



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

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2019-016 DU 12 SEPTEMBRE 2019 RELATIVE AU PROJET DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS ÉVOLUÉS D'ÉLECTRICITÉ DE MAYOTTE ET GÉRÉDIS**

L'article L.341-4 du code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) doivent mettre en œuvre des dispositifs de comptage permettant aux fournisseurs de « proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs de réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ».

L'article R.341-8 du code de l'énergie prévoit que d'ici au 31 décembre 2020, au moins 80 % des sites raccordés en basse tension (BT) pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères sont équipés de compteurs évolués, dans la perspective d'atteindre un objectif de 100 % d'ici 2024.

Enfin l'article R.341-6 du même code dispose que les spécifications et les éléments de coûts des dispositifs de comptage évolué relevant des GRD d'électricité desservant plus de cent mille clients sont soumis, préalablement à leur mise en œuvre, à la Commission de régulation de l'énergie (CRE), qui peut formuler des recommandations notamment en vue de veiller à la mise en place de dispositifs de comptage interopérables au plan national.

Electricité de Mayotte (EDM) et Gérédis sont les GRD en charge, respectivement, de la zone non interconnectée au réseau métropolitain continental (ZNI) de Mayotte et d'une partie du territoire des Deux-Sèvres. EDM et Gérédis sont en charge de déployer un système de comptage évolué sur ces territoires respectifs et ont donc soumis à la CRE un projet respectivement en juillet et octobre 2018. Gérédis a également effectué une demande de cadre de régulation incitative fondée sur les mêmes mécanismes que ceux qui s'appliquent aux projets de comptage évolué d'Enedis et d'EDF SEI.

Le projet de comptage évolué présenté par EDM, dans le domaine de tension  $BT \leq 36$  kVA, a pour objectif le déploiement de 64 000 compteurs évolués entre 2019 et 2024 à Mayotte.

Le projet de comptage évolué présenté par Gérédis, dans le domaine de tension  $BT \leq 36$  kVA, a pour objectif le déploiement de 180 000 compteurs évolués entre 2021 et 2027 dans une partie du département des Deux-Sèvres.

S'agissant du projet de comptage évolué d'EDM, la CRE recommande de repousser le déploiement du projet de comptage évolué, dans l'attente que les conditions de succès du projet soient réunies.

Concernant le projet de Gérédis, la délibération n° 2018-163 de la CRE du 19 juillet 2018 portant sur les niveaux de dotation du FPE pour Gérédis sur la période 2018-2021 n'intègre pas les charges nettes d'exploitation liées au projet de comptage évolué dans la trajectoire retenue.

Ainsi la consultation publique de la CRE porte sur les résultats de l'étude technico-économique qu'elle a menée, sur le niveau des charges du projet de comptage évolué à prendre en compte pour déterminer le niveau de dotation supplémentaire à verser à Gérédis, ainsi que sur le cadre de régulation incitative du projet envisagé.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant dans le présent document de consultation publique avant le 16 octobre 2019.

Paris, le 12 septembre 2019.  
Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le Président,

Jean-François CARENCO

### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 16 octobre 2019 :

- de préférence en saisissant leur contribution sur la nouvelle plate-forme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr/> ;
- ou par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp3@cre.fr](mailto:dr.cp3@cre.fr).

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

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

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

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

# SOMMAIRE

<b>1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....</b>	<b>5</b>
1.1 CADRE JURIDIQUE.....	5
1.1.1 Cadre juridique européen.....	5
1.1.2 Cadre juridique national.....	5
1.2 CONTEXTE DES PROJETS DE COMPTAGE D'ELECTRICITÉ DE MAYOTTE ET DE GÉRÉDIS.....	5
1.2.1 Projet de comptage d'Electricité de Mayotte.....	5
1.2.2 Projet de comptage de Gérédis.....	5
1.3 OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	6
<b>2. ORIENTATIONS SUR LE PROJET DE COMPTAGE ÉVOLUÉ D'ELECTRICITÉ DE MAYOTTE.....</b>	<b>6</b>
<b>3. DESCRIPTION DU PROJET DE COMPTAGE DE GÉRÉDIS ET RÉSULTATS DE L'ÉTUDE TECHNICO-ÉCONOMIQUE.....</b>	<b>8</b>
3.1 DESCRIPTION DU PROJET.....	8
3.1.1 Solution technique.....	8
3.1.2 Calendrier de déploiement.....	8
3.2 PRINCIPAUX RÉSULTATS DE L'ÉTUDE TECHNICO-ÉCONOMIQUE.....	9
3.2.1 Un projet rentable à l'échelle de la collectivité.....	9
3.2.2 Arbitrages de la CRE sur les ajustements proposés par le consultant.....	13
3.2.3 VAN résultant du projet.....	14
<b>4. MÉCANISME DE RÉGULATION INCITATIVE ET IMPACT SUR LA DOTATION FPE.....</b>	<b>15</b>
4.1 MISE EN PLACE D'UN CADRE DE RÉGULATION INCITATIVE.....	15
4.1.1 Rappel du cadre de régulation incitative du projet Linky, du projet Gazpar et des projets menés par les ELD de gaz et d'électricité.....	15
4.1.2 Cadre de régulation envisagé.....	15
4.2 IMPACT SUR LA DOTATION FPE.....	21
4.2.1 Traitement tarifaire des provisions pour renouvellement historiquement passées par Gérédis et détermination des charges de capital.....	21
4.2.2 Détermination des charges d'exploitation.....	23
4.2.3 Couverture tarifaire de la dépose anticipée des compteurs existants.....	23
4.2.4 Impact sur le niveau de dotations au titre du FPE.....	24
4.3 CLAUSE DE RENDEZ-VOUS.....	26
<b>5. QUESTIONS.....</b>	<b>27</b>
<b>6. ANNEXES.....</b>	<b>27</b>
6.1 QUALITÉ DE LA POSE.....	27
6.1.1 Indicateurs incités financièrement.....	27
6.1.2 Taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement.....	27
6.1.3 Indicateurs de suivi.....	27
6.1.4 Taux de réclamations liées au déploiement.....	27
6.1.5 Nombre de réclamations liées au déploiement.....	28
6.2 PERFORMANCE DU SYSTÈME DE COMPTAGE ÉVOLUÉ.....	28
6.2.1 Indicateurs incités financièrement.....	28
6.2.2 Taux de télé-relevés journaliers réussis.....	28
6.2.3 Taux de publication des index réels mensuels.....	28
6.2.4 Taux de disponibilité du portail internet « clients ».....	28

6.2.5	Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois .....	29
6.2.6	Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur.....	29
6.2.7	Indicateurs de suivi.....	29
6.2.8	Nombre de points de connexion BT $\leq$ 36 kVA équipés d'un compteur .....	29
6.2.9	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué .....	30

## 1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

### 1.1 Cadre juridique

#### 1.1.1 Cadre juridique européen

Le paragraphe 2 de l'annexe I relative aux mesures relatives à la protection des consommateurs de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité énonce que les « États membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité. La mise en place de tels systèmes peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des bénéfices pour le marché et le consommateur, pris individuellement [...] ».

Il précise, par ailleurs, que « si la mise en place de compteurs intelligents donne lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients seront équipés de systèmes intelligents de mesure d'ici à 2020 ».

#### 1.1.2 Cadre juridique national

Les dispositions relatives aux compteurs évolués de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ont été transposées en droit français. L'article L.341-4 du code de l'énergie précise ainsi que les GRD doivent mettre en œuvre des dispositifs de comptage permettant aux fournisseurs de « proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs de réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ».

L'article R.341-8 du code de l'énergie prévoit que d'ici au 31 décembre 2020, au moins 80 % des sites raccordés en basse tension (BT) pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères sont équipés de compteurs évolués, dans la perspective d'atteindre un objectif de 100 % d'ici 2024.

Enfin l'article R.341-6 du même code dispose que les spécifications et les éléments de coûts des dispositifs de comptage évolués relevant des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité desservant plus de cent mille clients sont soumis, préalablement à leur mise en œuvre, à la CRE, qui peut formuler des recommandations notamment en vue de veiller à la mise en place de dispositifs de comptage interopérables au plan national.

### 1.2 Contexte des projets de comptage d'Electricité de Mayotte et de Gérédís

#### 1.2.1 Projet de comptage d'Electricité de Mayotte

Electricité de Mayotte (EDM) est le gestionnaire de réseaux de distribution (GRD) en charge de la zone non interconnectée au réseau métropolitain continental (ZNI) de Mayotte et est donc en charge de déployer les compteurs évolués dans ce territoire.

Par courrier en date du 2 juillet 2018 et à la suite des travaux menés dans le cadre de l'établissement de sa dotation au titre du fond de péréquation de l'électricité (FPE), EDM a saisi la CRE d'un projet de déploiement de compteurs évolués.

Le projet d'EDM consiste à déployer 64 000 compteurs évolués entre 2019 et 2024. EDM prévoit de poser des compteurs Linky G3. Cependant, au moment de l'étude technico-économique, EDM n'avait pas arrêté de solution définitive pour son système d'information.

Le projet d'EDM conduirait, sur la période de déploiement, à des investissements (achats et pose des compteurs et des concentrateurs, systèmes d'information) d'un montant cumulé de l'ordre de 18 M€, et des surcoûts temporaires sur ses charges d'exploitation de l'ordre de 8 M€ sur la durée du projet.

Ce projet générerait également des gains pour EDM pour la gestion du réseau et du système électrique (réduction des pertes non techniques, gains sur la relève et les petites interventions), ainsi que pour les consommateurs (maîtrise de la demande d'électricité – MDE).

#### 1.2.2 Projet de comptage de Gérédís

Gérédis est le gestionnaire de réseaux de distribution (GRD) sur une partie du département des Deux-Sèvres, correspondant à la partie la plus rurale du département qui exclut les centres urbains desservis par Enedis, et est donc en charge de déployer les compteurs évolués dans ces territoires.

Dans le cadre des travaux menés avec la CRE pour établir sa dotation au titre du FPE, Gérédís a transmis en décembre 2017 à la CRE un premier projet de déploiement de compteurs évolués. Cette demande a été modifiée en octobre 2018, entre autres pour intégrer une demande d'un cadre de régulation incitative fondé sur les mêmes mécanismes que ceux qui s'appliquent au projet Linky d'Enedis.

Gérédis prévoyait initialement de déployer 170 000 compteurs évolués dans le cadre d'un projet prévu pour se dérouler entre 2019 et 2026. Gérédís a récemment fait part à la CRE de son souhait de décaler le calendrier de

déploiement d'un an, repoussant ainsi à fin 2027 la fin de déploiement massif. Gérédis déploiera des compteurs Linky G3, et utilisera le système d'information préconisé par l'Uneleg (Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz) dans le cadre de son groupe de travail consacré au comptage évolué, qui diffère de celui développé par ENEDIS pour le projet Linky.

Le projet de Gérédis conduira, sur la période de déploiement, à des investissements (achats et pose des compteurs et des concentrateurs, systèmes d'information) d'un montant cumulé de l'ordre de 44,4 M€, et des surcoûts temporaires sur ses charges d'exploitation de l'ordre de 7,2 M€ sur la durée du projet.

Ce projet génèrera également des gains pour Gérédis pour la gestion du réseau et du système électrique (réduction des pertes non techniques, gains sur la relève et les petites interventions), ainsi que pour les consommateurs (maîtrise de la demande d'électricité – MDE).

### **1.3 Objet de la consultation publique**

L'article 165 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (« LTECV ») a introduit à l'article L.121-29 du code de l'énergie la possibilité pour les gestionnaires de réseaux qui desservent plus de 100 000 clients, ainsi que pour ceux qui interviennent dans les ZNI d'opter pour un mécanisme de péréquation s'appuyant sur l'analyse de leurs comptes, dans le cadre du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

Par deux délibérations, la CRE a établi les niveaux de dotation du FPE pour EDM (délibération n° 2018-164 du 19 juillet 2018) et Gérédis (délibération n° 2018-163 du 19 juillet 2018) au titre des années 2018 à 2021, ainsi que le cadre de régulation associé. Le niveau des dotations fixées dans ces délibérations ne tient pas compte des coûts prévisionnels associés aux projets de comptage évolué.

Sur la base des informations fournies par EDM et Gérédis sur leur projet respectif de comptage évolué, la CRE a réalisé une étude technico-économique afin d'en évaluer les coûts et les bénéfices pour le marché et les consommateurs. Cette étude a été menée par un consultant entre octobre 2018 et mars 2019. Les conclusions de cette étude sont publiées sur le site internet de la CRE en même temps que la présente consultation publique.

La CRE considère qu'il est pertinent de repousser le projet de comptage évolué d'EDM, dans l'attente que l'ensemble des conditions soient réunies pour assurer le succès du projet. La CRE présente ici ses analyses des principaux résultats de l'étude technico-économique du projet de comptage d'EDM.

En ce qui concerne le projet de comptage évolué de Gérédis, le niveau élevé de ses coûts ainsi que son délai de réalisation ne permettent pas de garantir la rentabilité au niveau du GRD. La rentabilité de ce projet pour les consommateurs est malgré tout rendue possible par le niveau des gains attendus sur l'exploitation du système, mais également en termes de MDE, de non présence des clients pour le projet de Gérédis.

Etant données l'ampleur du projet et la nécessité de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais, la CRE est attentive à ce que toutes les conditions soient réunies pour permettre le succès du projet et envisage de mettre en place un cadre de régulation spécifique, comme pour les autres projets de déploiement de compteurs évolués, tant en électricité qu'en gaz naturel. Ce cadre incitera Gérédis à :

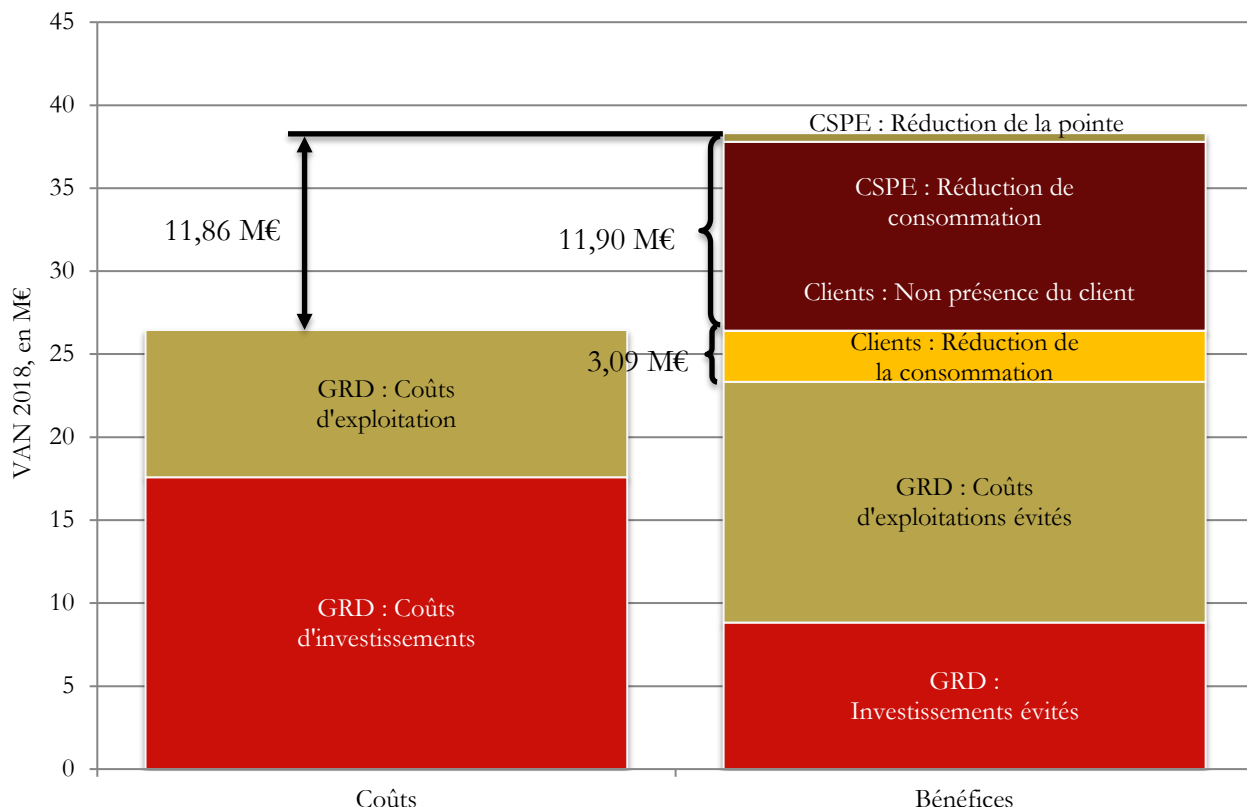
- maîtriser sur la durée les coûts d'investissements et les gains de fonctionnement attendus ;
- garantir le niveau de performance attendu du système global sur toute la chaîne de traitement des index ;
- respecter le planning de déploiement.

La CRE consulte l'ensemble des parties prenantes sur les résultats de l'étude technico-économique qu'elle a menée et ses recommandations concernant le lancement du projet de comptage de Gérédis.

La consultation porte également sur le niveau des charges du projet de comptage évolué que la CRE envisage de prendre en compte pour déterminer le niveau de dotation à verser à Gérédis au titre du FPE, ainsi que sur le cadre de régulation incitative du projet qu'elle envisage de mettre en œuvre.

## **2. ORIENTATIONS SUR LE PROJET DE COMPTAGE ÉVOLUÉ D'ÉLECTRICITÉ DE MAYOTTE**

L'étude technico-économique menée par la CRE met en évidence une VAN du projet négative à hauteur de - 3,13 M€ au périmètre du seul GRD. Cependant, à l'échelle de la collectivité, le projet apparaît pertinent au regard des gains attendus en termes de réduction de la consommation (3,09 M€ pour les clients et 11,90 M€ pour la CSPE).



Lors de son audition du 24 janvier 2018, EDM a exprimé des réserves sur la pertinence du déploiement d'un projet de comptage évolué dans les conditions actuelles du réseau et du territoire mahorais. EDM a cependant annoncé vouloir respecter la procédure de saisine de la CRE sur son projet de comptage. A cet effet, EDM a établi un plan d'affaires dédié, qu'il a soumis à la CRE le 2 juillet 2018 en vue d'une étude technico économique.

Malgré les conclusions positives de l'étude technico-économique, qui met en évidence l'équilibre économique de son projet de comptage évolué à l'échelle de la collectivité, EDM a confirmé sa volonté de retarder son déploiement.

EDM a mis en avant plusieurs arguments justifiant ce report.

Tout d'abord, EDM mène actuellement un projet de mise en conformité de son réseau, sur lequel la CRE s'est prononcée favorablement dans sa délibération du 19 juillet 2018, et qui devrait s'étendre au moins jusqu'en 2024. Ce projet consiste en une refonte profonde du réseau afin de permettre sa sécurisation. Son achèvement constitue à ce titre un préalable au déploiement d'un système de comptage évolué, afin de s'assurer que ce dernier génère bien les gains qui en étaient attendus.

De plus, le tissu économique mahorais est fragile et ne dispose pas, actuellement, des compétences nécessaires au déploiement de compteurs évolués sur le territoire d'EDM. Cette problématique est d'autant plus forte que les effectifs d'EDM sont largement mobilisés par le projet de mise en conformité évoqué précédemment.

Enfin, le réseau de télécommunications à Mayotte présente à ce jour une couverture incomplète du territoire et une qualité de transmission à parfaire qui n'offrent pas les meilleures garanties de succès. Ce réseau est en cours d'amélioration et il semble préférable de constater cette amélioration avant de lancer le projet des compteurs évolués.

La prise en compte de ces éléments amène la CRE à considérer que les conditions ne sont pas réunies pour garantir, d'une part, le bon déploiement d'un système de comptage évolué à Mayotte et, d'autre part, que le système mis en place permette d'obtenir l'intégralité des gains théoriques associés au projet. A ce titre, la CRE recommande de décaler le déploiement du projet de comptage évolué à 2024, à l'issue du projet de remise en conformité du réseau mahorais.

Question 1 : Etes-vous favorable à l'orientation de la CRE concernant le décalage du projet de comptage évolué d'EDM ?

### 3. DESCRIPTION DU PROJET DE COMPTAGE DE GÉRÉDIS ET RÉSULTATS DE L'ÉTUDE TECHNICO-ÉCONOMIQUE

#### 3.1 Description du projet

##### 3.1.1 Solution technique

Gérédis utilisera le système de comptage évolué Linky G3 actuellement déployé en métropole par Enedis ainsi que les systèmes informatiques préconisés par l'Uneleg dans le cadre de son groupe de travail consacré au comptage évolué, et les systèmes de gestion clientèle déjà utilisé par Gérédis.

Le compteur permet des communications bidirectionnelles (transmission et réception des informations) et permet le relevé à distance ainsi que le pilotage de la fourniture d'énergie.

La communication s'effectue entre un ensemble de compteurs installés chez les utilisateurs et un concentrateur localisé à proximité dans le poste de distribution publique, via la technologie du Courant Porteur en Ligne (CPL), qui rassemble ces données pour les transmettre au gestionnaire de réseaux. A chaque compteur et concentrateur est associé un modem CPL qui code et décode les données en un signal électrique et les superpose au courant électrique à 50 Hertz.

Au niveau des concentrateurs, les données sont ensuite codées sous format numérique, puis transmises au système informatique du gestionnaire de réseau par l'intermédiaire du réseau de téléphonie GPRS.

Le système de comptage évolué qui sera déployé par Gérédis dispose des mêmes fonctionnalités que Linky :

- la télérelève quotidienne des données du compteur;
- la réalisation de téléopérations à distance (réduction de la puissance, coupure, changement de grilles tarifaires et de puissance souscrite) par le GRD ;
- la mesure de la consommation et, le cas échéant, de la production décentralisée ;
- l'affichage des informations sur le compteur et/ou un téléreport à partir de la TIC (télé-information client) installée.

L'article R.341-6 du code de l'énergie dispose que les spécifications et les éléments de coûts des dispositifs de comptage évolué relevant des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité desservant plus de cent mille clients sont soumis, préalablement à leur mise en œuvre, à la CRE, qui peut formuler des recommandations notamment en vue de veiller à la mise en place de dispositifs de comptage interopérables au plan national.

La CRE constate que de nombreux éléments constitutifs de la solution technique de comptage évolué envisagée par Gérédis sont identiques à ceux mis en œuvre par Enedis au plan national. A titre d'exemple, le type de compteur G3, le SI d'acquisition ou encore le format de la sortie locale TIC sont identiques. Toutefois, la CRE considère que Gérédis, mais aussi l'ensemble des entreprises locales de distribution (ELD) d'électricité, devrait saisir l'opportunité que représente un projet de comptage évolué pour veiller à mettre en place des interfaces d'échange de données avec les fournisseurs identiques quel que soit le GRD.

En effet, comme la CRE l'a rappelé dans son dernier rapport sur l'état des lieux des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel publié en mars 2019, la concurrence demeure inexistante sur le territoire des ELD pour les clients résidentiels, une des raisons possibles étant notamment le manque d'harmonisation des systèmes d'information des différents gestionnaires de réseau. Il en résulte que les consommateurs résidentiels habitant dans une zone de desserte d'une ELD ne bénéficient pas d'un large ensemble de choix d'offres de fourniture, ce qui vient, en pratique, limiter considérablement leur droit de choisir un fournisseur.

Question 2 : Avez-vous des remarques sur le choix du système de comptage évolué effectué par Gérédis pour le territoire des Deux-Sèvres ?

##### 3.1.2 Calendrier de déploiement



Initialement, le calendrier du projet de comptage évolué de Gérédis, décomposé en quadrimestres, avait pour objectif le déploiement de 180 000 compteurs évolués dans le cadre d'un projet prévu pour se dérouler entre le Q2 2020 et le Q3 2026. Gérédis a ensuite informé la CRE de son souhait de décaler le calendrier de déploiement afin de viser une pose des compteurs entre le Q1 2021 et le Q2 2027.

Le rythme de croisière du déploiement massif s'élèvera à environ 17 000 poses par an et sera le plus soutenu de 2022 à 2025. Les années 2021, et 2026-2027 prévoient respectivement une montée en charge avec 2 000 poses et un arrêt progressif avec 14 000 et 13 000 poses réalisées dans l'année.

Le déploiement diffus sera réalisé lors d'interventions, de pose pour défaillance ou de première mise en service à hauteur de 10 000 poses par an de 2021 à 2027, et de 1 800 poses à partir de 2027 en suivant la croissance du parc de compteur.

Le déploiement sera ainsi réalisé à hauteur d'environ 68 % en massif<sup>1</sup>, et le restant en diffus<sup>2</sup>.

Question 3 : Êtes-vous favorable au calendrier de déploiement envisagé par Gérédis ?

### 3.2 Principaux résultats de l'étude technico-économique

L'étude technico-économique du projet a été réalisée en comparant un scénario sans déploiement de compteurs évolués (scénario « Business as usual » - BAU) avec le plan d'affaires du déploiement des compteurs évolués (scénario de référence), sur la période 2018-2040.

#### 3.2.1 Un projet rentable à l'échelle de la collectivité

Le déploiement généralisé d'un système de comptage évolué sur le territoire ciblé par Gérédis présente un intérêt économique global à long terme avec une VAN totale du projet de 10,2 M€ dans le scénario de référence :

- contrairement aux autres projets de comptage évolué déjà lancés en électricité par Enedis et EDF SEI, le projet n'est pas rentable économiquement au seul périmètre de l'activité de distributeur de Gérédis, puisque la VAN atteint - 21,2 M€ ;
- cependant, la prise en compte des gains associés au projet de comptage pour les consommateurs, tels que la maîtrise de la demande en énergie (MDE) et la présence du consommateur non requise lors des relèves et des interventions, apporte un gain de 31,4 M€ en VAN.

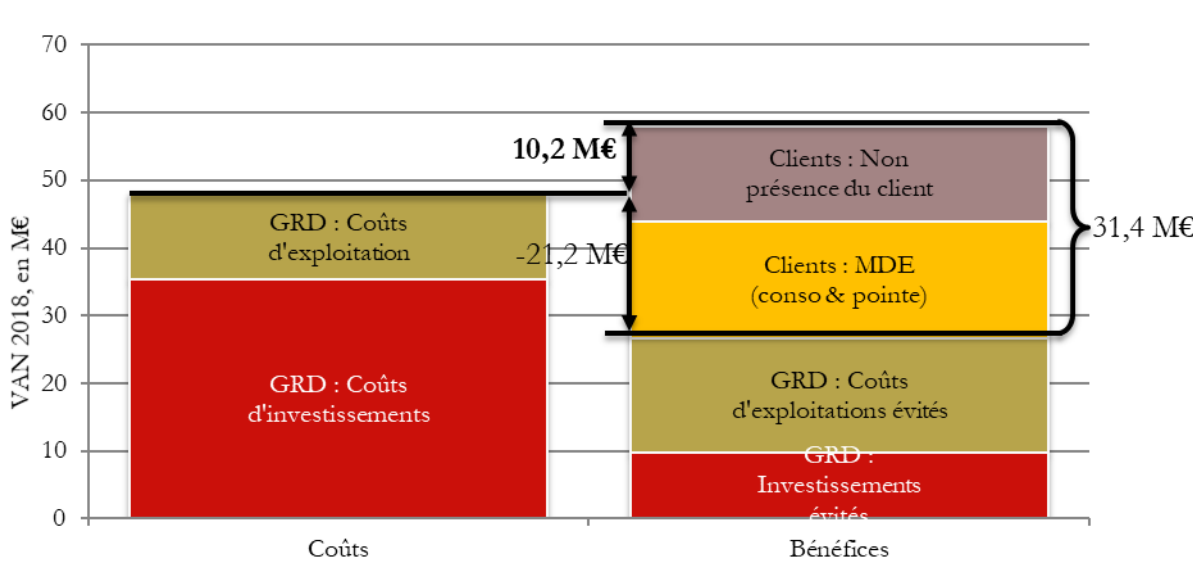


Fig. 1 Etude technico-économique - Coûts et bénéfices pour l'ensemble des acteurs

Gérédis prévoit un investissement de l'ordre de 44,4, M€ sur la période de déploiement soit un coût unitaire de l'ordre de 260 € par compteur.

<sup>1</sup> La pose en *massif* correspond à un déploiement concentré et programmé dans une zone géographique donnée.

<sup>2</sup> La pose en *diffus* concerne principalement le remplacement des compteurs lors d'un dépannage ainsi que les nouveaux branchements. Les « seconds passages » nécessaires pour saturer une zone qui n'aurait pas pu l'être initialement relèvent également de la pose en *diffus*.



Ce volume d'investissements important explique la VAN négative à l'échelle du GRD. Le projet génère en effet un besoin d'investissement supplémentaire de 25,6 M€ en VAN par rapport au scénario BAU.

Les coûts d'exploitation sont plus élevés à court terme en raison de coûts informatiques et télécoms très supérieurs au scénario BAU. Néanmoins les réductions des coûts d'exploitation étant de plus en plus importantes à mesure que le déploiement progresse, des gains apparaissent à partir de 2027, permettant de dégager une VAN de 4,5 M€ sur l'ensemble de la période. Les trois postes participants à cette réduction sont la suppression d'une partie des relèves périodiques (+ 6,5 M€ sur la VAN), la suppression d'une partie des interventions techniques (+ 5,3 M€ sur la VAN) ainsi que la diminution des pertes non techniques (+ 3,4 M€ sur la VAN).

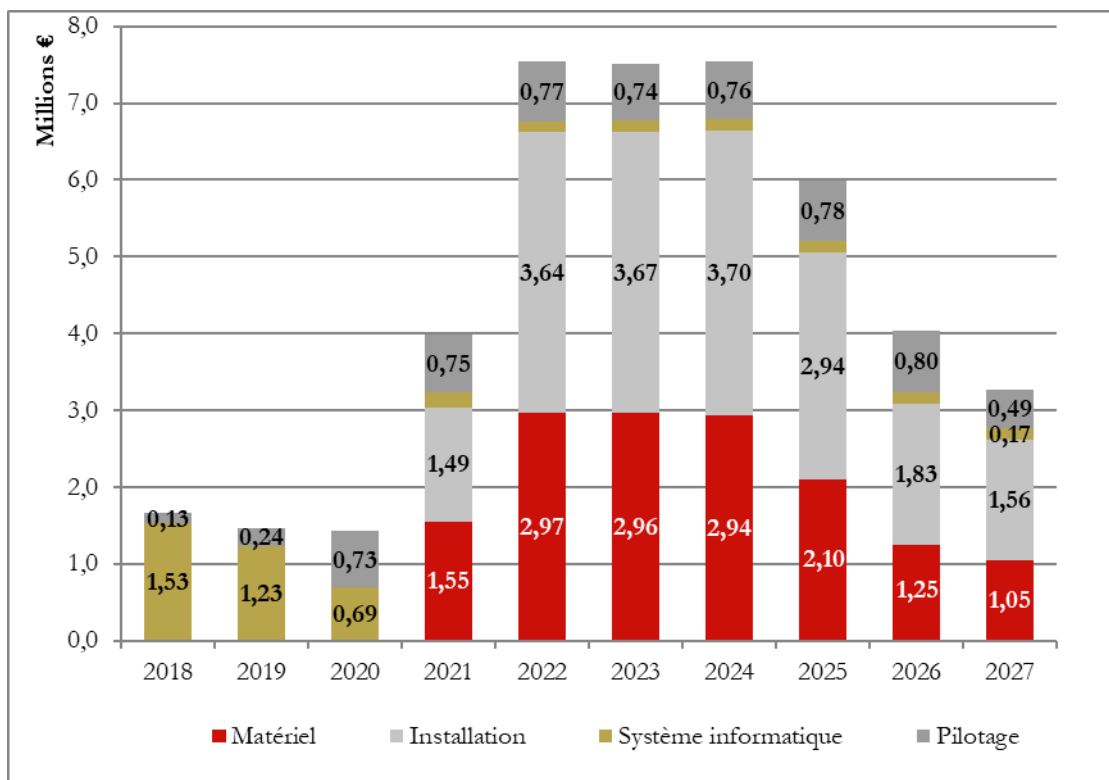


Fig. 2 Etude technico-économique - Chronique d'investissements en M€ courants sur la période de déploiement

**Ajustements réalisés par le consultant**

L'étude technico-économique a été réalisée à partir des données et des informations fournies par Gérédis, ajustées par le consultant dans certains cas. Ces hypothèses ont également été complétées, notamment pour évaluer les gains pour l'ensemble du système électrique.

Les principaux ajustements réalisés par le consultant sont les suivants :

- Coût des compteurs évolués :

La stratégie d'achats de Gérédis consiste à passer par le groupement d'intérêt public (GIP) Linky, groupement d'achat réunissant plusieurs entreprises locales de distribution (ELD) en préparation d'un projet de comptage évolué. L'opérateur se réfère aux résultats de l'appel d'offres du GIP Linky pour fixer son hypothèse de prix des compteurs. Celle-ci est déterminée au prorata des volumes attribués aux différents fabricants par type de compteur en tenant compte des spécificités liées à la personnalisation des compteurs. Sont ajoutés des frais de fonctionnement liés au GIP Linky. Enfin, Gérédis considère un surcoût afin, d'une part, de tenir compte du décalage de calendrier avec le déploiement de compteur évolué d'Enedis et, d'autre part, pour se protéger du risque lié à l'évolution des prix des compteurs évolués dans les prochains appels d'offres.

Le consultant valide l'hypothèse de prix du compteur évolué ainsi que la prise en compte des frais de fonctionnement attribués au GIP Linky. Cependant, le consultant ne retient pas l'hypothèse de surcoût mentionnée par l'opérateur. Il estime que ce surcoût n'est pas justifié car, d'une part, un climat de concurrence s'installera entre les différents fabricants suite à la production massive liée au projet d'Enedis et l'amortissement de la chaîne de production et, d'autre part, les effets volumes seront faibles compte tenu de la maturité de la technologie.



- Coûts des concentrateurs :

Gérédis estime un coût unitaire du concentrateur basé sur les prix estimés par d'autres ELD à partir des négociations ou consultations des fabricants, qu'il avait accepté de revoir au cours de l'étude menée par le consultant, pour se baser sur un prix inférieur au coût initial.

Par la suite, les travaux menés par le consultant dans le cadre de son étude des pistes de mutualisation des coûts des projets de comptage évolué entre ELD ont montré qu'une mutualisation d'achat des concentrateurs était possible *via* le GIP Linky. Le consultant estime qu'une mutualisation des achats de concentrateurs *via* le GIP Linky permettrait une baisse substantielle des coûts d'achat et rendrait atteignable un prix de concentrateur correspondant au prix obtenu par Enedis, auquel est ajouté un surcoût, lié à la personnalisation et aux faibles volumes commandés, ainsi qu'un surcoût de ce total lié au stockage de matériel.

Dans ce contexte, Gérédis a étudié les possibilités de mutualisation des coûts d'achat des concentrateurs en ajustant notamment son calendrier de déploiement afin de se coordonner avec les autres ELD. A la suite de ce travail, Gérédis estime qu'une baisse des coûts d'achat des concentrateurs, par rapport à son hypothèse initiale, est envisageable. Cependant, le coût estimé par l'opérateur reste supérieur à celui proposé par le consultant.

- Prise en compte d'un temps de pédagogie de 5 minutes par pose :

Gérédis considère qu'un temps de pédagogie est nécessaire compte tenu de la structure de son parc, qui comporte un taux inhabituel de 76 % de compteurs inaccessibles et renforce encore les enjeux liés à l'acceptabilité du déploiement de compteurs évolués sur son territoire.

Le consultant ne retient pas cette hypothèse dans son scénario de référence, mais propose, en revanche, une analyse de sensibilité sur l'impact de sa prise en compte sur la VAN.

- Structure du parc existant

Les données relatives à la structure du parc existant (âge des compteurs, type de compteur) communiquées par Gérédis ont été ajustées afin d'être mises en cohérence avec la durée de vie estimée des compteurs. Cette adaptation modifie les trajectoires de pose massive et diffuse, notamment dû au renouvellement massif externalisé des compteurs en fin de vie, tout en maintenant l'objectif d'un volume annuel maximal de poses cohérent avec la trajectoire proposée par Gérédis et 100% de compteurs évolués dans le parc de compteur actifs à fin 2027.

- Défaillance du matériel :

Gérédis considère que le taux de défaillance des compteurs et concentrateurs est constant sur leur durée de vie et fixe ce dernier à 1 %. L'âge du matériel n'est pas réactualisé dans le modèle lorsque le matériel est remplacé pour défaillance.

Le consultant conserve les hypothèses de durée de vie mais retient des taux de défaillances correspondant aux taux auxquels s'engage le fabricant dans les contrats obtenus par le GIP Linky sur les 10 premières années. Les taux des 10 années suivantes se réfèrent aux taux retenus pour la Corse lors de l'étude technico-économique du projet de comptage évolué d'EDF SEI.

- Performance du système de comptage évolué :

Les appréciations du consultant et de Gérédis quant au niveau de performance attendu du système divergent sur certains indicateurs. En particulier, les hypothèses initiales de Gérédis considéraient les taux de performances des compteurs évolués suivants :

- 95 % pour le taux de télérelèves réalisées le jour J ;
- 90 % pour le taux d'interventions télé-opérables ;
- un taux de télérelève résiduel de 1,5 %.

L'opérateur explique ces hypothèses par la forte ruralité de son territoire qui implique de faibles performances en termes de communication CPL et GPRS. Par ailleurs, Gérédis s'appuie sur les indicateurs fixés pour EDF SEI à savoir 90 % pour le taux de télérelève avec succès le jour J et 1,5 % de télérelève résiduel.

Le consultant estime que ces taux sont faibles par rapport aux performances actuelles du système Linky en métropole (soit 98 % de télérelève réussis le jour J), sans que cet écart soit justifié de manière satisfaisante par Gérédis, notamment en fournissant des études de terrain et données objectives.

Le consultant retient le taux de télérelève avec succès le jour J de 95 % mais en précisant toutefois qu'il sera nécessaire de réaliser une relève manuelle uniquement s'il n'existe pas d'index réel sur les deux derniers mois. Dans ce cadre, et en comparaison avec les performances d'Enedis, le consultant retient un taux de télérelève résiduel de 1 %.

De la même manière, le consultant retient un taux de performance moyen de 96 % pour l'ensemble des téléopérations (93 % de réussite des interventions télé-opérables critiques et de 99 % pour les opérations non critiques).

- Réduction des pertes non techniques (PNT) :

Le consultant valide l'hypothèse de Gérédis d'un taux de réduction des PNT de 20 % au terme du déploiement du projet de comptage évolué. En effet, compte tenu de la part des PNT dans les pertes totales (46,79 %), cette évaluation semble justifiée et cohérente avec les hypothèses du plan d'affaires du projet Linky retenues par la CRE (réduction de 10 % de perte totale dans le projet de Gérédis contre 12 % pour Enedis). Toutefois le consultant retient une indexation de ce taux sur le taux de déploiement des compteurs évolués plutôt que de retenir une trajectoire linéaire comme le fait Gérédis.

- Gain de MDE :

Gérédis prend comme hypothèse l'absence d'évolution de la consommation client jusqu'en 2020. L'opérateur considère ensuite une baisse de la consommation de 1,5 % à partir de 2027. L'évolution de la consommation étant déterminée par interpolation linéaire entre ces deux dates, ce taux est cohérent avec ceux retenus pour Enedis et EDF SEI.

En ce qui concerne la pointe de consommation, Gérédis ne prévoit pas d'évolution jusqu'en 2020 et anticipe une baisse de 1,8 % à partir de 2027, l'évolution de la pointe de consommation étant déterminée par interpolation linéaire entre ces deux dates. Ces hypothèses sont similaires à celles qui ont été considérées pour EDF SEI.

Le consultant valide l'hypothèse de 1,5 % concernant l'évolution de la consommation dans son scénario de référence en cohérence avec le plan d'affaires Linky. En revanche, concernant la pointe de consommation, Gérédis se situant en métropole, le consultant conclut qu'il est plus pertinent de se baser sur les hypothèses retenues pour Enedis, soit une baisse de la pointe de 6,5 %.

#### **Impact des hypothèses structurantes sur l'équilibre économique du projet**

L'analyse de sensibilité de l'équilibre économique montre que, dans tous les cas, la VAN du projet reste négative au périmètre du GRD et qu'elle pourrait devenir négative à l'échelle de la collectivité. Cependant, dans le scénario haut, la VAN pourrait s'élever à + 21 M€ :

- à l'échelle de l'activité de distribution de Gérédis, les hypothèses testées les plus sensibles sont le prix des concentrateurs et le type de compteur utilisé pour les nouveaux branchements et les remplacements dans le scénario BAU. Les impacts de ces deux hypothèses, bien qu'ayant des effets opposés, font varier la VAN globale du projet d'environ - 1,8 M€ ;
- au global, pour la collectivité, l'hypothèse la plus sensible est celle portant sur les gains de MDE : dans le scénario optimiste où les gains sont de 2,3 % en énergie, la VAN du projet est supérieure de 7,0 M€ au scénario de référence ;
- dans le scénario bas (cas le plus pessimiste), la VAN du projet est négative (-3,5 M€).

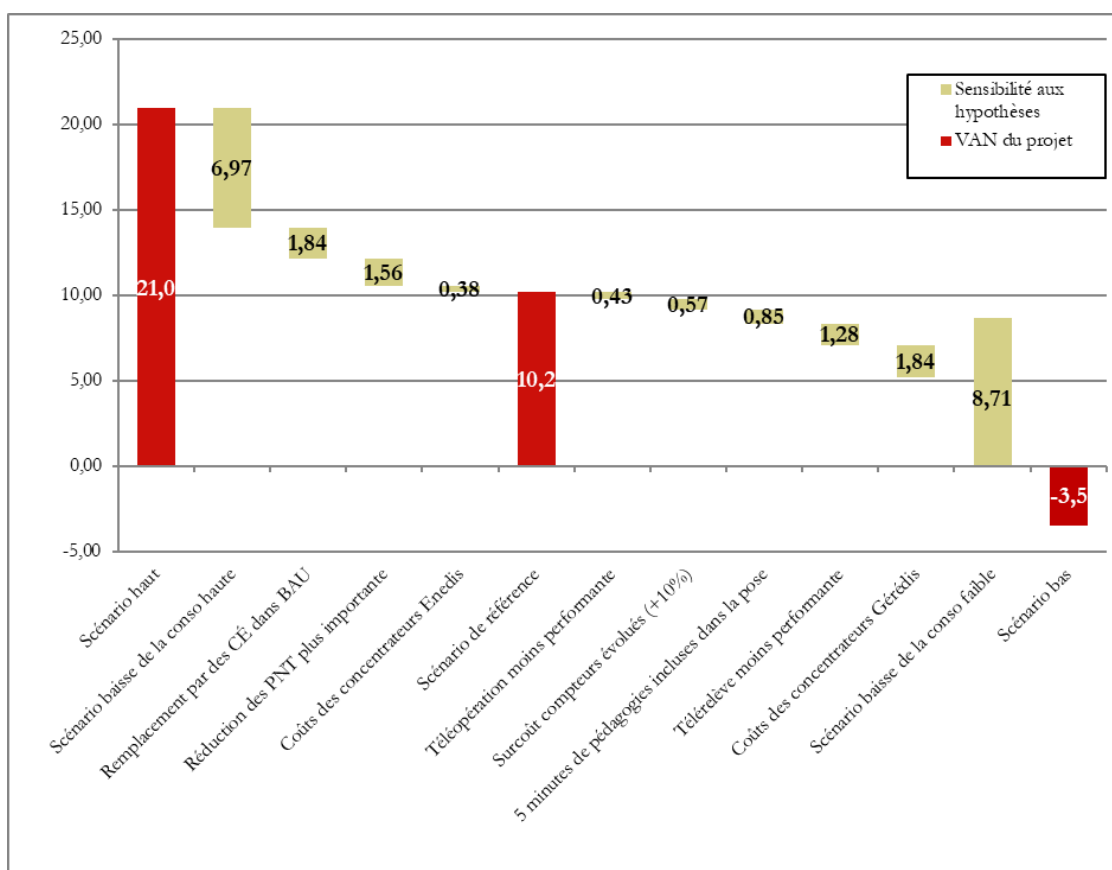


Fig. 3 Sensibilité de l'équilibre économique du projet pour l'ensemble des acteurs aux principales hypothèses

### 3.2.2 Arbitrages de la CRE sur les ajustements proposés par le consultant

La CRE envisage à ce stade de retenir la quasi-totalité des ajustements proposés par le consultant, y compris la réduction du coût du compteur et les performances en termes de télérelève et téléopération.

En revanche, la CRE envisage d'ajuster certaines hypothèses retenues dans cette étude. Ces ajustements concernent le temps de pose du compteur évolué, et le coût d'achat des concentrateurs.

#### Coût d'achat des concentrateurs

Gérédis considère que l'hypothèse de référence proposée par le consultant concernant le coût d'achat des concentrateurs est trop basse. Cependant, Gérédis a étudié en coopération avec d'autres ELD, à la suite des conclusions du consultant, de nouvelles pistes de mutualisation de l'achat des concentrateurs qui permettent d'en réduire le coût. Par conséquent, Gérédis propose sa propre estimation de coûts de concentrateurs résultant de cette mutualisation, qui se situe entre le prix proposé par le consultant dans le cas d'une mutualisation d'achat et le prix envisagé initialement dans le plan d'affaires de Gérédis. De plus, Gérédis considère qu'une augmentation est à prévoir à l'issue de la période de déploiement de Linky et inclut dans sa demande un surcoût sur ce prix pour la période 2022-2027 inclus.

La CRE envisage, à ce stade, de retenir l'hypothèse de prix intermédiaire proposée par Gérédis. Néanmoins, la CRE ne retient pas la composante de surcoût dans l'hypothèse de Gérédis sur la période 2022-2027.

#### Prise en compte de cinq minutes à visée pédagogique

Dans son plan d'affaires, Gérédis a exprimé le souhait d'inclure un temps de pédagogie et de communication de cinq minutes dans le temps de pose du compteur évolué, pour présenter les fonctionnalités du compteur et afin de réduire le nombre de refus de pose.

Gérédis étant, à ce stade, l'unique GRD à avoir considéré le financement de cinq minutes de pédagogie dans son modèle d'affaire, le consultant a décidé de ne pas retenir cette hypothèse dans son étude technico-économique.

A la suite de l'étude, Gérédis a confirmé son souhait de retenir cette hypothèse. L'opérateur estime qu'en plus d'être une demande très forte de la part des élus locaux et des associations de consommateurs, ce temps est notamment nécessaire pour le bon déroulement de la pose ainsi que la qualité de la relation poseur-utilisateur. De

plus, le périmètre d'activité étant fortement rural, l'opérateur est sujet à des taux d'inaccessibilité des compteurs plus importants que les autres GRD (76%).

La CRE estime que la prise en compte de la problématique de l'acceptabilité politique des compteurs évolués dans le modèle d'affaire de Gérédis est pertinente. Par ailleurs, les coûts associés apparaissent limités au regard de l'impact relativement faible sur la VAN de la prise en compte de ces cinq minutes (0,85 M€) comparativement au risque de dégradation de la VAN en cas de refus de pose massifs.

La CRE envisage de retenir l'hypothèse de Gérédis concernant la prise en compte d'un temps de cinq minutes dédié à la pédagogie dans le temps de pose du compteur évolué.

### 3.2.3 VAN résultant du projet

La CRE a recalculé la VAN du projet en tenant compte de l'ensemble des hypothèses détaillées au paragraphe 3.2.2.

La prise en compte de l'ensemble de ces ajustements, conduit à une dégradation limitée de la VAN du projet de Gérédis, évaluée à près de + 8,2 M€, dont - 23,2 M€ au seul périmètre de l'activité distribution de Gérédis.

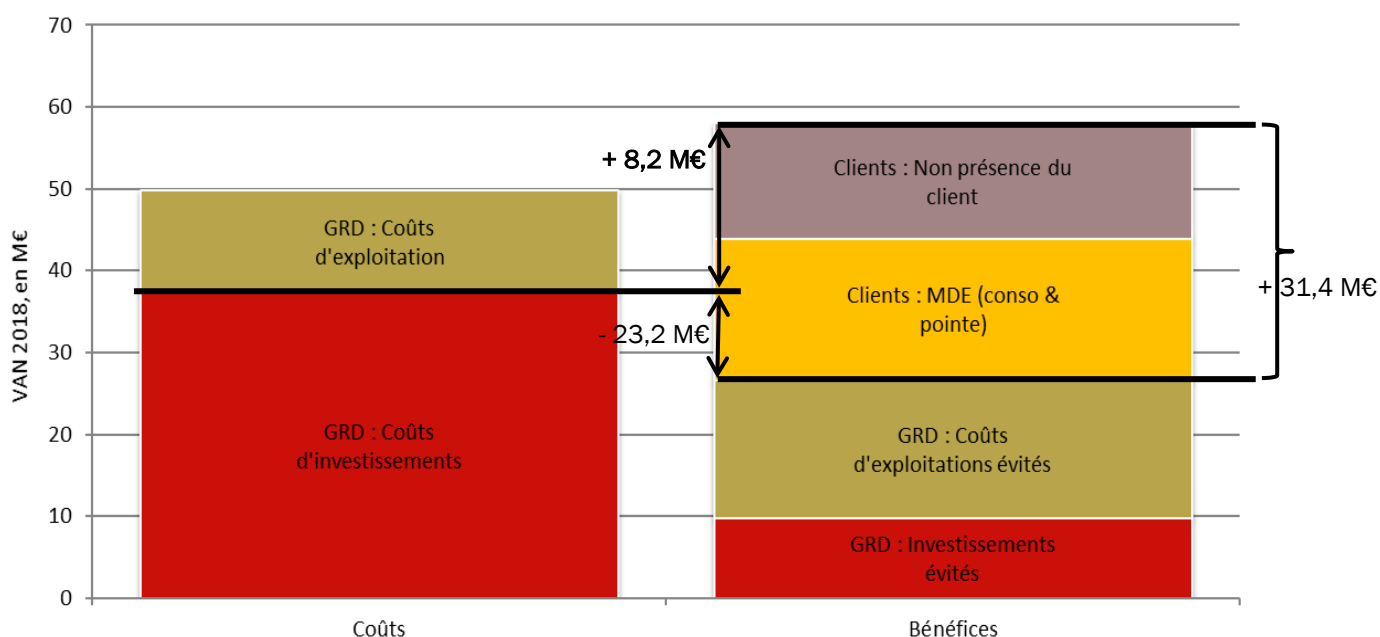


Fig. 4 Coûts et bénéfices pour l'ensemble des acteurs en tenant compte des ajustements envisagés par la CRE

Question 4 : Partagez-vous les résultats de l'étude technico-économique et les ajustements proposés par la CRE ?

## 4. MÉCANISME DE RÉGULATION INCITATIVE ET IMPACT SUR LA DOTATION FPE

### 4.1 Mise en place d'un cadre de régulation incitative

#### 4.1.1 Rappel du cadre de régulation incitative du projet Linky, du projet Gazpar et des projets menés par les ELD de gaz et d'électricité

La CRE a défini dans sa délibération du 17 juillet 2014<sup>3</sup> un cadre de régulation incitative pour le projet de comptage évolué Linky d'Enedis.

Cette régulation incitative prévoit notamment une prime incitative de rémunération de 300 points de base (pbs), attribuée aux actifs de comptage ainsi qu'un suivi régulier du projet sur les délais de déploiement, les coûts d'investissement et la performance des systèmes en termes de qualité du service rendu.

En cas d'atteinte des objectifs de délais, de coûts et de performances, Enedis bénéficie de l'intégralité de la prime de rémunération accordée. En revanche, toute dérive de la performance globale vient, au travers de pénalités, diminuer cette prime incitative.

Au-delà d'un certain seuil de contre-performance, la rémunération des actifs de comptage sera réduite en deçà du taux de rémunération de base, dans la limite d'un plancher. Dans ce cadre, le montant total des pénalités versées par Enedis au titre de la régulation incitative du projet de comptage évolué ne pourra conduire à une rémunération globale du projet inférieure au taux de base diminué de 200 pbs.

Le cadre de régulation incitative du projet Linky prévoit également la couverture des coûts échoués liés à la dépose anticipée des compteurs existants pendant la phase de déploiement.

Le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué Gazpar de GRDF, défini dans la délibération du 17 juillet 2014<sup>4</sup>, et du projet de comptage évolué d'EDF SEI, défini dans la délibération du 22 mars 2018<sup>5</sup>, repose sur des principes similaires. De plus, des orientations similaires ont été proposées par la CRE pour les projets de comptage évolué des ELD de gaz Régaz-Bordeaux et GreenAlp, dont le déploiement a été approuvé par les ministres chargés de l'énergie et de la consommation le 7 juin 2019.

#### 4.1.2 Cadre de régulation envisagé

La mise en œuvre d'un projet de comptage évolué, du fait de son caractère exceptionnel dans ses dimensions techniques, industrielles et financières, génèrera des risques différents de ceux habituellement rencontrés par Gérédis dans la conduite de son activité traditionnelle. La CRE considère que Gérédis doit être responsabilisé et incité à la bonne réussite du projet en termes de performances et de respect des coûts et des délais et qu'il devra, à ce titre, assumer les conséquences financières d'éventuelles dérives.

Dans ce contexte, la CRE envisage d'appliquer au projet de comptage évolué de Gérédis un cadre de régulation incitative proche de ceux mis en œuvre pour Enedis, GRDF et EDF SEI, et prévus pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp, pour leurs projets respectifs.

Cette régulation incitative pourrait comporter notamment une prime incitative de rémunération de 200 pbs assortie d'objectifs de respect de coûts, délais et performances du système. En cas d'atteinte de ces objectifs, Gérédis conservera l'intégralité de la prime. En revanche en cas de dérive de la performance sur un ou plusieurs de ces objectifs, la prime incitative sera réduite, potentiellement en-deçà du taux de rémunération de base, dans la limite d'un plancher de - 100 pbs.

Le niveau de cette prime de rémunération a été évalué au regard de l'appréciation, par la CRE, du risque supporté par Gérédis dans le cadre de ce projet. La CRE considère en effet que le niveau de risque technique de ce projet est significativement plus faible que celui supporté par Enedis au moment du lancement du projet Linky, dans la mesure où Gérédis s'appuie largement sur une solution technique de compteurs déjà éprouvée par Enedis et EDF SEI. Leur rémunération sera donc identique à la prime de rémunération accordée à EDF SEI, bien que leur choix de solution SI diffère. En revanche, les objectifs de régulation incitative détaillés ci-après sont adaptés à la situation de Gérédis, et en particulier aux contraintes spécifiques auxquelles l'opérateur doit faire face sur les territoires où il intervient.

<sup>3</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT < 36 kVA

<sup>4</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF

<sup>5</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mars 2018 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué d'EDF SEI dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA

## Régulation incitative des délais et des coûts d'investissement

### Régulation incitative des délais de déploiement

La régulation incitative sur le respect du calendrier prévisionnel de déploiement du projet s'appliquerait sur la période 2021-2027.

Comme pour Enedis et EDF SEI, le suivi de la trajectoire des taux prévisionnels de déploiement de compteurs posés et communicants serait réalisé régulièrement pendant la période de déploiement. Une non-atteinte des taux de déploiement prévisionnels génèrerait des pénalités selon les modalités suivantes :

- le taux de déploiement de compteurs posés et communicants est un taux cumulé ;
- le taux de déploiement réel serait égal au rapport entre le nombre de compteurs posés et communicants d'une part et le parc réel de compteurs d'autre part. La prise en compte du parc réel de compteurs permettrait de tenir compte de l'évolution du parc pendant la durée du déploiement.

Le suivi serait réalisé à partir du début du déploiement et jusqu'à l'atteinte du taux de déploiement cible, dans une limite de deux ans après la date de fin théorique du déploiement, aux dates suivantes :

- au 31 décembre 2023, 31 décembre 2025 et au 31 décembre 2027 ;
- puis au 31 décembre 2029, en cas de non atteinte du taux de déploiement cible au 31 décembre 2027.

A ces dates, le taux de déploiement réel est comparé au taux de déploiement prévisionnel. L'écart entre ces deux taux est appliqué au nombre de compteurs du parc réel à cette même date afin de déterminer le nombre de compteurs non posés ou non communicants qui auraient dû l'être.

La pénalité supportée par Gérédis est alors égale au produit du nombre de compteurs non posés ou non communicants et d'une pénalité unitaire calculée comme le minimum entre le coût unitaire complet réel de l'ensemble des compteurs posés depuis le début du déploiement et le coût unitaire de référence.

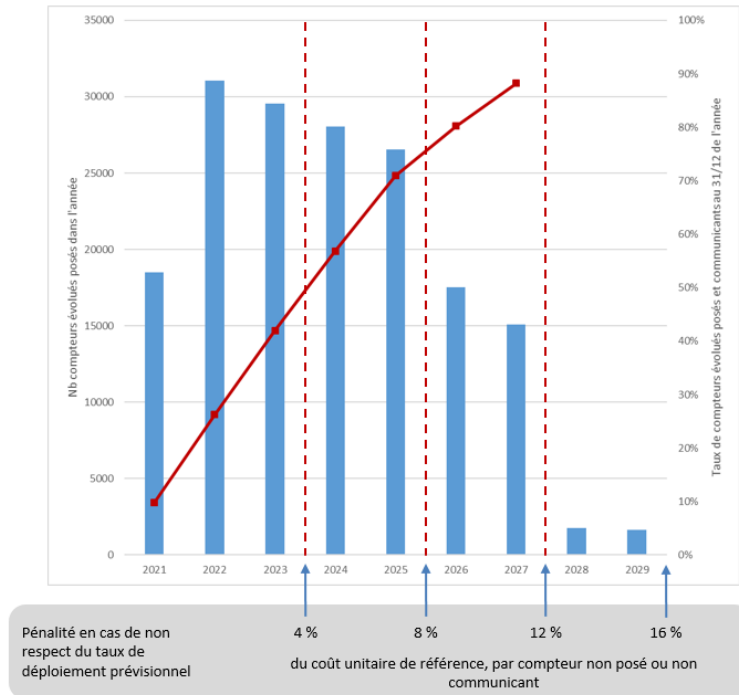
Un retard en début de déploiement est pénalisé moins fortement qu'un retard en fin de déploiement afin de prendre en compte l'effet d'apprentissage de l'opérateur.

Les pénalités unitaires sont les suivantes :

Date de comparaison des taux de déploiement réalisé et prévisionnel	Pénalité unitaire (en % du coût unitaire complet)	Taux cible de déploiement (en cumulé)
31 décembre 2023	4 %	42 %
31 décembre 2025	8 %	71 %
31 décembre 2027	12 %	88 %
Le cas échéant, le 31 décembre 2029	16 %	90 %



L'illustration du mécanisme d'incitation au respect du calendrier de déploiement industriel envisagé par la CRE à ce stade est la suivante :



**Fig. 5 Taux de déploiement cumulé et illustration du mécanisme de régulation incitative sur les délais**

Les pénalités encourues seraient appliquées à Gérédis à travers un poste *ad hoc* du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de l'opérateur.

Les trajectoires prévisionnelles de taux de déploiement cumulés retenues par la CRE seraient celles figurant dans le plan d'affaires de Gérédis, adaptées au décalage de calendrier anticipé, soit, à ce stade :

Date de comparaison des taux de déploiement réalisé et prévisionnel	Cible du taux de déploiement des compteurs évolués posés et communicants
31 décembre 2023	42 %
31 décembre 2025	71 %
31 décembre 2027	88 %

Afin de veiller à ce que le respect du calendrier de déploiement ne se fasse pas au détriment de la qualité de la pose, la CRE envisage de mettre en place une incitation financière sur le taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement.

Elle envisage également de suivre, sans incitation, les indicateurs suivants :

- le taux de réclamations liées au déploiement ;
- le nombre de réclamations liées au déploiement.

La définition des indicateurs envisagés, ainsi que les objectifs et incitations financières associés, figurent en annexe du présent document.

Question 5 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des délais proposé par la CRE pour Gérédis ?

### Régulation incitative des coûts d'investissement de comptage

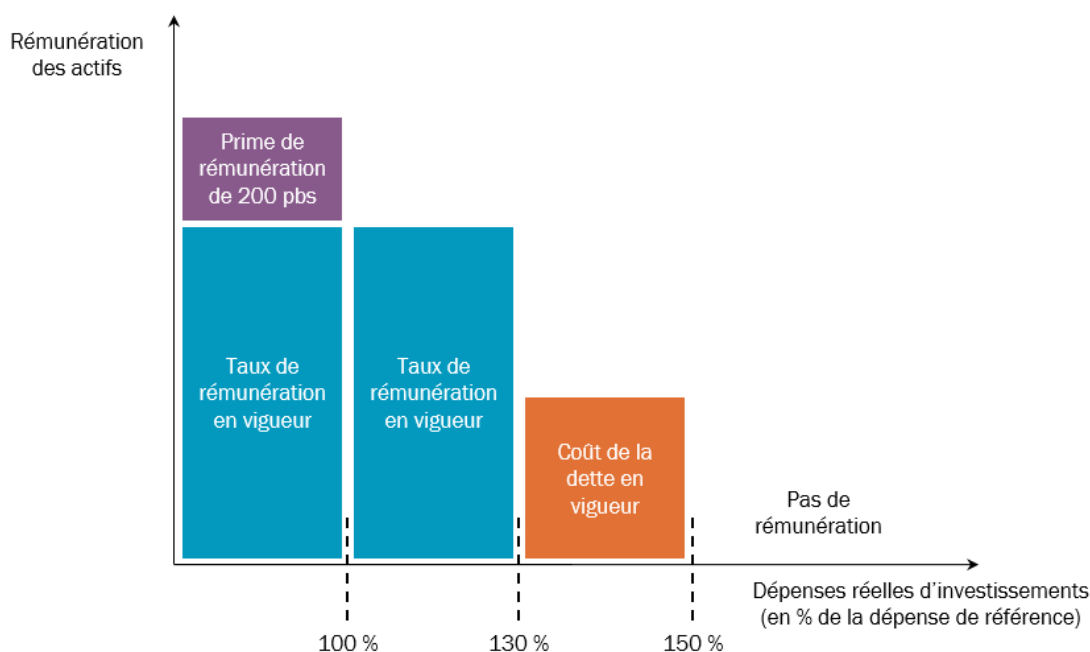
La régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage vise à inciter Gérédis à réaliser les investissements liés au projet au meilleur coût pour la collectivité. Elle s'appliquerait sur la période allant de 2019 à la fin réelle du déploiement. La fin réelle du déploiement s'entend comme l'atteinte du taux de déploiement cible, dans la limite de 2 ans après la date de fin théorique du déploiement (i.e. 2027).

Les principes de la régulation incitative liés au respect des coûts prévisionnels des investissements de comptage seraient identiques à ceux définis pour le projet d'EDF SEI :

- le montant des investissements en actifs de comptage et en SI mis en service pendant la période de déploiement serait comparé à un coût de référence ;
- la dépense d'investissement de référence serait calculée à partir d'un coût complet de référence, augmenté des dépenses d'investissements prévisionnelles de SI. Le coût complet de référence serait égal :
  - jusqu'en 2027 : au coût unitaire complet prévisionnel (compteurs, concentrateurs et autres coûts hors SI) des compteurs posés (non nécessairement communicants) pendant l'année, multiplié par le nombre de compteurs réellement posés, afin de prendre en compte l'évolution du parc pendant la durée du déploiement ;
  - pour les années 2028 et 2029, en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible en 2027 : au coût unitaire complet prévisionnel (intégrant le coût de tous les actifs de comptage) des compteurs posés (non nécessairement communicants) pendant la dernière année de la période théorique de déploiement (i.e. 2027), multiplié par le nombre de compteurs réellement posés ;
- cette comparaison serait effectuée aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative sur les délais de déploiement :
  - au 31 décembre 2023 sur les années 2020 à 2023 ;
  - au 31 décembre 2025 sur les années 2024 et 2025 ;
  - au 31 décembre 2027 (sur les années 2026 et 2024) et, en cas de non atteinte du taux de déploiement cible à fin 2027, au 31 décembre 2029 (sur les années 2028 et 2029) ;
- à chaque date de calcul, le taux de performance (écart, en pourcentage, entre le montant réalisé et le montant de référence) retenu sera le taux de performance constaté depuis le début du déploiement à la date du calcul ;
- si le montant des investissements en actifs de comptage mis en service est supérieur au coût de référence :
  - pour les dépenses d'investissement réalisées pendant la période théorique de déploiement, la part de la dépense d'investissement égale au coût de référence serait rémunérée au taux de rémunération de base tel que défini au paragraphe 4.2.1 et bénéficierait de la prime incitative pendant la durée de vie de ces actifs ;
  - pour les dépenses d'investissement réalisées après la date de fin théorique de déploiement (soit le 31 décembre 2027), la part de la dépense d'investissement égale au coût de référence serait rémunérée au taux de rémunération de base en vigueur pendant la durée de vie de ces actifs ;
  - quelle que soit la date de réalisation des dépenses d'investissement :
    - la part des dépenses d'investissement comprise entre 100 % et 130 % du coût de référence serait rémunérée au taux de rémunération de base en vigueur pendant la durée de vie de ces actifs ;
    - la part des dépenses d'investissement comprise entre 130 % et 150 % du coût de référence serait rémunérée au coût de la dette en vigueur pendant la durée de vie de ces actifs ;
    - la part des dépenses d'investissement supérieure à 150 % du coût de référence ne serait pas rémunérée pendant la durée de vie de ces actifs.
- si le montant des investissements en actifs de comptage mis en service est inférieur ou égal au coût de référence :

- pour les dépenses d'investissement réalisées pendant la période théorique de déploiement, la dépense réelle serait rémunérée au taux de rémunération de base en vigueur et bénéficierait de la prime incitative pendant la durée de vie de ces actifs. Gérédis recevrait par ailleurs un bonus correspondant à l'application de la prime incitative sur l'écart entre la dépense d'investissement réelle et le coût de référence pendant la durée de vie de ces actifs ;
- pour les dépenses d'investissement réalisées après la date de fin théorique de déploiement, la dépense réelle serait rémunérée au taux de rémunération de base en vigueur. En revanche, l'opérateur bénéficiera de l'application de la prime incitative sur l'écart entre la dépense d'investissement réelle et le coût de référence pendant la durée de vie de ces actifs.

Le schéma suivant illustre la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage envisagée par la CRE pour Gérédis (pour un actif mis en service pendant la phase théorique de déploiement industriel) :



**Fig. 6 Principe du mécanisme de régulation incitative sur les coûts d'investissement**

En pratique, les incitations seraient calculées de la façon suivante :

- les dépenses effectives d'investissement entreraient dans la base d'actifs régulés (BAR) des actifs liés au projet de comptage évolué et bénéficieraient de la rémunération et de la prime incitative telles que présentées dans la présente consultation publique ;
- la BAR réalisée sera comparée à la BAR de référence ;
- la BAR de référence sera établie sur la base du nombre de compteurs effectivement mis en service chaque année, des coûts unitaires prévisionnels complets d'investissement de chaque année (compteurs, concentrateurs et autres coûts hors SI) et des coûts prévisionnels de SI. L'amortissement de la BAR de référence sera calculé au prorata de l'amortissement de la BAR réalisée ;
  - si la BAR réalisée sera inférieure à la BAR de référence, un bonus de 200 pbs sur l'écart sera octroyé à Gérédis ;
  - si la BAR réalisée sera supérieure à la BAR de référence :
    - pour les actifs bénéficiant de la prime, une pénalité de - 200 pbs sera appliquée à l'écart ;
    - une pénalité supplémentaire égale à (taux de rémunération - coût de la dette) en vigueur au moment du calcul sera appliquée à la part de l'écart comprise entre 30 % et 50 % de la BAR de référence ;
    - une pénalité supplémentaire égale à taux de rémunération en vigueur au moment du calcul sera appliquée à la part de l'écart supérieure à 50 % de la BAR de référence ;

- lors du dernier calcul, l'écart constaté entre la BAR réalisée et la BAR de référence sera utilisé pour fixer le montant des bonus/pénalités attribués sur la durée de vie restante de ces actifs.

De la même manière que pour la régulation incitative des délais de déploiement, les bonus ou pénalités générés par ce mécanisme seraient pris en compte à travers un poste *ad hoc* du CRCP de l'opérateur.

**Question 6 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des coûts proposé par la CRE pour Gérédis ?**

### **Incitations portant sur la performance du système de comptage évolué de Gérédis**

Le niveau de qualité de service du système de comptage évolué de Gérédis est un élément essentiel, non seulement, pour l'amélioration du fonctionnement du système électrique, mais, également, pour la réalisation des gains relatifs aux interventions techniques et à la relève. Ces gains sont en effet directement proportionnels au niveau de performance du système de comptage. Un niveau de performance moindre qu'attendu aurait donc un impact significatif sur la valeur économique du projet de comptage évolué de Gérédis.

Le mécanisme de régulation incitative sur le respect des niveaux de performance attendue serait constitué de cinq indicateurs faisant l'objet d'un suivi et d'une incitation financière à compter du début du déploiement industriel, soit au 1<sup>er</sup> janvier 2021, en cas de non-atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières donneraient lieu à des pénalités ou des bonus versés respectivement aux utilisateurs et à Gérédis, à travers un poste *ad hoc* du CRCP de Gérédis en vigueur au moment du calcul de l'incitation.

Ce mécanisme compléterait le mécanisme de suivi de la qualité de service de Gérédis envisagé par la CRE<sup>6</sup>. Ainsi, à partir du démarrage du déploiement industriel, Gérédis serait incité financièrement sur le périmètre des compteurs évolués, mais resterait incité par ailleurs sur le périmètre des compteurs non communicants.

Les indicateurs donnant lieu à incitations financières envisagés seraient les suivants :

- taux de télérelevés journaliers réussis ;
- taux de publication des index réels mensuels ;
- taux de disponibilité du portail internet « clients » ;
- taux de compteurs évolués sans index télérelevé au cours des deux derniers mois ;
- taux de télé-prestations réalisées le jour *J* demandé par le fournisseur.

La CRE estime nécessaire de donner de la visibilité à Gérédis sur le niveau de performance attendu lors du déploiement. En conséquence, la CRE envisage de définir la trajectoire d'objectifs et d'incitations financières pour les quatre premières années du déploiement massif, soit pour la période qui s'étend de 2021 à 2024. Par ailleurs, afin de tenir compte de l'effet d'apprentissage, les objectifs et les incitations financières seraient renforcés d'une année à l'autre pendant ces quatre années. A cet effet, la CRE envisage pour ces indicateurs de :

- fixer un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur paierait une pénalité et au-dessus duquel il percevrait un bonus. ;
- définir des niveaux d'incitations financières progressifs pour tenir compte du rythme de déploiement des compteurs évolués ;
- déterminer des valeurs « plancher » correspondant aux valeurs maximales du montant des pénalités financières. Ces valeurs seraient fixées en s'assurant que celles-ci correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Au-delà de 2024, la CRE pourrait faire évoluer ce mécanisme sur la base du retour d'expérience pour la période de 2021 à 2024.

La régulation incitative de la qualité de service se poursuivrait au-delà de la fin de la phase de déploiement, de manière à s'assurer dans la durée du maintien voire de l'amélioration de la qualité du service rendu par les compteurs évolués.

<sup>6</sup> Cf. 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.

La CRE envisage également de suivre, sans incitation, les indicateurs suivants :

- nombre de points de connexion BT  $\leq$  36 kVA équipés d'un compteur ;
- nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué ;
- nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI ;
- délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans le SI ;
- taux de transmission quotidienne des données de consommation au fournisseur ;
- taux de compteurs sans index télérelevés par plage de délais ;
- taux d'index estimés sur demandes de résiliation ;
- nombre de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation, par nature ;
- taux de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation.

La définition des indicateurs envisagés, ainsi que les objectifs et incitations financières associés, figurent en annexe du présent document.

**Question 7 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative sur la performance du système de comptage évolué de Gérédis envisagé par la CRE ?**

### **Encadrement global des incitations**

La régulation incitative du projet de comptage évolué de Gérédis pourrait conduire, dans le cas d'une mauvaise performance de l'opérateur, à une rémunération du projet inférieure au taux de rémunération de base.

En d'autres termes, en cas de mauvaise performance, Gérédis se verra appliquer une pénalité qui viendra diminuer la couverture normale de ses coûts. A l'inverse, en cas de bonne performance, Gérédis recevra un bonus qui s'ajoutera à la couverture normale de ses coûts.

A l'instar du mécanisme mis en place pour le projet Linky et EDF SEI, la CRE envisage de mettre en place un encadrement global des incitations liées au respect des délais de déploiement, des coûts d'investissement et à la performance des systèmes de comptage évolué.

Dans ce mécanisme envisagé, le montant total des pénalités au titre de la régulation incitative du projet de comptage évolué ne pourra pas excéder 300 points de base de rémunération.

En conséquence, les effets de la régulation incitative incluant la prime incitative de rémunération de 200 points de base ainsi que les incitations sur le respect des délais, des coûts d'investissement et de la performance de compteurs évolués conduiront à un taux de rémunération moyen pour les investissements soumis à incitation compris entre [+ 200 pbs]<sup>7</sup> et [-100 pbs].

## **4.2 Impact sur la dotation FPE**

### **4.2.1 Traitement tarifaire des provisions pour renouvellement historiquement passées par Gérédis et détermination des charges de capital**

Dans la consultation publique du 15 mars 2018, la CRE indiquait son souhait de traiter 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 et des charges d'exploitation additionnelles associées au projet de comptage évolué.

En parallèle, il est apparu que Gérédis avait pris en compte, dès 2012, dans les provisions pour renouvellement (PR) qu'il dotait comptablement des montants correspondant aux dépenses d'investissement anticipées pour son au projet de comptage évolué.

Gérédis prévoyait ainsi de préfinancer l'intégralité des dépenses d'investissements attachées au projet de comptage évolué à travers la comptabilisation de dotations aux provisions pour renouvellement et la couverture par la dotation FPE associée.

<sup>7</sup> Hors les éventuels bonus générés par la régulation de la performance du système de comptage.

Bien que ce mode de financement du projet de comptage évolué s'éloigne des solutions retenues par les autres opérateurs ayant déployé un système de comptage similaire, la CRE, dans sa délibération n° 2018-163 du 19 juillet 2018, a pris la décision de s'aligner sur le traitement comptable alors retenu par l'opérateur.

Par la suite, au cours des travaux sur son projet de comptage évolué, Gérédis a annoncé souhaiter cesser de constituer des provisions pour renouvellement au titre de l'ensemble du projet de comptage évolué et ne constituera des provisions pour renouvellement qu'à hauteur des coûts de remplacement des CBE (compteurs bleus électroniques), hors surcoût lié au comptage évolué.

Gérédis prévoit donc désormais de préfinancer seulement une partie des dépenses d'investissement attachées au projet de comptage évolué à travers la comptabilisation de dotations aux provisions pour renouvellement et la couverture tarifaire associée.

Cette décision pose de nouveau la question du traitement adéquat pour le projet de comptage évolué de Gérédis.

A ce stade, la CRE envisage de constituer deux assiettes de rémunération distinctes :

- une base d'actifs régulés « hors comptage évolué », rémunérée selon les modalités prévues par la délibération n° 2018-163 en vigueur ;
- une base d'actifs régulés « comptage évolué », rémunérée au CMPC<sup>8</sup>. Cette base d'actifs régulés comprendrait uniquement les actifs liés au projet de comptage évolué et mis en service au cours de la période de déploiement dite « industrielle », soit de 2021 à 2027.

Dans le même temps, les passifs de concession relatifs au projet de comptage évolué seraient intégralement affectés au bilan « hors comptage évolué » et viendraient ainsi diminuer le niveau des capitaux propres régulés (au même titre que tous les autres passifs concessifs, les emprunts financiers et les subventions d'investissements).

Il s'agirait donc pour la CRE d'accroître la lisibilité et la traçabilité de la régulation du projet de comptage évolué de l'opérateur, rendue complexe par le traitement comptable de l'opérateur distinct de ses pairs et évolutif dans le temps, tout en s'assurant de la neutralité financière de ce traitement pour le consommateur.

Cette méthode de rémunération serait donc fondée sur les principes suivants :

- traitement des passifs concessifs relatifs aux actifs de comptage évolué dans le cadre de la méthode retenue pour la détermination du niveau de dotation au titre du FPE pour Gérédis ;
- application à la BAR « comptage évolué »<sup>9</sup> d'un taux de rémunération calculé sur la base d'une quantité et d'un coût de la dette cibles.

La CRE s'oriente pour la période 2019-2021 vers un taux de rémunération de [5,50] % (nominal, avant impôt) fondé sur un taux d'endettement financier normatif de 60 % et sur les niveaux des paramètres financiers et des paramètres relatifs à la fiscalité présentés dans la délibération N° 2018-163. Ce taux pourra être revu à l'occasion de chaque nouvelle période d'encadrement pluriannuel prévue pour la définition du niveau de dotation bénéficiant à Gérédis au titre du FPE.

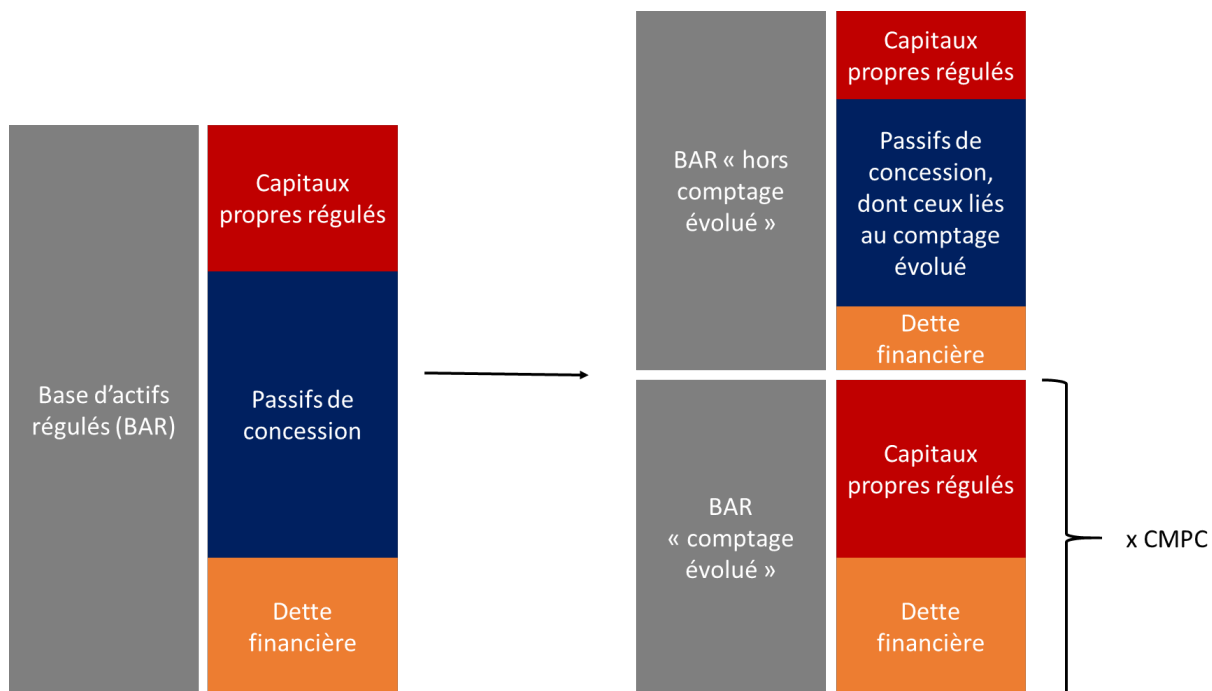
Pour rappel, le niveau des paramètres financiers et des paramètres relatifs à la fiscalité présentés dans la délibération N° 2018-163 sont les suivants :

Paramètres financiers et paramètres relatifs à la fiscalité	
Taux sans risque nominal	2,7 %
Prime de dette	0,6 %
Bêta de l'actif	0,34
Prime de risque de marché	5,0%
Déductibilité fiscale des charges financières nettes	100 %
Taux d'impôt sur les sociétés (IS)	30,69 %

<sup>8</sup> A noter qu'il s'agit du même mode de rémunération que celui mis en place pour les projets de comptage évolué préalablement approuvés par la CRE.

<sup>9</sup> Valeur nette comptable au 1<sup>er</sup> janvier de l'année N des actifs liés au projet de comptage évolué de GÉRÉDIS mis en service sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre de l'année N-1 (dans la limite de l'année d'atteinte du taux cible de déploiement).

Afin de permettre l'application de la méthode retenue dans le cadre du calcul du niveau de dotations au titre du FPE pour Gérédis à la partie « hors comptage évolué » du bilan et de la méthode décrite ci-dessus à la partie « comptage évolué » du bilan, il serait nécessaire de scinder le bilan de Gérédis en deux parties, comme présenté ci-dessous :



**Fig. 7 Traitement tarifaire des actifs liés au système de comptage évolué de GÉRÉDIS**

Concernant l'actif, Gérédis devra être en mesure de distinguer en s'appuyant sur ses comptes la BAR liée au projet de comptage évolué.

#### 4.2.2 Détermination des charges d'exploitation

Les charges d'exploitation modifiées par le projet de comptage évolué de Gérédis feront l'objet d'un suivi particulier, notamment à l'occasion de l'élaboration du niveau de dotations à Gérédis au titre du FPE. Lors de chaque exercice pluriannuel, la CRE s'assurera que les trajectoires de charges d'exploitation présentées par Gérédis sont cohérentes avec les trajectoires prévisionnelles de réduction de coûts et les trajectoires prévisionnelles de charges d'exploitation du système de comptage.

Pour la période 2019-2021, les charges d'exploitation liées au projet de comptage évolué, n'ayant pas été intégrées à la trajectoire prévisionnelle de la délibération concernant le FPE sur 2018-2021, feront l'objet d'une délibération *ad hoc*.

#### 4.2.3 Couverture tarifaire de la dépose anticipée des compteurs existants

Le remplacement par anticipation des compteurs existants par des compteurs évolués pendant la phase de déploiement pourra entraîner des charges supplémentaires, les compteurs existants n'étant pas tous totalement amortis lors de leur remplacement.

A ce stade, la CRE envisage d'aligner le traitement tarifaire de ces coûts sur le traitement comptable que retiendra Gérédis.

Question 8 : Que pensez-vous du traitement des charges liées au projet de comptage évolué de Gérédis envisagé par la CRE ?

#### 4.2.4 Impact sur le niveau de dotations au titre du FPE

##### 4.2.4.1 Charges nettes d'exploitation

Dans le cadre des travaux visant à déterminer le niveau de dotation à Gérédis au titre du FPE pour la période 2018-2021, Gérédis avait évalué les charges nettes d'exploitation liées au projet de comptage évolué à 319 k€ en moyenne par an sur la période 2018-2021 :

Charges nettes d'exploitation (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges liées au projet de comptage évolué	+195	+342	+409	+328	+319

Cette évaluation ayant eu lieu en amont de l'étude technico-économique du projet de comptage évolué, les charges nettes d'exploitation estimées par Gérédis n'ont pas été intégrées à la trajectoire retenue.

A ce stade, du fait des ajustements envisagés et de l'impact du décalage du calendrier de pose, les estimations des charges d'exploitation supplémentaires et évitées liées au projet de comptage évolué à prendre en compte pour les années 2018-2021 sont donc les suivantes :

Charges nettes d'exploitation (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
<b>Charges d'exploitation additionnelles</b>	<b>0</b>	<b>283</b>	<b>349</b>	<b>499</b>	<b>283</b>
<i>dont charges supplémentaires</i>	0	283	440	575	325
<i>dont charges évitées</i>	0	0	-91	-77	-42

A noter que les charges d'exploitation additionnelles ne prennent pas à ce jour en compte la valeur nette comptable des immobilisations démolies pour lesquelles la CRE ne dispose pas à ce jour d'estimations de la part de Gérédis. La CRE prendra en compte l'éventuelle valeur nette comptable des immobilisations démolies sur la base des éléments fournis par Gérédis lorsqu'elle adoptera sa délibération sur le projet de comptage évolué.

##### 4.2.4.2 Charges de capital

Les charges de capital additionnelles à prendre en compte en lien avec le projet de comptage évolué de Gérédis comprennent :

- les charges de capital liées aux actifs affectables au projet de comptage évolué (compteurs, concentrateurs, systèmes d'information) ;
- les charges de capital évitées.

Dans le cadre des travaux visant à déterminer le niveau de dotation à Gérédis au titre du FPE pour la période 2018-2021, Gérédis a évalué, pour son projet de comptage évolué, les dépenses d'investissement prévisionnelles aux niveaux suivants :

Dépenses d'investissement prévisionnelles (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Comptage évolué	+1 738	+1 330	+3 943	+6 722	+3 433

La CRE avait alors retenu l'intégralité des dépenses d'investissement prévisionnelles communiquées par l'opérateur.



Désormais, et suite aux résultats de l'audit du projet de comptage évolué de Gérédis, les trajectoires actualisées des dépenses d'investissement prévisionnelles sont les suivantes :

Dépenses d'investissements (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
<b>Dépenses d'investissements additionnelles</b>	<b>+1 658</b>	<b>+1 464</b>	<b>+1 422</b>	<b>+2 541</b>	<b>+1 771</b>
<i>dont dépenses d'investissements supplémentaires</i>	+1 658	+1 464	+1 422	+4 184	+2 182
<i>dont dépenses d'investissements évitées<sup>10</sup></i>	0	0	0	-1 644	-411

Les dernières prévisions d'investissement relatives au projet de comptage évolué génèrent donc moins de dépenses sur la période 2018-2021 que celles retenues dans la délibération n°2018-163. Cet écart s'explique principalement par le décalage du calendrier de déploiement du projet de comptage évolué.

Sur la base des derniers éléments comptables et financiers fournis par Gérédis, la trajectoire des charges de capital liées au projet de comptage évolué est estimée comme suit :

Charges de capital (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
<b>Charges de capital additionnelles</b>	<b>+ 3 886</b>	<b>+4 069</b>	<b>+ 4018</b>	<b>+2 909</b>	<b>+3 721</b>

Ces dernières se calculent comme la somme de la rémunération du projet de comptage évolué et du plan de provisions au renouvellement au titre du projet de comptage évolué, Gérédis ayant déjà préfinancé une partie des dépenses d'investissement associées au projet de comptage évolué.

Il est à noter que la délibération N° 2018-163 présentait des prévisions de charges de capital totales, incluant l'ensemble des dépenses d'investissement de Gérédis, sans distinguer spécifiquement les charges de capital spécifiques au projet de comptage évolué, étant prévu alors que le projet de comptage évolué ne fasse pas l'objet d'un traitement tarifaire distinct :

Charges de capital (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges de capital prévisionnelles totales	+39 382	+39 264	+40 230	+40 795	+ 39 918

Afin de permettre in fine l'ajustement du niveau de dotation prévisionnel au titre du FPE 2019-2021 sans opérer de retraitements comptables complexes en ce qui concerne les dotations nettes aux provisions pour renouvellement, Gérédis a par la suite fourni à la CRE une mise à jour des paramètres permettant le calcul des charges de capital totales, qui sont ainsi estimées :

Charges de capital (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges de capital totales mises à jour	+39 382	+39 162	+40 266	+40 612	+39 856

<sup>10</sup> Une partie des investissements évités présentés ci-dessus correspond aux dépenses d'investissements en lien avec l'arrêté métrologie qui devraient être engagées dans le cas où Gérédis ne déploierait pas de système de comptage évolué

De fait, les estimations des charges de capital additionnelles à prendre en compte pour les années 2018-2021 seraient donc les suivantes :

Charges de capital additionnelles (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
<b>Ajustement des charges de capital</b>	<b>+0</b>	<b>-102</b>	<b>+36</b>	<b>-183</b>	<b>-62</b>
<i>dont charges de capital additionnelles associées au projet de comptage</i>	+ 3 886	+ 4 069	+ 4 018	+ 2 909	+3 721
<i>dont charges de capital mises à jour hors projet de comptage</i>	+35 496	+35 093	+36 248	+37 703	+36 135
<i>dont correction du niveau prévisionnel des charges de capital totales</i>	-39 382	-39 264	-40 230	-40 795	-39 918

#### 4.2.4.3 Niveaux additionnels de dotation liée au projet de comptage évolué

En synthèse, la prise en compte du projet de comptage évolué de Gérédis et du cadre de régulation envisagé par la CRE conduirait, sur la période 2018-2021, aux niveaux de charges additionnelles suivants :

Charges additionnelles relatives au projet de comptage évolué (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
<b>Ajustement du niveau de dotation prévisionnel</b>	<b>+0</b>	<b>+181</b>	<b>+385</b>	<b>+316</b>	<b>+221</b>
<i>dont charges d'exploitation additionnelles associées au projet de comptage</i>	+0	+283	+349	+499	+283
<i>dont charges de capital additionnelles associées au projet de comptage</i>	+3 886	+4 069	+4 018	+2 909	+3 721
<i>dont charges de capital hors projet de comptage mises à jour</i>	+35 496	+35 093	+36 248	+37 703	+36 135
<i>dont correction du niveau prévisionnel des charges de capital totales</i>	-39 382	-39 264	-40 230	-40 795	-39 918

La CRE considère que le niveau de ces charges doit être pris en compte dans la détermination du niveau de dotation au titre du FPE pour Gérédis, sur la période 2018-2021.

### 4.3 Clause de rendez-vous

La CRE envisage de mettre en place une clause de rendez-vous qui permettrait d'examiner les éventuelles conséquences de causes exogènes à Gérédis ayant des effets significatifs sur l'équilibre économique ou sur le calendrier de déploiement du projet.

Les conséquences induites par ces causes exogènes ne seraient prises en compte qu'au titre de la période postérieure à la mise en œuvre de cette clause de rendez-vous.

Cette clause de rendez-vous serait activable dès l'entrée en vigueur de la délibération relative au projet de déploiement des compteurs évolués de Gérédis sur demande de l'opérateur ou à l'initiative de la CRE.

## 5. QUESTIONS

Q1 : Êtes-vous favorable à l'orientation de la CRE concernant le décalage du projet de comptage évolué d'EDM ?

Q2 : Avez-vous des remarques sur le choix du système de comptage évolué effectué par Gérédis pour le territoire des Deux-Sèvres ?

Q3 : Êtes-vous favorable au calendrier de déploiement envisagé par Gérédis ?

Q4 : Partagez-vous les résultats de l'étude technico-économique et les ajustements proposés par la CRE ?

Q5 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des délais proposé par la CRE pour Gérédis ?

Q6 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des coûts proposé par la CRE pour Gérédis ?

Q7 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative sur la performance du système de comptage évolué de Gérédis envisagé par la CRE ?

Q8 : Que pensez-vous du traitement des charges liées au projet de comptage évolué de Gérédis envisagé par la CRE ?

## 6. ANNEXES

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

### 6.1 Qualité de la pose

#### 6.1.1 Indicateurs incités financièrement

#### 6.1.2 Taux de ré-interventions à la suite de la pose d'un compteur évolué lors du déploiement

Calcul	Numérateur : nombre de ré-interventions au cours de l'année Dénominateur : nombre de compteurs évolués posés au cours de l'année Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué a été effectuée
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021
Objectifs	Pour l'année 2021 : 3,5 % par an Pour l'année 2022 : 2,6 % par an Pour l'année 2023 : 1,8 % par an Pour l'année 2024 : 0,9 % par an
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de $(1,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année - Les bonus sont de $(1,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés au cours de l'année - Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2021 : - 2 200 €</li> <li>o pour 2022 : - 3 700 €</li> <li>o pour 2023 : - 4 300 €</li> <li>o pour 2024 : - 4 400 €</li> </ul> - Le versement se fait au travers du CRCP

#### 6.1.3 Indicateurs de suivi

#### 6.1.4 Taux de réclamations liées au déploiement

Calcul	Numérateur : nombre de réclamations liées au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes depuis le début de l'année N Dénominateur : nombre de compteurs évolués posés depuis le début de l'année N Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué était programmée ou a été effectuée
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021

### 6.1.5 Nombre de réclamations liées au déploiement

Calcul	Nombre de réclamations liées au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes dans le mois M Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué était programmée ou a été effectuée
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021

## 6.2 Performance du système de comptage évolué

### 6.2.1 Indicateurs incités financièrement

#### 6.2.2 Taux de télé-relevés journaliers réussis

Calcul	Numérateur : nombre de télé-relevés des index réussis dans la journée le jour J Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants Hors jours de montée de version SI
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021
Objectifs	Pour les années 2021-2024: 95 % par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point</li> <li>- Les pénalités sont de <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Les bonus sont de <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2021 : - 5 800 €</li> <li>o pour 2022 : - 22 700 €</li> <li>o pour 2023 : - 39 600 €</li> <li>o pour 2024 : - 56 500 €</li> </ul> </li> <li>- Le versement se fait au travers du CRCP</li> </ul>

#### 6.2.3 Taux de publication des index réels mensuels

Calcul	Numérateur : nombre de séries d'index réels (i.e. télé-relevé jusqu'à J-5.) publiées mensuellement Dénominateur : nombre de séries d'index réels à publier mensuellement Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021
Objectifs	Pour les années 2021-2024 : 95 % par an
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point</li> <li>- Les pénalités sont de <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Les bonus sont de <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2021 : - 5 800 €</li> <li>o pour 2022 : - 22 700 €</li> <li>o pour 2023 : - 39 600 €</li> <li>o pour 2024 : - 56 500 €</li> </ul> </li> <li>- Le versement se fait au travers du CRCP</li> </ul>

#### 6.2.4 Taux de disponibilité du portail internet « clients »

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

Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021
Objectifs	Pour 2021 et 2022 : 97 % par an Pour 2023 et 2024 : 98 % par an
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux moyen annuel est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de 3 000 € par année calendaire et par point en-dessous de l'objectif de référence - Les bonus sont de 3 000 € par année calendaire et par point au-dessus de l'objectif de référence - La valeur plancher annuelle des incitations pour la période 2021-2024 est de - 45 100 € - Le versement se fait au travers du CRCP

### 6.2.5 Taux de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois

Calcul	Numérateur : nombre de compteurs communicants sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021
Objectifs	Pour l'année 2021 : 1,5 % par an Pour les années 2022-2024 : 1 % par an
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de (4,5 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les bonus sont de (4,5 € x 1 % x V) par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2021 : - 3 800 €</li> <li>o pour 2022 : - 15 100 €</li> <li>o pour 2023 : - 26 400 €</li> <li>o pour 2024 : - 37 700 €</li> </ul> - Le versement se fait au travers du CRCP

### 6.2.6 Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par le fournisseur

Calcul	Numérateur : nombre de prestations télé-opérables réalisées le jour J demandé par le fournisseur Dénominateur : nombre de prestations télé-opérables demandés par le fournisseur le jour J Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021
Objectifs	Pour les années 2021-2024 : 96 % par an
Incitations	- Pour le calcul des incitations, le taux est arrondi au dixième de point - Les pénalités sont de (33 € x 1 % x V) par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les bonus sont de (33 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués déclarés communicants à la fin de chaque mois de l'année - Les valeurs plancher des incitations sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2021 : - 42 200 €</li> <li>o pour 2022 : - 166 100 €</li> <li>o pour 2023 : - 290 000 €</li> <li>o pour 2024 : - 412 900 €</li> </ul> - Le versement se fait au travers du CRCP

### 6.2.7 Indicateurs de suivi

### 6.2.8 Nombre de points de connexion BT ≤ 36 kVA équipés d'un compteur

Calcul	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur (électromécanique, électronique classique ou évolués) actifs ou inactifs depuis moins de six mois Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Points de connexion BT ≤ 36 kVA
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021

### 6.2.9 Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué

Calcul	Nombre de points de connexion équipés d'un compteur évolué Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Points de connexion BT ≤ 36 kVA
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021

#### 6.2.9.1 Nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI

Calcul	Nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Points de connexion BT ≤ 36 kVA
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021

#### 6.2.9.2 Délai moyen entre la pose d'un compteur et sa déclaration dans le SI

Calcul	Numérateur : somme des délais (en jours) entre la pose des compteurs évolués et leur déclaration dans le SI Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants dans le SI
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021

#### 6.2.9.3 Taux de transmission quotidienne des données de consommation au fournisseur

Calcul	Numérateur : nombre de séries de données de consommation (index ou courbe de mesures) publiées par le SI dans le mois Dénominateur : nombre de séries de données de consommation à publier dans le mois Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants dans le SI
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021

#### 6.2.9.4 Taux de compteurs sans index télé-relevés par plage de délais

Calcul	Numérateur : nombre de compteurs évolués sans index télé-relevé depuis un délai : - de moins d'un mois - compris entre 1 et 2 mois, 2 et 3 mois, 3 et 4 mois, 4 et 5 mois, 5 et 6 mois - de plus de 6 mois Dénominateur : nombre de compteurs évolués déclarés communicants dans le SI Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants dans le SI
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021

#### 6.2.9.5 Taux d'index estimés sur demandes de résiliation

Calcul	Numérateur : nombre d'index estimés sur demandes de résiliation Dénominateur : nombre de demandes de résiliation Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Compteurs évolués déclarés communicants dans le SI
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021

#### 6.2.9.6 Nombre de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation, par nature

Calcul	Nombre de réclamations liées aux données de consommation émises par des clients finals ou le fournisseur ouvertes dans le mois M par nature (total, qualité des données affichées, accès au portail, accès aux données, autres motifs) Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué était programmée ou a été effectuée
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021

#### 6.2.9.7 Taux de réclamations de clients finals ou du fournisseur liées aux données de consommation

Calcul	Numérateur : nombre de réclamations liées aux données de consommations émises par des clients finals ou le fournisseur au déploiement des compteurs évolués (rendez-vous non tenus, chauffe-eau non raccordé, etc.) ouvertes depuis le début de l'année N Dénominateur : nombre de compteurs évolués posés depuis le début de l'année N Fréquence de calcul : mensuelle
Périmètre	Ensemble des utilisateurs pour lesquels la pose d'un compteur évolué était programmée ou a été effectuée
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2021