



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

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2021-01 DU 4 FEVRIER 2021 RELATIVE AU PROJET DE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS EVOLUES DE GAZ NATUREL DU GESTIONNAIRE DE RESEAUX DE DISTRIBUTION R-GDS ET AU CADRE DE REGULATION INCITATIVE DES PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD DE GAZ NATUREL DISPOSANT D'UN TARIF SPECIFIQUE**

La directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel fixe les principes devant guider la mise en place de systèmes de comptage évolué.

L'annexe I, §2 de cette directive souligne la nécessité de fournir aux consommateurs finaux des informations sur leur consommation d'énergie de façon suffisamment régulière, afin qu'ils soient davantage incités à la maîtrise de leur consommation.

Elle invite chaque Etat membre concerné à préparer la mise en place de systèmes de comptage évolué en s'appuyant sur une étude économique évaluant l'ensemble des coûts et bénéfices induits à long terme pour le marché et pour les consommateurs.

Elle impose à chaque Etat membre de veiller à l'interopérabilité des systèmes qu'il mettra en place.

L'article L.453-7 du code de l'énergie précise que « [...] les distributeurs mettent en place des dispositifs de comptage interopérables qui favorisent la participation active des consommateurs. Les projets de mise en œuvre de tels dispositifs de comptage font l'objet d'une approbation préalable par les ministres chargés respectivement de l'énergie et de la consommation, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie fondée sur une évaluation économique et technique des coûts et bénéfices pour le marché et pour les consommateurs du déploiement des différents dispositifs. »

Dans le prolongement du projet de comptage évolué Gazpar, mis en œuvre par GRDF, les projets de comptage évolué des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel Régaz-Bordeaux et GreenAlp ont été approuvés le 7 juin 2019 par décision des ministres.

Les études menées par la CRE dans le cadre des travaux préparatoires à ces approbations ont mis en évidence le fait que, en l'absence de toute mutualisation, le déploiement d'un système de comptage évolué ne serait pas pertinent économiquement sur le territoire de la majorité des autres ELD de gaz. Le parc réduit de compteurs dans ces dernières ne permettant pas de soutenir les coûts fixes d'un tel projet. Ces ELD, au nombre de 20, desservent 215 000 clients environ, soit environ 2 % des consommateurs nationaux. Or, la CRE considère que les consommateurs se situant sur les territoires des ELD doivent pouvoir bénéficier des mêmes avantages et services, notamment en termes de maîtrise de la demande d'énergie (MDE), que ceux permis par les compteurs évolués déployés chez les autres GRD.

Dans ce contexte, la CRE estime qu'une approche mutualisée des projets de déploiement de compteurs évolués pourrait permettre d'améliorer leur rentabilité, notamment s'agissant des coûts fixes supportés par les ELD. La CRE a engagé des travaux avec les ELD afin de préciser le périmètre et les modalités de mise en œuvre d'une telle mutualisation.

Elle a présenté, dans sa délibération du 28 mai 2020<sup>1</sup>, ses orientations sur la mutualisation des projets de comptage évolué des ELD de gaz naturel. A cet égard, et toujours sous réserve de pertinence technico-économique des futurs projets qui lui seront soumis, la CRE a indiqué qu'elle ne proposera aux ministres d'approuver ces derniers que si les orientations présentées dans cette délibération sont respectées.

A la suite de ces travaux, R-GDS est la première des ELD à indiquer à la CRE sa volonté de lancer le déploiement des systèmes de comptage évolué sur son territoire.

La CRE a réalisé pour ce projet une analyse technico-économique afin d'en évaluer les coûts et les bénéfices pour le marché et les consommateurs.

La CRE souhaite consulter l'ensemble des acteurs de marché afin de connaître leurs positions, d'une part, sur le projet de comptage évolué de R-GDS et, d'autre part, sur les paramètres de la régulation incitative, et leur application au projet de comptage évolué de R-GDS. Les parties intéressées sont invitées à répondre au plus tard le 4 mars 2021.

A l'issue de la consultation publique, la CRE envisage de proposer aux ministres chargés respectivement de l'énergie et de la consommation la validation du déploiement du projet de compteurs évolués de R-GDS, et envisage de formuler des orientations sur le cadre de régulation spécifique aux projets de comptage évolué des ELD disposant d'un tarif spécifique.

Paris, le 4 février 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 4 mars 2021, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE. **Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, il vous sera possible de générer grâce à la plateforme une version occultant ces éléments.** 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.

<sup>1</sup> Délibération n°2020-120 de la CRE du 28 mai 2020 portant orientation sur la mutualisation du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel sur le territoire des entreprises locales de distribution de gaz naturel.

# SOMMAIRE

<b>1.</b>	<b>CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>4</b>
1.1	CADRE JURIDIQUE .....	4
1.1.1	Le cadre juridique européen .....	4
1.1.2	Le cadre juridique national.....	4
1.2	OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE .....	4
1.3	CONTEXTE DU PROJET DE R-GDS ET DE L'ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE .....	5
1.3.1	Historique des projets de comptage évolué de gaz naturel.....	5
1.3.2	Contexte de l'analyse technico-économique du projet de comptage évolué de R-GDS et macro-hypothèses.....	6
<b>2.</b>	<b>DESCRIPTION DU PROJET DE R-GDS ET RESULTATS DE L'EVALUATION TECHNICO-ECONOMIQUE .....</b>	<b>7</b>
2.1	PROJET DE COMPTAGE EVOLUE DE R-GDS .....	7
2.1.1	Description du projet .....	7
2.1.1.1	Solution technique .....	7
2.1.1.2	Calendrier de déploiement .....	7
2.1.1.3	Démarche de mutualisation envisagée entre les projets de comptage évolué des GRD de gaz naturel	7
2.1.2	Résultats de l'étude technico-économique.....	8
2.1.2.1	Demande initiale de R-GDS .....	8
2.1.2.2	Ajustements envisagés par la CRE sur le modèle d'affaires du projet de R-GDS .....	8
2.1.2.3	Evaluation économique du projet ajusté .....	10
<b>3.</b>	<b>MECANISME DE REGULATION INCITATIVE ENVISAGE .....</b>	<b>11</b>
3.1	MISE EN ŒUVRE D'UNE REGULATION INCITATIVE DES PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD DISPOSANT D'UN TARIF SPECIFIQUE .....	11
3.1.1	Rappel du cadre de régulation incitative des projets de comptage évolué des GRD de gaz naturel ..	11
3.1.2	Cadre de régulation incitative envisagé pour les ELD (hors Régaz-Bordeaux et GreenAlp).....	11
3.1.2.1	Régulation incitative des délais et des coûts d'investissement de comptage .....	12
3.1.2.2	Régulation incitative de la performance des compteurs évolués .....	16
3.1.2.3	Encadrement global des incitations.....	17
<b>4.</b>	<b>QUESTIONS .....</b>	<b>17</b>
<b>5.</b>	<b>ANNEXES .....</b>	<b>18</b>
5.1	INDICATEURS INCITES FINANCIEREMENT ENVISAGES POUR LE SUIVI DES NIVEAUX DE PERFORMANCE DU SYSTEME DE COMPTAGE EVOLUE DE R-GDS .....	18
5.1.1	« Taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs évolués »	18
5.1.2	« Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs évolués » .....	18
5.1.3	« Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs évolués ».....	19
5.1.4	« Taux d'index rectifiés sur le périmètre des compteurs évolués » .....	20

## **1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE**

### **1.1 Cadre juridique**

#### **1.1.1 Le cadre juridique européen**

L'article 9 de la directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 du Parlement européen et du Conseil relative à l'efficacité énergétique prévoit, dans la mesure où cela est techniquement possible et financièrement raisonnable, la mise à disposition aux consommateurs finaux, notamment dans le cadre du remplacement d'un compteur existant ou d'un nouveau raccordement, de compteurs individuels mesurant avec précision leur consommation effective et permettant des factures fondées sur la consommation réelle d'énergie.

La directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel fixe les principes devant guider la mise en place de systèmes de comptage évolués.

Cette directive souligne la nécessité de fournir aux consommateurs finaux des informations sur leur consommation d'énergie de façon suffisamment régulière, afin qu'ils soient davantage incités à la maîtrise de leur consommation.

Elle invite chaque Etat membre concerné à préparer la mise en place de systèmes de comptage évolués en s'appuyant sur une étude économique évaluant l'ensemble des coûts et bénéfices induits à long terme pour le marché et pour les consommateurs.

Elle impose à chaque Etat membre de veiller à l'interopérabilité des systèmes qu'il mettra en place.

#### **1.1.2 Le cadre juridique national**

L'article L.453-7 du code de l'énergie précise que « [...] les distributeurs mettent en place des dispositifs de comptage interopérables qui favorisent la participation active des consommateurs. Les projets de mise en œuvre de tels dispositifs de comptage font l'objet d'une approbation préalable par les ministres chargés respectivement de l'énergie et de la consommation, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie fondée sur une évaluation économique et technique des coûts et bénéfices pour le marché et pour les consommateurs du déploiement des différents dispositifs. »

Par ailleurs, l'article L.453-8 du code de l'énergie précise que « L'autorité administrative peut prononcer à l'encontre des distributeurs de gaz naturel qui ne respectent pas l'obligation prévue à l'article L.453-7 la sanction pécuniaire mentionnée au troisième alinéa de l'article L.142-32, selon la procédure prévue aux articles L.142-30 à L.142-36 [...] »

Enfin, les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. En effet, l'article L.452-2 du code de l'énergie prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour élaborer les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel.

En particulier, l'article L. 452-3 du code de l'énergie précise, quant à lui, que les délibérations de la CRE peuvent prévoir « des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivités ».

### **1.2 Objet de la consultation publique**

Le lancement du déploiement des projets de compteurs évolués de R-GDS est conditionné à une décision favorable des ministres chargés de l'énergie et de la consommation, sur proposition de la CRE, conformément à l'article L.453-7 du code de l'énergie.

Par ailleurs, les projets de déploiement de comptage évolués diffèrent des projets classiques des GRD par le niveau élevé de leurs coûts, mais également par leurs longs délais de construction et de déploiement.

Etant donnée l'ampleur des projets et la nécessité de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais, la CRE envisage de mettre en place un cadre de régulation spécifique, comme pour GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, qui incite les ELD 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 souhaite consulter l'ensemble des acteurs de marché afin de connaître leurs positions sur :

- le projet de comptage évolué de R-GDS ;

- la mise en œuvre d'une régulation incitative pour l'ensemble des projets de comptage évolué des ELD disposant d'un tarif spécifique ;
- sur le cadre de régulation incitative, la présente consultation publique propose également les paramètres envisagés pour le projet de R-GDS.

### **1.3 Contexte du projet de R-GDS et de l'analyse technico-économique**

#### **1.3.1 Historique des projets de comptage évolué de gaz naturel**

Deux entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, qui représentent respectivement 230 000 compteurs pour Régaz-Bordeaux et 45 000 compteurs pour GreenAlp, ont obtenu, le 7 juin 2019, l'approbation des ministres en charge respectivement de l'économie et des finances, et de la transition écologique et solidaire pour le déploiement de leur propre projet de comptage évolué.

Ces deux projets s'inscrivent dans la suite du projet de déploiement des compteurs évolués Gazpar de GRDF. Le projet de GRDF a fait l'objet d'une concertation dans le cadre du Groupe de Travail Gaz (GTG) sous l'égide de la CRE, à laquelle les ELD ont participé.

S'agissant du projet de GRDF, une étude technico-économique, menée en deux phases en 2011 et 2013, avait permis de montrer que la valeur actualisée nette (VAN) du projet de GRDF était positive à condition d'y intégrer les gains de maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

Sur la base de cette étude, la CRE a proposé, par une délibération du 13 juin 2013<sup>2</sup>, aux ministres en charge respectivement de l'énergie et de la consommation, d'approuver le déploiement des compteurs évolués Gazpar. Les ministres ont approuvé le déploiement de ces compteurs par une décision ministérielle en date du 23 septembre 2014<sup>3</sup>.

Par ailleurs, la CRE a fixé, par une délibération du 17 juillet 2014, le cadre de régulation incitative de ce projet.

A l'instar du projet de GRDF, les projets de Régaz-Bordeaux et de Greenalp ont préalablement fait l'objet d'une étude technico-économique, pilotée par la CRE, qui a mis en évidence une valeur actuelle nette (VAN) positive à l'échelle de la collectivité, en prenant notamment en compte les gains occasionnés en termes de maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

Le cadre de régulation applicable à ces deux projets de comptage est défini dans les délibérations de la CRE n° 2020-39<sup>4</sup>, en date du 27 février 2020, et n° 2020-089<sup>5</sup>, en date du 7 mai 2020.

Les vingt autres ELD, qui représentent environ 215 000 consommateurs (dont près de 105 000 consommateurs sur le territoire de R-GDS), soit environ 2 % des consommateurs nationaux, n'ont pas encore engagé de tels projets.

La CRE s'est ainsi intéressée, dès l'étude technico-économique réalisée pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp, aux conditions de rentabilité des projets de comptage pour les ELD. L'analyse menée par le consultant a montré qu'un projet de déploiement de moins de 50 000 compteurs évolués exclusivement en gaz ne serait pas rentable même en intégrant la valorisation des gains de MDE. Ces résultats s'expliquent par la part importante des coûts fixes (notamment de développement des systèmes d'information et de gestion de projet) dans ces projets.

Dès lors, la CRE a établi<sup>6</sup>, que si chacune des vingt ELD restantes<sup>7</sup> venait à soumettre un projet de comptage évolué individuel sans aucune sorte de mutualisation, il serait probable que l'évaluation que doit mener la CRE conclue à une non-rentabilité du projet, même en considérant les gains de MDE. Dans cette situation, la CRE pourrait ne pas être en mesure de proposer aux ministres d'approuver le déploiement des systèmes de comptage évolué sur leur territoire de desserte.

Estimant qu'une approche mutualisée des projets de déploiement de compteurs évolués pourrait permettre d'améliorer leur rentabilité, notamment s'agissant des coûts fixes supportés par les ELD, la CRE a engagé des travaux avec les ELD afin de préciser le périmètre et les modalités de mise en œuvre d'une telle mutualisation.

<sup>2</sup> Délibération de la CRE du 13 juin 2013 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement généralisé du système de comptage évolué de GRDF.

<sup>3</sup> Décision du 23 septembre 2014 relative à la généralisation du projet de compteurs communicants en gaz naturel.

<sup>4</sup> Délibération n° 2020-039 de la CRE du 27 février 2020 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution Régaz-Bordeaux.

<sup>5</sup> Délibération n° 2020-089 de la CRE du 7 mai 2020 portant projet de décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution GreenAlp.

<sup>6</sup> Dans sa délibération n° 2017-255 de la CRE du 16 novembre 2017 portant communication relative au déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel sur le territoire des entreprises locales de distribution de gaz naturel.

<sup>7</sup> Hormis éventuellement R-GDS et Vialis dont le parc de compteurs de gaz et d'électricité est supérieur au seuil de 50 000.

Dans ce contexte, le syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN) a engagé un chantier visant à proposer à la CRE une stratégie globale de mutualisation, commune à ces dernières. Si ces propositions témoignent d'un effort de mutualisation conséquent entre ELD, certaines des orientations présentées par le SPEGNN à la CRE ont fait apparaître un niveau de mutualisation encore limité. Par conséquent, la CRE a décidé de faire auditer les propositions du SPEGNN par un consultant externe.

Afin de s'assurer que l'ensemble des ELD restantes s'engage dans la démarche de mutualisation envisagée initialement par le SPEGNN, et approfondie grâce aux résultats de l'étude technico-économique, la CRE a présenté, dans sa délibération du 28 mai 2020<sup>8</sup>, ses orientations sur la mutualisation des projets de comptage évolué des ELD de gaz naturel restantes. A cet égard, la CRE a indiqué qu'elle ne proposera aux ministres d'approuver ces derniers que si les orientations suivantes sont respectées :

- mutualisation des postes indépendants du système d'information (SI) conformément aux recommandations du consultant à la suite de l'étude technico-économique, pour la plupart en cohérence avec les propositions initiales du SPEGNN ;
- mutualisation des SI spécifiques au comptage sur une plateforme développée par R-GDS, avec possibilité d'adaptation pour les ELD, notamment pour les bi-énergie, sous réserve que la plateforme alors envisagée soit déjà existante et ne nécessite pas de duplication ou d'adaptation majeure, et que l'ELD qui en fera la demande atteste de la nécessité technique et de la pertinence économique de son choix.

### 1.3.2 Contexte de l'analyse technico-économique du projet de comptage évolué de R-GDS et macro-hypothèses

En s'appuyant sur les projets de Régaz-Bordeaux et GreenAlp ainsi que sur l'étude technico-économique réalisée par un consultant dans le cadre des travaux sur la mutualisation des projets de comptage évolués des ELD de gaz naturel, la CRE a mené une analyse du projet de R-GDS.

Cette analyse a porté, pour le projet de R-GDS, sur l'évaluation économique, l'évaluation de la solution technique et celle de l'organisation du projet de déploiement.

L'évaluation économique du projet a été décomposée entre l'analyse détaillée des coûts présentés par l'ELD au titre du déploiement du comptage évolué et le calcul du bilan économique (calcul d'une VAN) global du projet de comptage évolué.

Les dépenses d'exploitation (OPEX) et les dépenses d'investissement (CAPEX) présentées par R-GDS ont fait l'objet d'une analyse critique. Celle-ci a été partagée avec l'ELD qui a ainsi eu la possibilité de détailler l'estimation de ces coûts.

Le calcul du bilan économique résulte de la différence des coûts exposés par R-GDS dans le scénario de déploiement des compteurs évolués et ceux qui seraient exposés dans un scénario contrefactuel dans lequel les compteurs évolués ne seraient pas déployés.

Les calculs ont été réalisés, dans la mesure du possible, sur les modèles des études menées pour les projets Gazpar de GRDF, de Régaz-Bordeaux et GreenAlp. En particulier, les mêmes taux d'économie d'énergie (1,5 %) et d'actualisation (0,25 % réel avant impôt) ont été retenus pour les consommateurs. La référence du prix du gaz prise en compte pour quantifier les économies liées à la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) dans le calcul est également identique et s'appuie sur des prévisions réalisées par l'agence internationale de l'énergie (AIE).

Le taux d'actualisation envisagé par la CRE pour le projet R-GDS correspond au taux de rémunération fixé dans le tarif ATRD6 de GRDF (4,1 %). Ce taux est défini en base réelle, avant impôt. La CRE estime que ce taux est plus représentatif des conditions économiques du futur tarif ATRD6 par rapport au taux de l'ATRD5 des ELD.

**Q1 : Êtes-vous favorable aux hypothèses retenues par la CRE dans l'étude technico-économique du projet de comptage de R-GDS (gains de MDE, taux d'actualisation) ? Si non, que proposez-vous ?**

<sup>8</sup> Délibération n°2020-120 de la CRE du 28 mai 2020 portant orientation sur la mutualisation du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel sur le territoire des entreprises locales de distribution de gaz naturel.

## **2. DESCRIPTION DU PROJET DE R-GDS ET RESULTATS DE L'ÉVALUATION TECHNICO-ECONOMIQUE**

### **2.1 Projet de comptage évolué de R-GDS**

#### **2.1.1 Description du projet**

##### **2.1.1.1 Solution technique**

R-GDS est une ELD mono-énergie localisée dans le Bas-Rhin. R-GDS couvre 81 communes au tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel, et gère 104 581 compteurs de type résidentiels G4, G6, G10 (chiffres en fin d'exercice 2020). L'ELD a présenté à la CRE un projet de déploiement de 102 981 compteurs évolués gaz sur 9 ans entre 2022 et 2030 en supposant un accroissement du parc de compteurs nul<sup>9</sup>.

R-GDS souhaite déployer des compteurs de type Gazpar pour son projet et prévoit de se fournir *via* un appel d'offres commun aux diverses ELD.

Le déploiement des compteurs évolués nécessite le déploiement de 150 concentrateurs visant à couvrir l'ensemble du territoire de desserte de R-GDS, ce dernier étant caractérisé par la présence de zones rurales et peu denses sur le territoire (hors Eurométropole de Strasbourg).

La solution de sécurité retenue s'apparente à celle retenue par GRDF. Elle repose sur l'utilisation de HSM (*Hardware Security Module*).

##### **2.1.1.2 Calendrier de déploiement**

R-GDS a prévu un déploiement sur 9 années. Il débutera en 2022 et se terminera en 2030.

R-GDS prévoit de réaliser une phase pilote en 2022 avec la pose de 3 000 compteurs. Le rythme de croisière du déploiement s'élèvera ensuite à environ 19 000 poses par an durant la période de déploiement industriel de 2023 à 2027. A la suite de la période de déploiement industriel, R-GDS envisage de clôturer progressivement le déploiement *via* ses équipes internes avec la pose d'environ 1 300 compteurs sur les trois dernières années de déploiement.

Le déploiement est réparti entre trois quarts de compteurs déployés en intensif<sup>10</sup> et un quart en diffus<sup>11</sup>. La pose de compteurs sera réalisée en interne à proportion de la moitié des poses (l'ensemble de la pose des modules radio sera réalisée par les équipes de R-GDS) et *via* des prestataires externes pour l'autre moitié des poses.

##### **2.1.1.3 Démarche de mutualisation envisagée entre les projets de comptage évolué des GRD de gaz naturel**

Dans sa délibération du 28 mai 2020, la CRE a émis des orientations sur les pistes de mutualisation à intégrer dans les dossiers de comptage évolué des ELD. A cet égard, et toujours sous réserve de pertinence technico-économique des futurs projets qui lui seront soumis, la CRE a indiqué qu'elle ne proposera aux ministres d'approuver ces derniers que si ces orientations étaient respectées.

Le dossier présenté par R-GDS confirme que ces pistes de mutualisation ont été suivies par les ELD et intégrées à leurs travaux préparatoires des projets de comptage. En particulier :

- l'achat, *via* un appel d'offres commun, des compteurs et concentrateurs ;
- la mutualisation des HSM sur les chaînes de fabrication des matériels ;
- la mutualisation de la pose externalisée des compteurs à travers un appel d'offres commun.

Concernant la mutualisation du système d'information (SI), comme suggéré dans la délibération du 28 mai 2020, R-GDS a présenté les offres reçues lors de sa procédure d'appel d'offres aux autres ELD afin de les associer au choix de la solution. Si aucune ELD ne s'est signalée, à date, pour un hébergement sur la plateforme de R-GDS, les dossiers de comptages des autres ELD, attendus pour la fin mars, permettront de contrôler le respect des orientations de la CRE.

<sup>9</sup> R-GDS prévoit un reliquat final non déployé estimé à 1% du parc après 2030.

<sup>10</sup> Les poses dites intensives regroupent les poses réalisées dans une zone géographique précise dans une période donnée et les poses ne représentant pas de difficultés techniques.

<sup>11</sup> Les poses dites diffuses regroupent les poses réalisées au cas par cas et les poses représentant des difficultés techniques. Les opérations de pose ayant échoué une première fois sont comptabilisées comme des poses diffuses lors de la seconde tentative.

Q2 : Avez-vous des remarques sur la solution technique et le calendrier de déploiement envisagés par R-GDS ?

## 2.1.2 Résultats de l'étude technico-économique

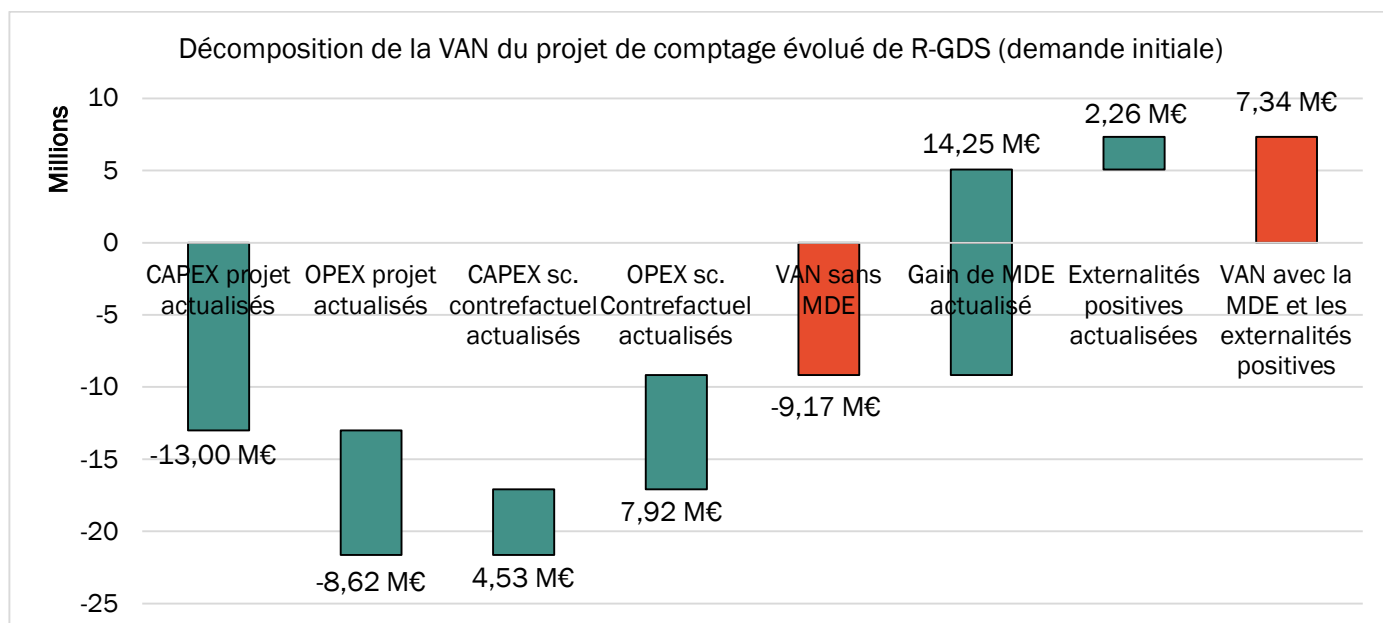
### 2.1.2.1 Demande initiale de R-GDS

R-GDS estime le coût du projet à 28,4 M€ courants (sans actualisation). Ce coût est décomposé entre :

- 15,6 M€ de CAPEX, principalement liés aux coûts d'acquisition et d'installation des matériels, ainsi qu'aux investissements dans le système d'information comptage ;
- 12,8 M€ d'OPEX, principalement liés aux ETP de pilotage du projet, à la supervision du système d'information et à la maintenance des matériels.

Sur une période d'analyse de 20 ans, le bilan économique du projet industriel de R-GDS au strict périmètre de l'ELD est négatif avec une VAN évaluée à - 9,17 M€ sur 20 ans (au taux d'actualisation en vigueur pour les ELD, soit de 4,625 %). Il devient positif si on intègre la valorisation de la MDE (hypothèse de 1,5 %, identique à celle retenue pour le projet Gazpar de GRDF) et les externalités positives (à travers la valorisation de la présence évitée du consommateur lors de la relève et de la réduction du nombre de réclamations relatives aux données de comptage à traiter par l'ELD). La VAN globale du projet est alors de 7,34 M€.

La décomposition de la valeur économique du projet du projet par postes de gains et de coûts est présentée ci-dessous :



### 2.1.2.2 Ajustements envisagés par la CRE sur le modèle d'affaires du projet de R-GDS

A partir des premiers éléments fournis par R-GDS et sur la base des travaux portant sur la mutualisation des projets de comptage évolué en gaz, la CRE a effectué un premier travail d'analyse et d'ajustement qui a permis d'aboutir à un modèle d'affaires ajusté.

Les ajustements envisagés par la CRE portent principalement sur :

- le coût unitaire de fourniture de matériels (compteur, concentrateurs, modules radio) ;
- des hypothèses de déploiement et d'exploitation des concentrateurs (taux de panne, hébergement et coûts télécoms des concentrateurs) ;
- les ressources en main-d'œuvre mobilisées pour le pilotage du projet (nombre d'ETP<sup>12</sup>).

<sup>12</sup> Equivalent temps plein.



### Coût unitaire de fourniture de matériels

Pour la construction de son modèle d'affaires, R-GDS a réalisé une consultation informelle auprès de trois fabricants de compteurs et modules radio. Considérant qu'il est nécessaire de diversifier l'approvisionnement en matériel afin de se sécuriser en cas de défaillance des fabricants, R-GDS a retenu une moyenne arithmétique des coûts obtenus pour déterminer le coût unitaire des compteurs.

La CRE considère que la stratégie de diversification d'approvisionnement des ELD est pertinente, notamment pour les compteurs G4 dont la disponibilité est essentielle pour le bon déroulement du projet. Néanmoins, la CRE estime que l'hypothèse retenue par R-GDS dans son modèle d'affaires est trop conservatrice par rapport au niveau de risque supporté par l'opérateur.

Ainsi, s'agissant des compteurs G4, la CRE estime qu'une diversification entre les deux offres les moins onéreuses issues de cette consultation selon une répartition 70%/30 % est suffisante pour se couvrir du risque de défaillance. Par conséquent, la CRE envisage d'ajuster le coût unitaire des compteurs G4 selon la méthode susmentionnée.

Concernant l'approvisionnement des compteurs G6 et modules radio, la CRE estime qu'au vu de la faible part d'équipement à déployer (environ 3,6 % du parc pour chaque type d'équipement), une défaillance d'approvisionnement de ces matériels n'aurait pas d'impact majeur sur le déroulement du projet. A ce titre, la CRE estime qu'une diversification d'approvisionnement de ces matériels n'est pas essentielle et envisage par conséquent d'ajuster leur prix sur les offres les moins onéreuses.

Par ailleurs, R-GDS retient, dans son modèle d'affaires, un coût de 15 % sur les coûts d'achat de matériels, qui a vocation à couvrir les frais logistiques et les autres frais indirects liés aux achats de matériels.

La CRE considère que le surcoût sur les matériels demandés par R-GDS vise à couvrir des coûts qui ne sont pas spécifiques au projet de comptage évolué, et sont, par conséquent, couverts par le tarif ATRD de l'ELD. A ce titre, en cohérence avec les projets de Régaz-Bordeaux et GreenAlp, la CRE envisage de ne pas retenir ce surcoût.

### Déploiement et exploitation des concentrateurs

R-GDS retient, dans son modèle d'affaires, des hypothèses de taux de panne des concentrateurs qui sont près de deux fois supérieures à celles des projets de GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp. R-GDS justifie ces hypothèses par le retour d'expérience du projet Gazpar de GRDF, qui a fait l'expérience de défauts d'installation et de dysfonctionnements ponctuels qui ont eu un impact négatif sur les taux de défaillance des concentrateurs.

Les projets de GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp ayant déjà débuté, la CRE estime que leur retour d'expérience doit permettre aux autres ELD d'améliorer le processus de fabrication et d'installation des concentrateurs afin de converger vers des coûts d'exploitation efficaces. Ainsi, la CRE envisage d'appliquer les mêmes hypothèses de taux de défaillance que celles retenues pour les projets de GRDF, Régaz-Bordeaux et R-GDS.

S'agissant des coûts de négociation des points hauts et d'hébergement des concentrateurs, la CRE observe que les coûts par concentrateur retenus par R-GDS sont supérieurs à ceux retenus pour les projets de GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp. Régaz-Bordeaux et GreenAlp présentaient des coûts très limités sur ces postes, du fait de la structure de leur projet et notamment d'un nombre réduit de concentrateurs à poser. En revanche, R-GDS, qui couvre un territoire peu dense (hors Eurométropole de Strasbourg) et étendu, prévoit de déployer un volume plus important de concentrateurs, qui rapproche des caractéristiques de GRDF.

Néanmoins, la CRE considère que R-GDS n'a pas suffisamment étayé les hypothèses de dimensionnement de ses coûts de négociation et d'hébergement, et envisage donc de retenir les coûts du modèle d'affaires de GRDF.

Enfin, les coûts de télécoms associés aux concentrateurs retenus par R-GDS se fondent sur une estimation à dire d'expert qui représente le double des coûts retenus pour les projets de Régaz et GreenAlp. La CRE considère que les justifications apportées par R-GDS sont insuffisantes et envisage donc de conserver les hypothèses de coûts des modèles d'affaires de Régaz-Bordeaux et GreenAlp.

### Ressources en main-d'œuvre mobilisées pour le pilotage du projet

Le modèle d'affaires présenté par R-GDS prévoit de mobiliser environ 36 ETP au total, répartis sur la période de déploiement du projet. A titre de comparaison, les projets de Régaz-Bordeaux et GreenAlp prévoyaient respectivement 28 et 25 ETP au total sur la période de déploiement. Malgré des tailles de parc (respectivement 200 000 et 50 000 pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp) et des durées de déploiement industriel (respectivement 9 et 5 ans pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp) variables, la CRE observe que le nombre d'ETP mobilisés au global sur ces deux projets est proche.

La CRE considère donc que les caractéristiques du projet de R-GDS, en termes de taille du parc comme de durée de déploiement, ne justifient pas de mobiliser un nombre d'ETP plus élevé que celui des projets de comptage de Régaz-Bordeaux et GreenAlp. Ainsi, la CRE envisage un ajustement global pour ramener le nombre d'ETP mobilisés sur toute la durée du projet de R-GDS au niveau de celui retenu pour le projet de Régaz-Bordeaux.

Taux d'actualisation utilisé pour l'évaluation économique du projet de R-GDS

Dans sa demande initiale, R-GDS calcule la VAN de son projet de comptage en utilisant, comme taux d'actualisation, le taux de rémunération en vigueur des ELD (soit 4,625 %). La CRE considère que le taux de rémunération retenu pour l'ATRD6 de GRDF (4,1 %) est plus représentatif des conditions économiques du marché, et envisage donc de retenir ce dernier pour ses calculs de VAN.

Synthèse

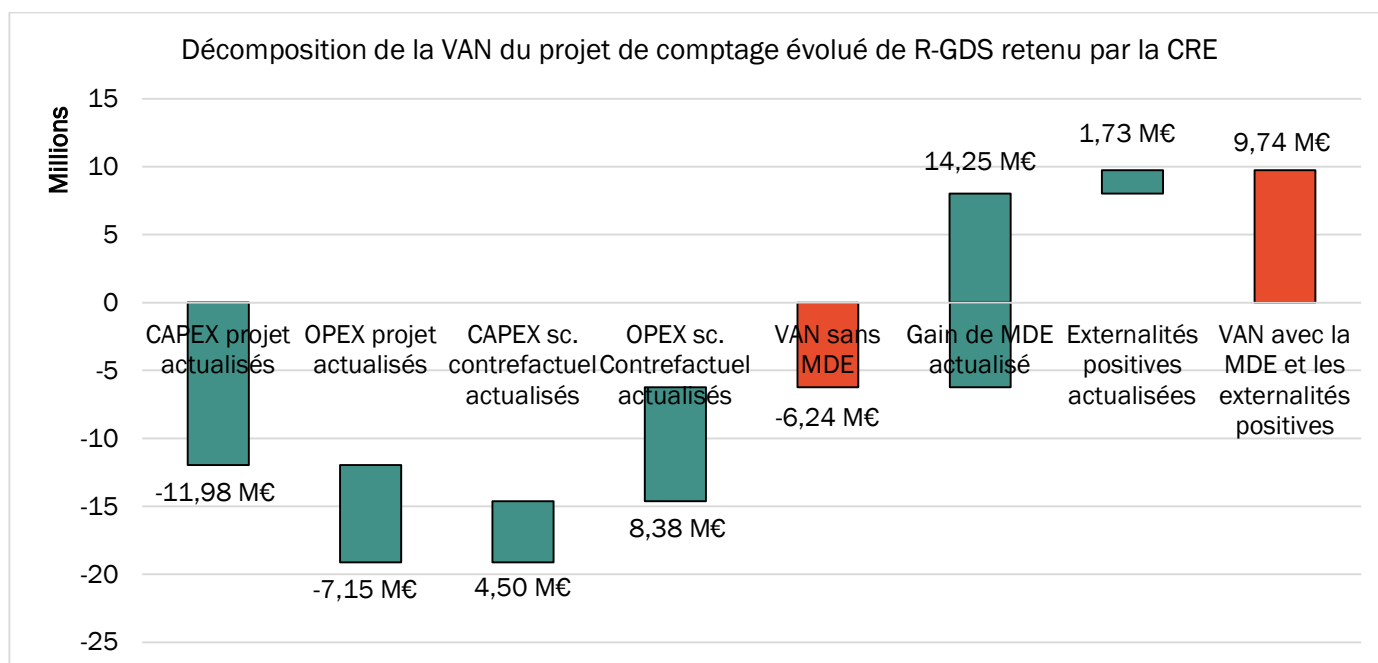
Les ajustements envisagés par la CRE réduisent le coût total du projet de R-GDS à 19,1 M€. Les CAPEX sont réduits de 8 % à environ 12 M€ et les OPEX sont réduits de 17 % à environ 7,1 M€. Le détail de ces coûts et de leur évolution est disponible dans les tableaux ci-dessous :

CAPEX cumulés actualisés	BP R-GDS	BP ajusté	Ecart
Coûts de matériels	5 736 172 €	4 821 384 €	- 16 %
Coûts d'installation	4 539 981 €	4 575 424 €	1 %
Coûts de construction SI	1 971 461 €	1 984 556 €	1 %
MOE et AMOE	751 593 €	596 407 €	- 21 %
<b>TOTAL</b>	<b>12 999 208 €</b>	<b>11 977 771 €</b>	<b>-8%</b>

OPEX cumulés actualisés	BP R-GDS	BP ajusté	Ecart
OPEX des concentrateurs	2 139 999 €	1 277 814 €	- 40 %
OPEX des compteurs	601 355 €	564 430 €	- 6 %
Supervision des SI	3 400 079 €	3 240 116 €	- 5 %
Gestion de projet	2 480 212 €	2 063 152 €	- 17 %
<b>TOTAL</b>	<b>8 621 646 €</b>	<b>7 145 511 €</b>	<b>- 17 %</b>

2.1.2.3 Evaluation économique du projet ajusté

L'ensemble des ajustements envisagés par la CRE conduit à une amélioration de la VAN du projet de R-GDS évaluée à 9,74 M€ soit + 32 % avec prise en compte des gains de MDE et des externalités positives :



Q3 : Avez-vous des remarques sur le plan d'affaires du projet de R-GDS et les ajustements que la CRE envisage de retenir ?

### 3. MECANISME DE REGULATION INCITATIVE ENVISAGE

#### 3.1 Mise en œuvre d'une régulation incitative des projets de comptage évolué des ELD disposant d'un tarif spécifique

##### 3.1.1 Rappel du cadre de régulation incitative des projets de comptage évolué des GRD de gaz naturel

La CRE a défini dans ses délibérations du 17 juillet 2014, du 27 février 2020 et du 7 mai 2020, un cadre de régulation incitative respectivement pour les projets de compteurs évolués de GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp.

Cette régulation incitative prévoit notamment une prime incitative de rémunération de 200 points de base (pbs), attribuée aux actifs de comptage (modules radio, compteurs et concentrateurs) mis en service entre le début et la fin théorique de la phase de déploiement industriel et la couverture tarifaire des coûts échoués liés au remplacement anticipé de compteurs existants par des compteurs communicants pendant la phase de déploiement.

En cas d'atteinte des objectifs de délais, de coûts et de performances, le GRD bénéficie de l'intégralité de la prime. En revanche, toute dérive de la performance globale vient, au travers de pénalités, diminuer cette prime. 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 le GRD 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 conduiront à un taux de rémunération moyen pour les investissements soumis à incitation compris entre [+ 200 pbs]<sup>13</sup> et [-100 pbs] par rapport au taux de rémunération de base des actifs.

Un suivi régulier du projet tout au long du déploiement est prévu avec notamment :

- un suivi du respect des calendriers prévisionnels de déploiement du projet, impliquant des pénalités en cas de retard. Pour chaque période de suivi, la non-atteinte du taux de déploiement prévisionnel donnera lieu à une pénalité proportionnelle au retard constaté ;
- un suivi des coûts unitaires des compteurs communicants, avec des pénalités/bonus en cas de dérive/diminution de ces coûts. Une dépense réelle d'investissement supérieure au coût de référence conduira ainsi à une rémunération plus faible. Au contraire, une dépense réelle d'investissement inférieure au coût de référence permettra à l'opérateur de conserver un montant de prime identique à celui qu'il aurait perçu sans cette économie ;
- un suivi annuel de la performance des systèmes en termes de qualité du service rendu, dès le début de la phase de déploiement, avec des incitations financières en fonction de l'atteinte ou non d'objectifs prédéfinis.

##### 3.1.2 Cadre de régulation incitative envisagé pour les ELD (hors Régaz-Bordeaux et GreenAlp)

L'article L.452-3 du code de l'énergie dispose que les délibérations de la CRE peuvent prévoir « des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité ».

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 les opérateurs dans la conduite de leur activité traditionnelle. La CRE considère que les ELD doivent être responsabilisées et incitées à la bonne réussite du projet en termes de performances et de respect des coûts et des délais et qu'elles devront, à ce titre, assumer les conséquences financières d'éventuelles dérives.

Dans ce contexte, la CRE envisage d'appliquer aux projets de comptage évolué de R-GDS ainsi qu'à ceux des ELD disposant d'un tarif spécifique un cadre de régulation incitative équivalent à ceux de GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp.

<sup>13</sup> Hors les éventuels bonus générés par la régulation de la performance du système de comptage.

Cette régulation incitative comporterait 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, les ELD conserveraient l'intégralité de la prime. En revanche, en cas de dérive de la performance sur un ou plusieurs de ces objectifs, la prime incitative serait réduite, potentiellement en deçà du taux de rémunération de base, dans la limite d'un plancher de - 100 pbs.

Concernant les ELD ne disposant pas d'un tarif spécifique (*i.e* tarif commun), mais qui devront tout même déployer un projet de comptage évolué sur leur territoire, la CRE n'envisage pas d'appliquer de cadre de régulation incitative à leur projet de comptage évolué. Le niveau du tarif commun étant fixé par moyennisation des tarifs des 9 ELD disposant d'un tarif spécifique.

**Q4 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme de régulation incitative identique à celui mis en œuvre pour GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, pour R-GDS ?**

**Q5 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme de régulation incitative identique à celui mis en œuvre pour GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp pour les autres ELD disposant d'un tarif spécifique ?**

### **3.1.2.1 Régulation incitative des délais et des coûts d'investissement de comptage**

#### Régulation incitative des délais de déploiement

La régulation incitative au respect du calendrier prévisionnel de déploiement du projet s'appliquerait aux années pendant lesquelles le nombre de compteurs posés sera le plus élevé (période dite de déploiement industriel). Soit de 2023 à 2027 pour R-GDS.

Comme pour GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, le suivi de la trajectoire des taux prévisionnels de déploiement de compteurs posés et communicants serait réalisé régulièrement pendant la période de déploiement industriel. Une non-atteinte des taux de déploiement prévisionnels générerait des pénalités selon les modalités suivantes :

- le taux de déploiement de compteurs posés et communicants est un taux cumulé, tous types de compteurs concernés par le projet (G4, G6, G10+), basé sur l'assiette globale des compteurs actifs et inactifs. En effet, les transferts entre les compteurs actifs et les compteurs inactifs n'étant pas maîtrisables par les ELD, une incitation qui ne porterait que sur la seule assiette des compteurs actifs traduirait de manière imparfaite la performance réelle des ELD en termes de respect du rythme de pose prévisionnel ;
- 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.

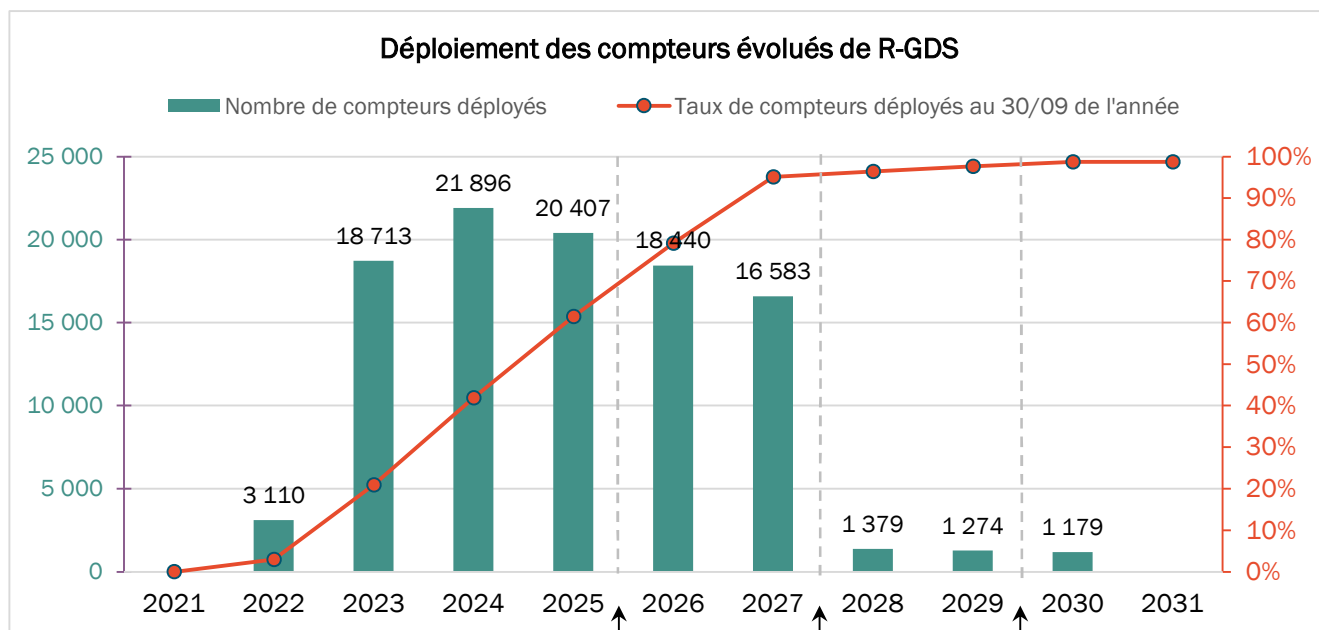
Le suivi serait réalisé à partir de la date annoncée par l'ELD du début du déploiement industriel des compteurs évolués, soit le 1<sup>er</sup> janvier 2023 pour R-GDS, jusqu'à l'atteinte du taux de déploiement cible, dans une limite de 2 ans après la date de fin théorique du déploiement industriel. Dans le cas de R-GDS, le suivi serait réalisé aux dates suivantes : au 30 septembre 2025, 30 septembre 2027 et 30 septembre 2029<sup>14</sup>.

Pour chacune de ces périodes, la non-atteinte du taux de déploiement prévisionnel donnerait lieu à une pénalité proportionnelle au coût des compteurs non posés ou non communicants qui auraient dû l'être. Ce coût des compteurs non posés ou non communicants serait calculé comme la différence entre le taux de déploiement prévisionnel et le taux de déploiement réalisé, multipliée par le nombre de compteurs du parc réel à la date du jalon et par le minimum entre le coût unitaire complet réel de l'ensemble des compteurs posés depuis le début du déploiement et le coût unitaire complet prévisionnel. Le dispositif mis en place permettrait de prendre en compte l'effet d'apprentissage de l'opérateur : un retard en début de déploiement serait pénalisé moins fortement qu'un retard en fin de déploiement. La pénalité serait égale à :

- pour la première période : 10 % du coût des compteurs non posés ou non communicants qui auraient dû l'être ;
- pour la deuxième période : 14 % du coût des compteurs non posés ou non communicants qui auraient dû l'être ;
- pour la troisième période : 16 % du coût des compteurs non posés ou non communicants qui auraient dû l'être pour atteindre le taux cible prévu à la fin théorique du déploiement de chaque ELD.

L'illustration du mécanisme d'incitation au respect du calendrier de déploiement industriel envisagé par la CRE pour le projet de R-GDS à ce stade est la suivante :

<sup>14</sup> La date est calée sur la date de clôture des comptes de R-GDS, soit au 30 septembre.



Pénalité si non-respect du taux de déploiement prévisionnel :

10 % du coût des compteurs	14 % du coût des compteurs	16 % du coût des compteurs
----------------------------	----------------------------	----------------------------

Les pénalités encourues seraient reprises aux ELD à travers un poste *ad hoc* du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) du tarif ATRD de l'ELD en vigueur au moment du calcul de l'incitation.

Dans le cas de R-GDS, les trajectoires prévisionnelles de taux de déploiement cumulés (compteurs actifs et inactifs) sont celles figurant dans le plan d'affaires :

#### Taux de déploiement cumulé de compteurs posés et communicants, sur l'assiette des compteurs actifs et inactifs

Cible à atteindre au :

	30 septembre 2025	30 septembre 2027	30 septembre 2029
R-GDS	61,49 %	95,07 %	96,6 %

Q6 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des délais proposé par la CRE pour R-GDS ?

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

La régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage vise à inciter les GRD à réaliser les investissements de comptage du projet (hors investissements de systèmes d'information) au meilleur coût pour la collectivité. Elle s'appliquerait sur la période de déploiement industriel, depuis son lancement jusqu'à la fin réelle du déploiement industriel. La fin réelle du déploiement s'entend comme l'atteinte du taux de déploiement cible, dans la limite de deux ans après la date de fin théorique du déploiement.

La régulation incitative relative au respect des coûts prévisionnels des investissements de comptage serait identique à celle mise en place pour GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp.

- le montant des investissements en actifs de comptage mis en service pendant la période de déploiement industriel serait comparé à un coût de référence ;
- la dépense d'investissement de référence serait calculée à partir d'un coût unitaire complet de référence qui serait appliqué au nombre de compteurs et de modules mis en service pendant la période de déploiement industriel. Le coût de référence serait égal :
  - jusqu'à la fin du déploiement industriel (soit jusqu'à 2027 pour R-GDS) : au coût unitaire complet prévisionnel (intégrant le coût de tous les actifs de comptage) des compteurs et des modules à

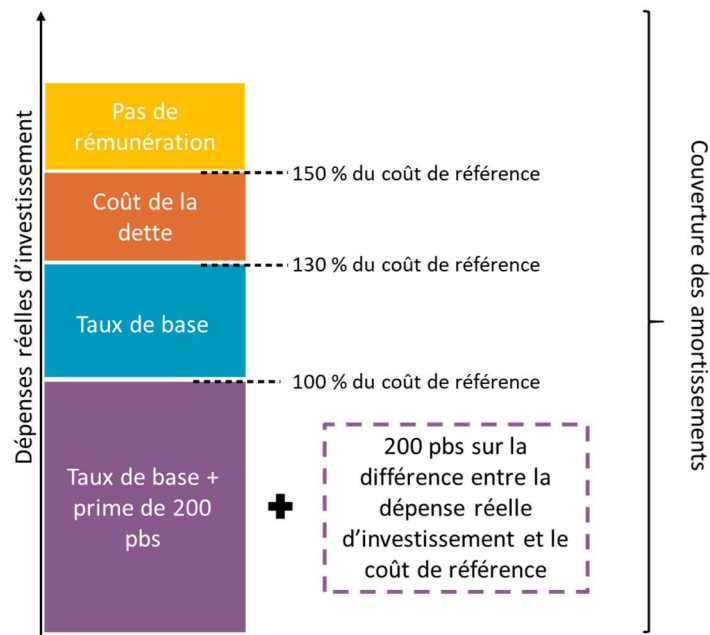
poser (non nécessairement communicants) pendant l'année, multiplié par le nombre de compteurs et de modules réellement posés, afin de prendre en compte l'évolution du parc pendant la durée du déploiement ;

- dans une limite de deux ans après la fin théorique du déploiement industriel (soit, pour R-GDS, pour les années 2028 et 2029), en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible : au coût unitaire complet prévisionnel (intégrant le coût de tous les actifs de comptage) des compteurs et des modules à poser (non nécessairement communicants) pendant la dernière année de la période théorique de déploiement industriel (soit 2027), multiplié par le nombre de compteurs et de modules réellement posés ;
- cette comparaison serait effectuée aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative sur les délais de déploiement. Soit, pour R-GDS : au 30 septembre 2025 (sur les années 2023 à 2025), au 31 décembre 2027 (sur les années 2026 et 2027) et, en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible à cette date, au 31 décembre 2029 (sur les années 2028, 2029) ;
- à chaque date de calcul, le taux de performance (écart, en pourcentage, entre le montant réalisé et le montant de référence) retenu serait le taux de performance constaté depuis le début du déploiement à la date du calcul.

Suivant la performance constatée, le bonus ou le malus serait calculé de la manière suivante :

- 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 industriel, la part de la dépense d'investissement égale au coût de référence serait rémunérée au taux de rémunération fixé par le tarif ATRD en vigueur, et bénéficierait de la prime incitative pendant la durée de vie de ces actifs ;
  - en cas de retard de déploiement, pour les dépenses d'investissement réalisées après la date de fin théorique de déploiement (soit au 30 septembre 2027 pour R-GDS), la part de la dépense d'investissement égale au coût de référence serait uniquement rémunérée au taux de rémunération fixé par le tarif ATRD 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 fixé par le tarif ATRD 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 fixé par le tarif ATRD 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 industriel, la dépense réelle serait rémunérée au taux de rémunération fixé par le tarif ATRD en vigueur et bénéficierait de la prime incitative pendant la durée de vie de ces actifs. L'ELD recevrait par ailleurs un bonus correspondant à l'application de la prime incitative de 200 pbs sur l'écart entre la dépense d'investissement réelle et le coût de référence pendant la durée de vie de ces actifs ;
  - en outre, en cas de retard du déploiement industriel, pour les dépenses d'investissement réalisées après la date de fin théorique de déploiement, la dépense réelle serait rémunérée au taux de rémunération fixé par le tarif ATRD en vigueur, sans la prime de rémunération. En revanche, l'opérateur bénéficierait de l'application de la prime incitative sur les coûts de 200 pbs 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 envisagé par la CRE pour R-GDS et les ELD disposant d'un tarif spécifique (pour un actif mis en service pendant la phase théorique de déploiement industriel) :



Ces incitations seraient prises en compte dans le tarif ATRD de l'ELD. À cette fin, les incitations seraient calculées de la façon suivante :

- les dépenses effectives d'investissement entreraient dans la base d'actifs régulés (BAR) et bénéficieraient de la rémunération et de la prime incitative pour les actifs mis en service avant la fin théorique de déploiement industriel ;
- la BAR réalisée serait comparée à la BAR de référence. Cette BAR de référence évoluerait chaque année du coût de référence (tel que défini supra) des actifs mis en service pendant l'année et des amortissements annuels calculés au *pro rata* des amortissements réalisés et réévalués de l'inflation (selon l'indice retenu pour l'évolution de la BAR) ;
  - si la BAR réalisée est inférieure à la BAR de référence, un bonus de 2 % de taux de rémunération sera appliqué à l'écart constaté ;
  - si la BAR réalisée est supérieure à la BAR de référence :
    - pour les actifs bénéficiant de la prime, une pénalité de - 2 % de taux de rémunération serait appliquée à l'écart ;
    - une pénalité supplémentaire égale à [- (taux de rémunération – coût de la dette)] tels que fixés dans le tarif ATRD en vigueur au moment du calcul, serait 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] tel que fixé dans le tarif ATRD en vigueur au moment du calcul serait 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 serait utilisé pour fixer le montant des bonus/pénalités attribués sur la durée de vie restante de ces actifs.

Les bonus et pénalités seraient imputés au solde du CRCP et apurés dans le cadre de l'ajustement annuel du tarif.

Comme pour les projets de Régaz-Bordeaux et GreenAlp, la CRE envisage de ne pas inclure dans ce mécanisme de régulation incitative les coûts relatifs aux investissements dans les systèmes d'information (SI).

Q7 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des coûts d'investissement proposé par la CRE pour R-GDS ?

### 3.1.2.2 Régulation incitative de la performance des compteurs évolués

Le mécanisme de régulation incitative sur le respect du niveau de performance attendu pour les systèmes de comptage évolué des ELD, serait constitué de quatre 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 2023 pour R-GDS). Ces incitations financières donneraient lieu à des pénalités et des bonus versés respectivement aux utilisateurs et aux ELD, à travers un poste *ad hoc* du CRCP du tarif ATRD de chaque ELD en vigueur au moment du calcul de l'incitation.

Ce mécanisme complèterait le mécanisme de suivi de la qualité de service des opérateurs envisagé par la CRE pour les tarifs ATRD des ELD. Ainsi, à partir du démarrage du déploiement industriel, les ELD seraient incités financièrement sur le périmètre des compteurs communicants, mais resteraient incités par ailleurs sur le périmètre des compteurs non communicants.

Afin de donner de la visibilité aux ELD et aux acteurs de marché sur le niveau de performance attendu lors du déploiement, la CRE envisage, à l'instar de ce qui a été mis en place pour GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, de définir la trajectoire d'objectifs et d'incitations financières pour les quatre premières années du déploiement industriel des ELD (soit, pour R-GDS, sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2026). Pour la période du déploiement au-delà de ces quatre premières années, la CRE se fonderait sur le retour d'expérience pour procéder, les cas échéant, à des ajustements du mécanisme (modification, ajout ou suppression d'indicateurs ou d'incitations financières).

Les indicateurs donnant lieu à incitations financières envisagés pour suivre les performances de la chaîne de communication globale de traitement des index seraient les suivants :

- le taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs : cet indicateur mesure la capacité du portail fournisseur à mettre à disposition des fournisseurs les index mensuels relevés ou estimés utilisés pour la facturation ;
- le taux d'index cycliques mesurés : cet indicateur mesure la capacité du système à remonter des index réels et non estimés lors des relèves cycliques mensuelles ;
- le taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus : cet indicateur mesure la capacité des ELD à remettre en service des compteurs/concentrateurs défectueux dans un délai inférieur ou égal à 3 mois ;
- le taux d'index rectifiés : cet indicateur mesure la qualité des index remontés par la chaîne de comptage évolué.

En cohérence avec la méthode retenue pour définir les tarifs ATRD5 des ELD, 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. Ces objectifs seraient identiques à ceux retenus pour le projet Gazpar de GRDF et pour les projets de comptage évolué de GreenAlp et Régaz-Bordeaux ;
- définir des niveaux d'incitations financières progressifs pour tenir compte du rythme de déploiement des compteurs évolués, de l'effet d'apprentissage et pour inciter les ELD à éviter toute dégradation durable des niveaux de performance attendus du système de comptage évolué par rapport au niveau de qualité rendue actuellement aux utilisateurs du réseau ;
- déterminer des valeurs « plafond » correspondant aux valeurs maximales du montant des pénalités financières. Ces valeurs seront fixées en s'assurant que celles-ci correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

A ce stade, la CRE considère que ces quatre indicateurs sont suffisants pour suivre la performance des systèmes de comptage évolué qui seront mis en place par les ELD.

La liste des indicateurs envisagés pour le suivi des niveaux de performance du système de comptage évolué des ELD, ainsi que les objectifs et incitations financières associés, figurent en annexe de la présente consultation publique.

Q8 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service proposé par la CRE pour R-GDS ?



### 3.1.2.3 Encadrement global des incitations

L'article L.452-1-1 du code de l'énergie impose à la CRE d'établir des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel qui couvrent l'ensemble des coûts supportés par le gestionnaire de réseaux « *dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ».

La régulation incitative du projet de comptage évolué des ELD pourrait conduire, dans le cas d'une mauvaise performance des opérateurs, à une rémunération du projet inférieure au taux de rémunération de référence.

À l'inverse, en cas de bonne performance, l'opérateur recevrait un bonus qui s'ajouterait à la rémunération de référence.

Comme pour le projet de GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, la CRE envisage de mettre en place un plafonnement global des pénalités liées au respect des délais de déploiement, des coûts d'investissement et à la performance des systèmes de comptage évolué.

Dans ce cadre, le montant total des pénalités appliquées à l'ELD au titre de la régulation incitative du projet de comptage évolué ne pourrait 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 des compteurs communicants conduiraient à un taux de rémunération moyen pour les investissements soumis à incitation compris entre [+ 200 pbs]<sup>15</sup> et [-100 pbs].

## 4. QUESTIONS

### Etude technico-économique

- Q1 : Êtes-vous favorable aux hypothèses retenues par la CRE dans l'étude technico-économique du projet de comptage de R-GDS (gains de MDE, taux d'actualisation) ? Si non, que proposez-vous ?
- Q2 : Avez-vous des remarques sur la solution technique et le calendrier de déploiement envisagés par R-GDS ?
- Q3 : Avez-vous des remarques sur le plan d'affaires du projet de R-GDS et les ajustements que la CRE envisage de retenir ?

### Mécanisme de régulation incitative

- Q4 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme de régulation incitative identique à celui mis en œuvre pour GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, pour R-GDS ?
- Q5 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme de régulation incitative identique à celui mis en œuvre pour GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, pour les autres ELD disposant d'un tarif spécifique ?
- Q6 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des délais proposé par la CRE pour R-GDS ?
- Q7 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des coûts d'investissement proposé par la CRE pour R-GDS ?
- Q8 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service proposé par la CRE pour R-GDS ?

### Autre question

- Q9 : Avez-vous toute autre remarque sur le projet de comptage évolué de R-GDS ainsi que sur le cadre de régulation ?
- Q10 : Avez-vous toute autre remarque sur le cadre de régulation incitative envisagé par la CRE pour les ELD disposant d'un tarif spécifique ?

<sup>15</sup> Hors les éventuels bonus générés par la régulation de la performance du système de comptage.

## 5. ANNEXES

## 5.1 Indicateurs incités financièrement envisagés pour le suivi des niveaux de performance du système de comptage évolué de R-GDS

## 5.1.1 « Taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs évolués »

Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé<sup>16</sup> dont la relève a été publiée par le portail fournisseur durant le mois M) / (Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont la relève a été reçue durant le mois M)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous relevés cycliques et de mise hors service (MHS) (relevés de souscription non prises en compte)</li> <li>- tous index mesurés (y compris autorelevés) et calculés</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- calcul en J + 2</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2023 : 91,0 %</li> <li>o pour 2024 : 93,0 %</li> <li>o pour 2025 : 98,5 %</li> <li>o pour 2026 : 99,0 %</li> </ul> </li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : (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 posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- bonus : (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 posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2023 : - 9 000 €</li> <li>o pour 2024 : - 23 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 37 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 51 000 €</li> </ul> </li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>o suivi et mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> janvier 2023</li> </ul>

## 5.1.2 « Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs évolués »

Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Nombre d'index cycliques mesurés sur les PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus durant le mois M) / (Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un Contrat d'Acheminement Distribution (CAD), durant le mois M)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous relevés cycliques</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle</li> </ul>

<sup>16</sup> Les compteurs au « statut télérelevé » sont des compteurs équipés (compteurs intégrés ou compteurs classiques équipés d'un module) et communicants.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2023 : 94,0 %</li> <li>o pour 2024 : 95,5 %</li> <li>o pour 2025 : 96,0 %</li> <li>o pour 2026 : 97,0 %</li> </ul> </li> </ul>
Incentations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : (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 posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- bonus : (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 posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2023 : - 9 000 €</li> <li>o pour 2024 : - 23 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 37 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 51 000 €</li> </ul> </li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>o suivi et mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> janvier 2023</li> </ul>

### 5.1.3 « Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs évolués »

Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u><i>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont un index cyclique calculé pour la 3<sup>ème</sup> fois consécutive ou plus a été reçu durant le mois M) / (Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un CAD, durant le mois M)</i></u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous relevés cycliques</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2023 : 4,0 %</li> <li>o pour 2024 : 3,0 %</li> <li>o pour 2025 : 2,0 %</li> <li>o pour 2026 : 1,5 %</li> </ul> </li> </ul>
Incentations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : (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 posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- bonus : (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 posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2023 : - 6 000 €</li> <li>o pour 2024 : - 16 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 25 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 34 000 €</li> </ul> </li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>o suivi et mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> janvier 2023</li> </ul>

## 5.1.4 « Taux d'index rectifiés sur le périmètre des compteurs évolués »

Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><i>(Nombre d'index de PCE T1/T2 au statut télérelevé typés corrigés reçus et publiés par le portail fournisseur durant le mois M) / (Nombre d'index de PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus et publiés par le portail fournisseur durant le mois M)</i></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous index publiés (y compris les index calculés)</li> <li>- toutes corrections d'index issues de contestations, réclamations ou détections d'incidents à l'initiative du GRD</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2023 : 1,9 %</li> <li>o pour 2024 : 1,2 %</li> <li>o pour 2025 : 0,8 %</li> <li>o pour 2026 : 0,5 %</li> </ul> </li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : (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 posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- bonus : (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 posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2023 : - 6 000 €</li> <li>o pour 2024 : - 16 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 25 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 34 000 €</li> </ul> </li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>o suivi et mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> janvier 2023</li> </ul>