référence}}$ est le volume de référence établi à partir du taux constaté ces quatre dernières années, soit 8,4 %, afin d'inciter EDM à améliorer sa performance par rapport à la situation existante et $P_{\text{historique}}$ correspond au coût unitaire passé moyen d'achat des pertes par EDM.

La CRE envisage à ce stade de plafonner le gain ou la perte annuel potentiel pour EDM à 95 k€.

⁴ Ces dispositions ont été transposées en droit français par l'article 184 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, ainsi que par le décret n° 2015-1442 du 6 novembre 2015 relatif à l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité et des infrastructures de gaz

Question 7 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'intérêt d'inciter EDM à réduire le volume de ses pertes ?

Question 8 : Etes-vous favorable au mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE pour EDM ?

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

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

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

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

S'agissant des aspects tarifaires des sujets de déploiement des réseaux électriques intelligents, la CRE souhaite s'assurer qu'EDM dispose des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets, et que ces ressources sont utilisées efficacement.

Régulation incitative de la R&D

EDM n'a pas intégré dans sa demande tarifaire de charges d'exploitation relatives à des projets de R&D et d'innovation sur la période 2018-2021.

Dans ce contexte, la CRE n'envisage pas de mettre en place de dispositif de régulation dédié à la R&D sur la future période tarifaire.

Déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

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

La CRE souhaite donc mettre en place un mécanisme tarifaire permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents, qui pourraient 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 CRE envisage à ce stade d'introduire 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 permettrait à EDM de demander, une fois par an, pour une prise en compte lors du calcul du CRCP, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un futur projet, ou un ensemble de futurs projets, relevant des réseaux électriques intelligents. Cette intégration serait possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à un seuil minimal, 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.

Ce mécanisme s'appliquera en particulier pour de futurs projets d'ouvrages de stockage dans les ZNI déployés dans la cadre de la délibération de la CRE du 30 mars 2017⁵. Les actifs associés à ces projets n'ont pas vocation à être intégrés à la BAR réseau de l'opérateur, mais l'achat par EDM de services fournis au réseau par le dispositif de stockage donnerait lieu à un versement au porteur de projet d'un « loyer » représentatif des bénéfices apportés au

⁵ Cf. délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

réseau et des coûts supportés par le porteur de projet. Les charges d'exploitation associées à un tel « loyer » pourraient ainsi, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable et d'une demande préalable d'EDM, être prises en compte à l'occasion du calcul du CRCP de l'opérateur.

Question 9 : Etes-vous favorable à la possibilité de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents proposés par EDM sur la période 2018-2021 ?

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

Compte tenu de l'exposition aux catastrophes naturelles du territoire sur lequel opère EDM, la CRE considère comme nécessaire la mise en place d'un mécanisme de régulation *ad hoc*, sur le modèle de celui envisagé pour EDF SEI dans la consultation publique de la CRE du 30 novembre 2017⁶.

Dans ce cadre, la CRE envisage, pour la période 2018-2021, de définir *ex ante* une couverture tarifaire forfaitaire qui serait comprise entre 100 k€ et 400 k€ par an. L'écart entre ce montant et les charges réellement supportées par l'opérateur au titre de catastrophes naturelles constituerait donc un gain (respectivement une perte) pour EDM, en cas de charges réelles inférieures (respectivement supérieures) à ce montant.

Afin de limiter le risque pour l'opérateur, la CRE envisage de définir un plafond au-delà duquel les charges réellement supportées par EDM sont intégralement couvertes à travers le mécanisme du CRCP (cf. paragraphe 2.8). Ce plafond serait compris entre 150 k€ et 600 k€.

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

2.8 Compte de régularisation des charges et des produits

La CRE envisage de mettre en place un mécanisme de compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Ce mécanisme permet de prémunir EDM de certains risques liés aux écarts, sur des postes de charges et de recettes bien identifiés, entre les réalisations et les prévisions prises en compte pour la détermination des niveaux de dotation. Le CRCP est également le véhicule utilisé pour les incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le CRCP envisagé serait apuré chaque année en prenant en compte dans le niveau de dotation au titre de l'année N, d'une part, le niveau prévisionnel fixé en début de période tarifaire et, d'autre part, le solde du CRCP au titre de l'année N-1 (cf. paragraphe 2.1).

A ce stade, les postes de charges et de produits dont la CRE envisage l'introduction au CRCP sont les suivants :

- les recettes issues de la perception du TURPE, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges de capital, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- la valeur nette comptable des immobilisations démolies, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les contributions reçues des utilisateurs au titre du raccordement aux réseaux, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- les charges relatives aux pertes, selon les modalités décrites au paragraphe 2.5 ;
- les redevances de concession versées par EDM 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 EDM 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 EDM 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 EDM en tant que GRD du fournisseur EDM au titre de la gestion des clients en contrat unique, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;

⁶ Consultation publique du 30 novembre 2017 n° 2017-017 relative aux niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021, ainsi qu'au cadre de régulation associé

- les charges d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles, selon des modalités spécifiques (cf. paragraphe 2.7) ;
- les charges relatives à la mise en œuvre du mécanisme permettant d'accompagner le déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (cf. paragraphe 2.6) ;
- les incitations financières résultant des mécanismes de régulation incitative suivants :
 - les incitations financières liées au mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
 - les incitations financières liées à la régulation incitative de la qualité de service (cf. paragraphe 2.4).

EDM souhaite par ailleurs l'intégration au CRCP d'un poste qui permettrait la prise en compte d'éventuelles charges nettes d'exploitation additionnelles qui découleraient de l'élaboration du Plan stratégique de l'opérateur portant sur la période 2019-2022, réalisé lors du premier semestre 2018.

La CRE analysera toute nouvelle charge qui lui serait communiquée avant la date de la délibération, mais n'envisage en revanche pas à ce stade, par cohérence avec les méthodes tarifaires appliquées à l'ensemble des tarifs d'infrastructures, de créer un poste dédié au CRCP.

Question 10 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme de CRCP selon les modalités envisagées par la CRE ?

2.9 Clause de rendez-vous

La CRE envisage à ce stade d'introduire une clause de rendez-vous sur le niveau des charges prises en compte pour la détermination du niveau de dotation au titre des années 2020 et 2021, activable en 2020, et similaire à la clause prévue par le tarif TURPE 5 HTA-BT pour Enedis.

La clause de rendez-vous prévoirait 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 trouvait modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à prendre en compte pour la détermination du niveau de dotation au titre du FPE pour les années 2020 et 2021 pourrait être modifiée après cet examen.

Question 11 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous dans les conditions envisagées par la CRE ?

3. DEMANDES D'EDM ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE

3.1 Niveaux de dotation résultant de la demande de l'opérateur

EDM a transmis à la CRE sa demande tarifaire le 25 octobre 2017, confirmée par un courrier en date du 24 janvier 2018.

Les éléments contenus dans la demande tarifaire d'EDM conduisent à un niveau de dotations détaillé dans le tableau ci-après :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Chiffre d'affaires TURPE (A)	13 520	14 418	15 347	16 318	14 901
Charges de capital (B)	12 486	13 872	15 672	18 502	15 133
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EDM (C) = (A) - (B)	1 034	546	- 325	- 2 184	- 232
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDM (D)	15 797	17 773	17 843	19 016	17 607
Niveau de dotation EDM (E) = (D) - (C)	14 763	17 228	18 168	21 199	17 840

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

Les charges prévisionnelles présentées par EDM sont en cours d'analyse par la CRE afin de définir une trajectoire pour la période 2018-2021 correspondant à celle d'un gestionnaire de réseau efficace.

A ce stade, les ajustements envisagés par la CRE par rapport aux trajectoires de charges nettes d'exploitation et de charges de capital proposées par EDM conduiraient à des niveaux de dotation moins élevés que la demande d'EDM.

3.2 Charges d'exploitation

3.2.1 Demande d'EDM

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles pour la période 2018-2021 présentées par EDM dans sa demande tarifaire communiquée à la CRE, sont les suivantes :

En k€ courants	2016 réalisé	2017*	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation chiffrées dans la demande tarifaire	11 545	Non disponible à date	15 797	17 773	17 843	19 016
<i>Evolution</i>			+ 36,8 %	+ 12,5 %	+ 0,4 %	+ 6,6 %

* Les données 2017 définitives seront disponibles avant la délibération de la CRE portant sur la détermination des niveaux de dotation au titre du FPE pour EDM au titre de la période 2018-2021.

La variation des charges nettes d'exploitation entre 2016 et 2018 s'élève à + 4 252 k€, soit une hausse de + 36,8 %. Sur la période 2018-2021, les charges nettes d'exploitation évoluent en moyenne de + 6,4 % par an.

Les postes détaillés ci-dessous contribuent à la hausse présentée par EDM entre 2016 et 2018 d'une part, et sur la période 2018-2021 d'autre part :

- *Charges de personnel* (+ 2 389 k€, soit + 35,5 % entre 2016 et 2018, et + 5,1 % en moyenne par an sur 2018-2021)

Les charges de personnel incluent les rémunérations brutes et les charges sociales.

L'évolution du poste *Charges de personnel* entre 2016 et 2018 est portée par l'augmentation des charges sociales (+ 1 252 k€, soit + 62 %) et des rémunérations brutes (+ 1 137 k€, soit + 24 %).

Les charges sociales augmentent sous l'effet principalement de l'augmentation des rémunérations brutes sur lesquelles elles sont assises et de l'intégration dans les prévisions de cotisations à l'URSSAF en lieu et place de cotisations à la Caisse de Sécurité Sociale de Mayotte dont le plafond et le taux de cotisation sont très inférieurs à ceux de l'URSSAF (+ 491 k€ entre 2016 et 2018 attendus en lien avec ce changement de caisse).

Sur la période 2018-2021, la hausse de ce poste est liée à l'augmentation des effectifs et aux évolutions salariales anticipées par l'opérateur (basées notamment sur des hypothèses de salaire national de base (SNB), d'ancienneté des agents, et d'avancements).

- *Autres charges* (+ 708 k€, soit + 360 % entre 2016 et 2018, et - 14,5% en moyenne par an sur 2018-2021)

Ce poste intègre notamment les dotations nettes aux provisions pour risques et charges et des charges diverses (dont les pertes sur créances irrécouvrables).

Ce poste présente une hausse significative entre 2016 et 2018 suivie d'une baisse sur la période 2018-2021. Cette trajectoire s'explique principalement par la première comptabilisation, en 2018, d'une provision pour médailles du travail (+ 244 k€) ainsi que par la réévaluation à la hausse, cette même année, de la provision pour les voyages congés à la suite de l'extension de la prise en charge quinquennale de ces voyages envisagée avec les représentants du personnel dans le cadre de mesures sociales. Ces hausses n'interviennent pas les années suivantes où seules les variations sont enregistrées.

- *Achats et services externes* (+ 634 k€, soit + 13,4 % entre 2016 et 2018, et + 10,4 % en moyenne par an sur 2018-2021)

Ce poste intègre les charges d'entretien et de réparation, les achats réseau, la sous-traitance et l'intérim, les charges de maintenance, les dépenses d'assurance, les achats de fourniture, les charges locatives et des charges diverses (déplacements, missions et réceptions, formation, poste et télécommunications, honoraires, etc.).

La hausse de ce poste entre 2016 et 2018 s'explique par l'augmentation des charges diverses (+ 340 k€) et des charges d'entretien et réparation (+ 284 k€). Les charges diverses augmentent sous les effets conjugués de dépenses croissantes de formation, de déplacements, missions et réceptions et de publicité. Les charges d'entretien et réparation sont en hausse suite à des interventions de maintenance lourde.

L'augmentation de ce poste sur 2018-2021 est principalement liée à l'intégration de charges prévisionnelles en lien avec le contrôle réglementaire de métrologie : 1 381 k€ en 2019, 705 k€ en 2020 et 719 k€ en 2021.

- *Achats liés au système électrique* (+ 389 k€, soit + 21,7 % entre 2016 et 2018, et + 5,1 % en moyenne par an sur 2018-2021)

Ce poste intègre les achats de pertes et les achats de services systèmes.

Les achats de pertes évoluent en fonction du niveau des pertes ainsi que du niveau de la part production des tarifs réglementés de vente (PPTV). Ce poste augmente de manière très significative entre 2016 et 2018 en lien avec la modification des modalités de calcul de la PPTV consécutive à l'intégration d'EDM dans le mécanisme du FPE.

Les achats de services systèmes évoluent en fonction des volumes d'électricité livrée aux consommateurs.

- *Impôts et taxes* (+ 155 k€, soit + 22,6 % entre 2016 et 2018, et + 6,9 % en moyenne par an sur 2018-2021)

Les impôts et taxes sont composés principalement de taxes diverses (CFE-IFER, taxes foncières et CVAE), de la contribution au fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) et des redevances domaniales.

La hausse de ce poste entre 2016 et 2018 s'explique principalement par l'augmentation de la CFE et de la CVAE. La croissance anticipée de ce poste sur la période 2018-2021 s'explique par les hausses de la contribution au FACE en lien avec les volumes croissants d'énergie livrée aux consommateurs, de la CVAE sous l'effet de la croissance attendue du chiffre d'affaires et de l'IFER en 2020 suite à la mise en service du nouveau poste source de Sada.

- *Produits d'exploitation* (+ 23 k€, soit + 0,8 % entre 2016 et 2018, et + 3,8 % par an en moyenne sur 2018-2021)

Les produits d'exploitation sont composés des produits extratarifaires (pénalités, travaux de branchement et prestations diverses), de la production immobilisée et stockée et de produits divers.

La hausse des produits extratarifaires, en lien avec la hausse du nombre de consommateurs et la hausse attendue des tarifs de vente sur la période, explique l'essentiel de la variation du poste.

3.2.2 Analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges nettes d'exploitation présentées par EDM

Réalisé 2017

Le niveau réalisé des charges nettes d'exploitation pour l'année 2017 n'a pas été communiqué à date par EDM. L'analyse préliminaire de la CRE sur le niveau des charges nettes d'exploitation pour la période 2018-2021 ne tient ainsi pas compte des éventuels écarts qui pourraient être constatés entre le réalisé et l'estimé qui a été retenu par la CRE dans sa délibération du 27 septembre 2017.

Analyse de la demande d'EDM pour la période 2018-2021

La CRE a audité le niveau des charges et produits présentés par EDM sur la période 2018-2021.

A l'issue de ses travaux, la CRE considère que les ajustements suivants sont à prendre en compte dans l'appréciation de la fourchette de charges nettes d'exploitation d'EDM sur la période 2018-2021 :

- Révision des hypothèses d'inflation

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Révision des hypothèses d'inflation	+ 3	+ 10	+ 17	+ 22	+ 13

Les trajectoires prévisionnelles de certains postes des charges nettes d'exploitation d'EDM (achats et services externes, production immobilisée et stockée, autres produits d'exploitation) sont construites notamment sur la base d'hypothèses d'inflation.

L'ajustement au titre de la révision des hypothèses d'inflation à hauteur de + 13 k€ par an en moyenne sur 2018-2021 résulte de la prise en compte par la CRE des variations annuelles prévisionnelles de l'indice des prix à la consommation anticipées par le FMI en octobre 2017 en lieu et place des hypothèses retenues par EDM dans sa demande tarifaire.

La CRE retient cet ajustement, au bénéfice d'EDM, dans la détermination des deux bornes de sa fourchette d'appréciation du niveau de charges nettes d'exploitation de l'opérateur sur la période 2018-2021.

- Révision des hypothèses de SNB

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Révision des hypothèses de SNB	- 24	- 48	- 75	- 98	- 61

Les charges de personnel prévisionnelles d'EDM sont construites sur la base de certaines hypothèses, dont le SNB.

Les hypothèses de SNB prises en compte par la CRE pour chiffrer l'ajustement à hauteur de - 61 k€ en moyenne par an sur 2018-2021 sont les suivantes :

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

La CRE retient cet ajustement dans la détermination des deux bornes de sa fourchette.

- Médaille du travail

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Médaille du travail	- 244				- 61

Courant 2017, EDM a identifié l'obligation qui lui incombe de comptabiliser des provisions au titre des médailles du travail dont peuvent bénéficier certains de ses salariés. EDM demande la couverture sur l'année 2018 des droits acquis par ses salariés avant 2018, dont l'impact est chiffré à 244 k€, et sur 2018-2021, des dotations nettes liées aux droits acquis par ses salariés à compter de 2018.

La CRE considère que les dotations au titre du FPE sur la période 2018-2021 ne doivent pas couvrir des charges dont le fait générateur est antérieur à 2018 et retient en conséquence un ajustement en 2018 à hauteur de 244 k€, dans la détermination des deux bornes de sa fourchette.

- Changement de caisse de cotisation

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Changement de caisse de cotisation	- 491	- 483	- 435	- 436	- 461

EDM a intégré dans ses prévisions dès 2018 des cotisations à l'URSSAF en lieu et place des cotisations à la Caisse de Sécurité Sociale de Mayotte dont le plafond et le taux de cotisations sont très inférieurs à ceux de l'URSSAF. L'impact s'établit en moyenne par an à + 461 k€. EDM considère que « *Mayotte s'achemine vers le droit commun et donc sur l'alignement des caisses et des cotisations métropolitaines* ». EDM n'est toutefois, à ce jour, toujours pas soumis à l'URSSAF et n'est pas en mesure de confirmer l'échéance de ce changement de caisse de cotisation.

Faute d'éléments tangibles permettant de confirmer l'échéance de ce changement de caisse de cotisation et dans la mesure où il n'est pas effectif à date, la CRE retient l'ajustement en totalité pour la borne basse et n'en tient pas compte, sauf à hauteur de 50 % sur 2018, pour la borne haute.

- Autres dépenses insuffisamment justifiées

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Autres dépenses insuffisamment justifiées	- 447	- 267	- 292	- 313	- 330

EDM a intégré dans sa demande tarifaire des dépenses relatives aux postes « charges de personnel » et « autres charges » à hauteur respectivement de + 262 k€ et + 68 k€ en moyenne par an sur 2018-2021, insuffisamment justifiées à ce stade.

La CRE ne retient pas ces dépenses en totalité dans la borne basse et les retient dans la borne haute de sa fourchette.

Catastrophes naturelles

EDM n'a pas intégré de charges d'exploitation dans sa demande tarifaire relatives aux catastrophes naturelles, principalement d'origine cyclonique, auxquelles l'île de Mayotte pourrait être confrontée. EDM demande en revanche l'intégration de ces charges dans le périmètre du CRCP.

Compte tenu de l'exposition aux catastrophes naturelles du territoire sur lequel opère EDM, la CRE considère comme nécessaire la mise en place d'un mécanisme de régulation dédié, décrit au paragraphe 2.7.

Dans ce cadre, la CRE envisage, pour la période 2018-2021, de définir *ex ante* une couverture tarifaire forfaitaire qui serait comprise entre 100 k€ (borne basse) et 400 k€ (borne haute) par an. L'écart entre ce montant et les charges réellement supportées par l'opérateur au titre de catastrophes naturelles constituerait donc un gain (respectivement une perte) pour EDM, en cas de charges réelles inférieures (respectivement supérieures) à ce montant.

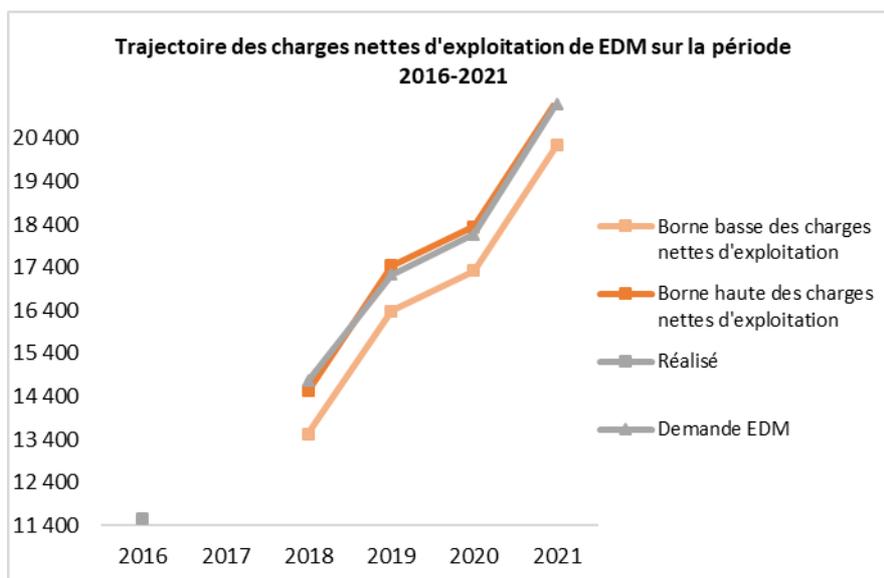
Synthèse

La demande d'EDM conduirait à une hausse des charges nettes d'exploitation par rapport au niveau des charges constatées en 2016 de + 36,8 % en 2018, suivi d'une hausse de + 6,4 % par an en moyenne de 2018 à 2021.

Sur la base de l'ensemble des éléments précédents, le niveau des charges nettes d'exploitation d'EDM après prise en compte des ajustements pourrait être compris entre une borne basse de 16 807 k€ et une borne haute de 17 836 k€ en moyenne par an sur la période 2018-2021.

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
« Borne haute »					
Charges nettes d'exploitation totales - demande d'EDM	15 797	17 773	17 843	19 016	17 607
Analyse de la demande d'EDM	- 511	- 38	- 58	- 76	- 171
<i>Révision des hypothèses d'inflation</i>	+ 3	+ 10	+ 17	+ 22	+ 13
<i>Révision des hypothèses de SNB</i>	- 24	- 48	- 75	- 98	- 61
<i>Médaille du travail</i>	- 244				- 61
<i>Changement de caisse de cotisation</i>	- 246				- 62
Catastrophes naturelles	+ 400	+ 400	+ 400	+ 400	+ 400
Niveau résultant des charges nettes d'exploitation - « Borne haute »	15 686	18 135	18 184	19 339	17 836
« Borne basse »					
Charges nettes d'exploitation totales - demande d'EDM	15 797	17 773	17 843	19 016	17 607
Analyse de la demande d'EDM	- 1 203	- 788	- 785	- 825	- 900
<i>Révision des hypothèses d'inflation</i>	+ 3	+ 10	+ 17	+ 22	+ 13
<i>Révision des hypothèses de SNB</i>	- 24	- 48	- 75	- 98	- 61
<i>Médaille du travail</i>	- 244				- 61
<i>Changement de caisse de cotisation</i>	- 491	- 483	- 435	- 436	- 461
<i>Autres dépenses insuffisamment justifiées</i>	- 447	- 267	- 292	- 313	- 330
Catastrophes naturelles	+ 100	+ 100	+ 100	+ 100	+ 100
Niveau résultant des charges nettes d'exploitation - « Borne basse »	14 694	17 085	17 157	18 290	16 807

Les trajectoires relatives à ces niveaux de charges d'exploitation se présentent ainsi :



Question 12 : Que pensez-vous des bornes haute et basse de charges nettes d'exploitation envisagées par la CRE pour EDM ?

3.3 Charges de capital

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

La CRE envisage par ailleurs de prendre en compte une rémunération des immobilisations en cours (IEC) relatives à l'activité dans le domaine de tension HTB en cohérence avec la méthodologie utilisée dans la délibération TURPE 5 HTB⁷.

Question 13 : Que pensez-vous de la méthodologie envisagée par la CRE pour calculer les charges de capital supportées par EDM sur la période 2018-2021 ?

3.3.2 Paramètres du calcul des charges de capital

3.3.2.1 Taux de rémunération

La CRE envisage de retenir les niveaux suivants pour les paramètres financiers intervenant dans le calcul de la rémunération d'EDM :

⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB.

Paramètres financiers	2018-2021
Taux sans risque nominal	2,7 %
Bêta de l'actif	0,35
Prime de risque de marché	5,0 %
Prime de dette	0,6 %

Les niveaux envisagés pour les paramètres financiers s'appuient sur les niveaux retenus dans le tarif TURPE 5 HTA-BT et dans le tarif TURPE 5 HTB. En particulier, afin de prendre en compte les spécificités des missions de GRT qui incombent à EDM, le bêta de l'actif pour EDM est construit :

- en considérant le niveau du bêta de l'actif de 0,34 retenu dans la délibération sur le tarif TURPE 5 HTA-BT et le niveau du bêta de l'actif de 0,37 retenu dans la délibération sur le tarif TURPE 5 HTB ;
- et en pondérant ces deux valeurs respectivement par la valeur nette comptable⁸ des actifs exploités par EDM affectable au domaine de tension HTA-BT d'une part et au domaine de tension HTB d'autre part.

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

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

Le taux d'imposition prend en compte la moyenne du taux normal d'imposition applicable sur la période 2018-2021 et l'impact de la contribution sociale sur les bénéficiaires.

Le taux de déductibilité fiscale des charges financières nettes tient compte des dispositions de l'article 212 bis du Code général des impôts et du niveau des charges financières d'EDM.

Ainsi, les niveaux des taux de rémunération intervenant dans le calcul des charges de capital d'EDM sur la période 2018-2021 seraient les suivants :

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

Ainsi, un investissement effectué en HTB par EDM est rémunéré au taux de 5,9 % (nominal, avant impôts), ce qui, compte tenu du niveau des taux d'intérêts et de l'inflation, rémunère normalement ces investissements.

Question 14 : Que pensez-vous des niveaux des paramètres de rémunération envisagés pour le calcul des charges de capital d'EDM sur période 2018-2021 ?

3.3.2.2 Niveaux des assiettes de rémunération

La BAR est constituée des immobilisations corporelles et incorporelles (hors immobilisations en cours, et au seul périmètre de l'activité de gestionnaire de réseaux d'EDM).

⁸ Valeur nette comptable au 01.01.2017.

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

La CRE envisage de retenir l'intégralité des passifs de concessions et des subventions d'investissement au périmètre de l'activité de gestionnaire de réseaux d'EDM, tels que présentés dans sa comptabilité dissociée.

Afin de définir le niveau des emprunts financiers, la CRE envisage de distinguer les actifs affectables au domaine de tension HTB (actifs HTB) des actifs affectables au domaine de tension HTA-BT (actifs HTA-BT). Au 1^{er} janvier 2017, le pourcentage d'actifs HTB était de 29 %. Ce pourcentage serait revu chaque année en s'appuyant sur les comptes dissociés d'EDM.

La CRE envisage ensuite de considérer que :

- les actifs HTB sont réputés financés par de la dette financière à hauteur de 60 %, en cohérence avec le taux d'endettement financier retenu dans la délibération TURPE 5 HTB. Ce taux serait fixé pour la période 2018-2021 ;
- les actifs HTA-BT sont réputés financés selon les mêmes proportions que les actifs de la société Enedis. Au 1^{er} janvier 2017, la société Enedis ne présentait pas d'emprunts financiers à son passif. Le taux d'endettement financier (au périmètre des actifs hors-Linky) était donc de 0 %. Ce pourcentage serait revu chaque année en s'appuyant sur les comptes de la société Enedis et sur la proportion des CPR et des emprunts financiers retenue dans la mise en œuvre du tarif TURPE HTA-BT (hors actifs liés au projet de comptage évolué).

Ainsi, les niveaux prévisionnels de la BAR, des CPR, des emprunts financiers et des IEC du domaine HTB pris en compte dans le calcul des charges de capital d'EDM pour les années 2018 à 2021 sont détaillés plus bas.

EDM prévoit une forte croissance du niveau de sa base d'actifs régulés sur la période 2018-2021, en raison principalement :

- du nouveau tronçon de la ligne HTB qui relie Longoni à Sada et du poste source associé, pour un montant d'environ 35 M€ ;
- de deux grands projets de lignes HTA représentant un total d'environ 20 M€ de mises en service.

Ainsi, le niveau de la base d'actifs régulés d'EDM passe de 104 M€ au 1^{er} janvier 2017 à 179 M€ au 1^{er} janvier 2021, soit un taux de croissance annuel moyen de 14,5 %.

Au 01/01/N (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne
BAR	119 001	129 742	139 178	178 552	141 618
CPR	-2 947	951	3 128	12 346	3 369
Emprunts financiers	17 795	17 403	17 050	39 290	22 885
IEC du domaine HTB	685	2 673	23 467	0	6 706

3.3.2.3 Niveaux prévisionnels de charges de capital

Les niveaux prévisionnels de charges de capital supportées par EDM sur la période 2018-2021 sont présentés ci-dessous.

Charges de capital (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Application de la marge sur actif	2 975	3 244	3 479	4 464	3 540
Rémunération des capitaux propres régulés	- 115	37	122	482	131
Rémunération des emprunts financiers	534	522	511	1 179	687
Dotations nettes aux amortissements	3 462	3 881	4 181	5 604	4 282
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement	5 474	5 941	6 347	6 531	6 073
Rémunération des immobilisations en cours	25	99	868	0	248
Charges de capital	12 355	13 723	15 509	18 259	14 962

Question 15 : Que pensez-vous du niveau des charges de capital prévisionnelles d'EDM sur la période 2018-2021 ?

3.4 Chiffre d'affaires prévisionnel TURPE

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

Les hypothèses d'évolution proposées par EDM sont les suivantes :

- + 2,8 % / 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	45 000	46 260	47 555	48 887
BT > 36 kVA	232	239	246	253
HTA	108	111	114	117
TOTAL	45 340	46 610	47 915	49 257

- + 30,0 % / 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	14	14	14	14
BT > 36 kVA	58	103	128	146
HTA	15	21	26	31
TOTAL	87	138	168	191

- + 2,8 % / an en moyenne sur la période 2018-2021 pour les puissances souscrites en soutirage :

Puissances souscrites (kW)	2018	2019	2020	2021
BT ≤ 36 kVA	238 322	244 995	251 855	258 906
BT > 36 kVA	15 833	16 276	16 732	17 200
HTA	28 284	29 076	29 890	30 727
TOTAL	282 439	290 347	298 477	306 833

- + 5,0 % / 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	229 306	241 412	253 434	265 296
BT > 36 kVA	25 020	26 355	27 681	28 989
HTA	73 580	77 468	81 330	85 141
TOTAL	327 906	345 235	362 445	379 426

La CRE envisage à ce stade de prendre en compte l'intégralité des prévisions proposées par EDM.

Dans ce contexte, la CRE retiendrait les niveaux de chiffre d'affaires prévisionnel suivants :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
TOTAL	13 520	14 418	15 347	16 318	14 901

Question 16 : Que pensez-vous des hypothèses d'évolution du chiffre d'affaires prévisionnel présentées par EDM ?

3.5 Ajustement du niveau de dotation pour 2018 au titre des écarts portant sur les années 2016 et 2017

Conformément à ce qui est présenté au paragraphe 2.1.3, la détermination du niveau de dotation au titre du FPE pour l'année 2018 pour EDM 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 réalisés des charges de capital et des recettes issues de la perception du TURPE au titre de l'année 2017 seront communiqués à la CRE par EDM à l'occasion de la clôture de ses comptes et seront, dans ce cadre, pris en compte dans la future délibération du mois de mai.

3.6 Niveau de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021

Les niveaux prévisionnels de charges totales et de dotations résultantes sur la période 2018-2021 pour EDM tels qu'ils résulteraient des orientations envisagées par la CRE à ce stade sont présentés dans les tableaux ci-dessous.

En k€ courants	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Chiffre d'affaires TURPE (A)	13 520	14 418	15 347	16 318	14 901
Charges de capital (B)	12 355	13 723	15 509	18 259	14 962
Niveau de couverture des charges nettes d'exploitation par les recettes TURPE perçues par EDM (C) = (A) - (B)	1 165	695	- 162	- 1 941	- 61
« Borne haute »					
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDM (D)	15 686	18 135	18 184	19 339	17 836
Niveau de dotation prévisionnel (E) = (D) - (C)	14 521	17 441	18 346	21 281	17 897
Niveau de charges totales (F) = (B) + (D)	28 041	31 858	33 693	37 598	32 798
« Borne basse »					
Niveau de charges nettes d'exploitation supportées par EDM (G)	14 694	17 085	17 157	18 290	16 807
Niveau de dotation prévisionnel (H) = (G) - (C)	13 529	16 391	17 319	20 232	16 868
Niveau de charges totales (I) = (B) + (G)	27 049	30 808	32 666	36 549	31 769

4. QUESTIONS

Question 1 : Etes-vous favorable à la mise en place d'un mécanisme d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation d'EDM similaire à celui actuellement en vigueur pour Enedis dans le cadre du tarif TURPE 5 HTA-BT, selon lequel cet opérateur conserve les gains et pertes par rapport aux trajectoires prévisionnelles ?

Question 2 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant les dépenses d'investissement d'EDM ?

Question 3 : Etes-vous favorable au mécanisme envisagé par la CRE concernant la continuité d'alimentation d'EDM ?

Question 4 : Avez-vous des remarques sur les listes des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés pour EDM ?

Question 5 : Selon vous, les indicateurs envisagés permettent-ils de mesurer tous les aspects importants de la qualité de service d'EDM ? Sinon, quels indicateurs devraient être ajoutés ?

Question 6 : Etes-vous favorable au mécanisme envisagé d'ajustement des paramètres de la régulation incitative de la qualité de service en cours de période ? Avez-vous des remarques sur les listes des indicateurs de suivi de la qualité de service dont les caractéristiques seront fixées pour la période ?

Question 7 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'intérêt d'inciter EDM à réduire le volume de ses pertes ?

Question 8 : Etes-vous favorable au mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE pour EDM ?

Question 9 : Etes-vous favorable à la possibilité de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents proposés par EDM sur la période 2018-2021 ?

Question 10 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme de CRCP selon les modalités envisagées par la CRE ?

Question 11 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous dans les conditions envisagées par la CRE ?

Question 12 : Que pensez-vous des bornes haute et basse de charges nettes d'exploitation envisagées par la CRE pour EDM ?

Question 13 : Que pensez-vous de la méthodologie envisagée par la CRE pour calculer les charges de capital supportées par EDM sur la période 2018-2021 ?

Question 14 : Que pensez-vous des niveaux des paramètres de rémunération envisagés pour le calcul des charges de capital d'EDM sur période 2018-2021 ?

Question 15 : Que pensez-vous du niveau des charges de capital prévisionnelles d'EDM sur la période 2018-2021 ?

Question 16 : Que pensez-vous des hypothèses d'évolution du chiffre d'affaires prévisionnel présentées par EDM ?

5. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 20 avril 2018 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp1@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des Réseaux : + 33.1.44.50.42.56 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE, merci d'indiquer les éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant au chapitre précédent en argumentant leurs réponses.

ANNEXE 1 : MECANISME DE REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE ENVISAGE POUR EDM

S'agissant du cadre de régulation incitative pluriannuel sur la période 2018-2021 relatif à la qualité de service, la CRE envisage d'introduire, d'une part, 4 incitations financières et, d'autre part, le suivi de 8 indicateurs.

Cette annexe détaille les dispositions envisagées par la CRE à ce stade.

Pour les indicateurs correspondants à des taux, la CRE propose de demander à EDM 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 Enedis	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 le GRD

Calcul	<i>Nombre rendez-vous planifiés non respectés par le GRD ayant donné lieu au versement d'une pénalité par le GRD durant le trimestre, par catégorie d'utilisateurs</i>
Périmètre	- Tous rendez-vous programmés donc validés par le GRD - Tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et nécessitant la présence de l'utilisateur, non respectés du fait du GRD
Suivi	- Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle
Objectif	- 100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	Montant de pénalités identique à celui facturé par le GRD 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 EDM / Nombre de réclamations clôturées durant le trimestre</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par EDM
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"> - 78 % du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 ; - 80 % du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 ; - 82 % du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 ; - 83 % du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021.
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : (150 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des réclamations reçues au cours de l'année - Bonus : (150 € x 0,1 % x V) par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des réclamations reçues au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : ± 45 k€ - Versement au travers du CRCP - La définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période 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 EDM</u>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toutes réclamations envoyées directement par les utilisateurs dont la réponse doit être faite par le GRD - Tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - Toutes catégories d'utilisateurs - Réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante », et non pas un simple accusé de réception, a été envoyée par EDM
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : trimestrielle - Fréquence de remontée à la CRE : annuelle - Fréquence de publication : annuelle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<u>Objectif envisagé :</u> <ul style="list-style-type: none"> - 100 % des réclamations reçues directement des utilisateurs ou via le fournisseur, traitées dans les 30 jours calendaires
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> <ul style="list-style-type: none"> - Pénalités : 30 € pour chaque réclamation non traitée dans les 30 jours. - Valeur plancher des incitations : - 9,8 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	<i>(Nombre de compteurs à relever – nombre des compteurs avec deux absences à la relève ou plus) / Nombre des compteurs à relever durant le trimestre</i>
Périmètre	- Tous compteurs relevés ou auto-relevés (injection et soutirage) y compris les compteurs évolués relevés mensuellement
Suivi	- 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> - [en cours de définition]
Incitations	<u>Incitations envisagées :</u> - Pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond au nombre de compteurs à relever au cours de l'année - Bonus : $(4,5 \text{ €} \times 0,1 \% \times V)$ par année calendaire par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond au nombre de compteurs à relever au cours de l'année - Valeur plancher des incitations : [en cours de définition] - 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	2019
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	2019
Taux de propositions de raccordements envoyées hors délais par catégorie d'utilisateurs	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande (en conformité avec les procédures de traitement des demandes de raccordement) / Nombre de propositions de raccordement émises durant le trimestre	Trimestrielle	2019
Taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements par catégorie d'utilisateurs	Nombre de raccordements mis à disposition à la date convenue avec l'utilisateur / Nombre de	Trimestrielle	2019

	raccordements mis à disposition durant le trimestre		
Rendez-vous replanifiés à l'initiative d'EDM	Nombre de rendez-vous replanifiés par EDM (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 EDM / 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 : DEFINITION D'UN EVENEMENT 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.