



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2017-010 DU 20 JUILLET 2017 RELATIVE AUX PROJETS DE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS ÉVOLUÉS DE GAZ NATUREL DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION REGAZ-BORDEAUX ET GEG

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.

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. »

Deux entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel, Régaz-Bordeaux et GEG, ont indiqué à la CRE vouloir lancer le déploiement des systèmes de comptage évolués avant 2019.

La CRE a réalisé pour chacun des projets une étude technico-économique afin d'en évaluer les coûts et les bénéfices pour le marché et les consommateurs. Ces études ont été menées par le cabinet PMP.

Les deux projets s'inscrivent dans la suite du projet de compteurs évolués Gazpar, mis en œuvre par GRDF, qui a fait l'objet de plusieurs délibérations de la CRE¹ et d'une étude technico-économique. Le déploiement généralisé des compteurs Gazpar a démarré le 1^{er} mai 2017 et a fait l'objet d'une approbation préalable des ministres en charge respectivement de la consommation et de l'énergie le 23 septembre 2014².

La CRE souhaite consulter l'ensemble des acteurs de marché afin de connaître leurs positions, d'une part, sur l'opportunité du lancement du déploiement des projets de comptage évolués de Régaz-Bordeaux et GEG et, d'autre part, sur la mise en œuvre d'une régulation incitative de ces projets ainsi que leur traitement tarifaire. Les parties intéressées sont invitées à répondre au plus tard le 15 septembre 2017.

¹ Délibération de la CRE du 13 juin 2013 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement généralisé du système de comptage évolué de GRDF.

Délibération de la CRE du 13 juin 2013 portant orientations sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de GRDF.

Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF.

² Décision du 23 septembre 2014 relative à la généralisation du projet de compteurs communicants en gaz naturel.

20 juillet 2017

A l'issue de la consultation publique, la CRE prendra le cas échéant une délibération proposant aux ministres chargés de l'énergie et de la consommation de lancer le déploiement des projets de compteurs évolués de Régaz-Bordeaux et de GEG ainsi qu'une délibération tarifaire modificative, qui en cas de décision d'approbation des ministres, définira le cadre de régulation spécifique aux projets de comptage évolué des deux ELD et les coûts et gains prévisionnels des projets à prendre en compte dans les tarifs de chaque opérateur.

Paris, le 20 juillet 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO

SOMMAIRE

1.	CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	4
1.1	CADRE JURIDIQUE	4
1.1.1	Le cadre juridique européen	4
1.1.2	Le cadre juridique national.....	4
1.2	CONTEXTE DES PROJETS ET DE L'ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE	4
1.2.1	Contexte des projets	4
1.2.2	Contexte de l'étude technico-économique et macro-hypothèses.....	5
1.2.3	Contexte de l'analyse de sensibilité des projets.....	5
1.3	OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	6
2.	DESCRIPTION DES PROJETS ET RESULTATS DE L'EVALUATION TECHNICO-ECONOMIQUE.....	6
2.1	PROJET DE COMPTAGE EVOLUE DE REGAZ-BORDEAUX	6
2.1.1	Description du projet	6
2.1.2	Résultats de l'étude technico-économique.....	7
2.1.2.1	L'évaluation économique du projet.....	7
2.1.2.2	Calcul de la valeur actualisée nette	7
2.1.3	Ajustements envisagés par la CRE par rapport aux résultats de l'étude technico-économique	8
2.2	PROJET DE COMPTAGE EVOLUE DE GEG.....	9
2.2.1	Description du projet	9
2.2.2	Résultats de l'étude technico-économique.....	10
2.2.2.1	L'évaluation économique du projet.....	10
2.2.2.2	Calcul de la valeur actualisée nette	11
2.2.3	Ajustements envisagés par la CRE par rapport aux résultats de l'étude technico-économique	11
3.	MECANISME DE REGULATION INCITATIVE ET TRAITEMENT TARIFAIRE ENVISAGES	12
3.1	MISE EN ŒUVRE D'UNE REGULATION INCITATIVE DES PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE DE REGAZ-BORDEAUX ET GEG.....	12
3.1.1	Rappel du cadre de régulation incitative de GRDF	12
3.1.2	Cadre de régulation incitative envisagé pour Régaz-Bordeaux et GEG	13
3.1.2.1	Régulation incitative des délais et des coûts d'investissement de comptage	13
3.1.2.2	Régulation incitative de la performance des compteurs évolués	18
3.1.2.3	Clause de rendez-vous	19
3.2	TRAITEMENT TARIFAIRE ENVISAGE.....	19
3.2.1	Evaluation du niveau des charges liées aux projets de Régaz-Bordeaux et de GEG.....	19
3.2.2	Charges prévisionnelles sur la période ATRD5	20
3.2.3	Articulation avec le tarif ATRD5	21
3.2.4	Impact tarifaire.....	22
4.	QUESTIONS	23
5.	MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE	23
6.	ANNEXES	25

1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Cadre juridique

1.1.1 Le cadre juridique européen

La directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 du Parlement européen et du Conseil relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques prévoyait, 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 2012/27/UE du 25 octobre 2012 du Parlement européen et du Conseil relative à l'efficacité énergétique, tout en abrogeant la directive 2006/32/CE du 5 avril 2006, reprend les dispositions précitées.

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 18 de la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement précise que les objectifs d'efficacité et de sobriété énergétiques impliquent la généralisation de compteurs intelligents « afin de permettre aux occupants de logements de mieux connaître leur consommation d'énergie en temps réel et ainsi de la maîtriser ».

Concernant le processus de décision de lancement du projet de comptage évolué, 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. »

Enfin, 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 [...] »

1.2 Contexte des projets et de l'étude technico-économique

1.2.1 Contexte des projets

Deux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), Régaz-Bordeaux et GEG ont indiqué à la CRE vouloir lancer le déploiement des systèmes de comptage évolués avant 2019.

Ces deux entreprises locales de distribution (ELD) ont chacune fait parvenir à la CRE un dossier expliquant les enjeux du déploiement des compteurs évolués sur leur territoire, le calendrier de déploiement et les éléments techniques et financiers de leur projet.

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.

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 2013³, 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 2014⁴.

Enfin la CRE a fixé, par une délibération du 17 juillet 2014⁵, le cadre de régulation incitative de ce projet.

1.2.2 Contexte de l'étude technico-économique et macro-hypothèses

La CRE a sollicité un consultant externe pour réaliser une étude technico-économique pour chacun des deux projets présentés par Régaz-Bordeaux et GEG. Les conclusions de cette étude, expurgées des informations relevant du secret en matière industrielle et commerciale, sont publiées en même temps que la présente consultation publique⁶.

Cette étude technico-économique a porté pour chaque projet 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 chaque ELD au titre du déploiement du comptage évolué et le calcul de la VAN globale du projet de comptage évolué.

Les dépenses d'exploitation (OPEX) et les dépenses d'investissement (CAPEX) présentés par les ELD ont fait l'objet d'une analyse critique. Celle-ci a été partagée avec les ELD tout au long de l'étude. Ils ont ainsi eu la possibilité de détailler l'estimation de ces coûts et, au besoin, de les modifier. Lorsque les ajustements proposés n'ont pas été validés, les valeurs retenues par chaque ELD et les valeurs retenues par le cabinet mandaté par la CRE ont chacune été tracées.

Le calcul de la VAN résulte de la différence des coûts exposés par l'ELD 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.

Deux scénarios contrefactuels ont été établis pour tenir compte des différences de situation entre des ELD mono-énergie comme Régaz-Bordeaux et des ELD bi-énergie comme GEG :

- pour Régaz-Bordeaux, le scénario contrefactuel correspond à un non-déploiement du comptage évolué en gaz sans modification de la fréquence de relève ;
- pour GEG, le scénario contrefactuel correspond à un non-déploiement du comptage évolué en gaz, avec déploiement du comptage évolué en électricité et sans modification de la fréquence de relève.

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

Deux taux d'actualisation ont été retenus pour les ELD : le taux de rémunération demandé initialement par les ELD pour la définition de leur tarif ATRD5 (5,75 %⁷) et le taux de rémunération du tarif ATRD5 de GRDF (5 %). Ces taux sont définis en base réelle, avant impôts.

Q1 : Êtes-vous favorable à l'utilisation des mêmes hypothèses que celles retenues dans l'étude technico-économique du projet Gazpar ? Si non, que proposez-vous ?

1.2.3 Contexte de l'analyse de sensibilité des projets

En complément, à la demande de la CRE, le consultant a mené une étude plus générale permettant d'identifier les paramètres déterminant de la rentabilité d'un projet de comptage évolué en gaz naturel. Cette analyse de sensibilité menée à partir d'hypothèses de dimensionnement définies par le consultant sur la base des données à sa disposition et de son expertise montre que la rentabilité d'un projet de déploiement de moins de 50 000 compteurs évolués exclusivement en gaz ne serait pas assurée même en intégrant la valorisation des gains de

³ Délibération de la CRE du 13 juin 2013 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement généralisé du système de comptage évolué de GRDF.

⁴ Décision du 23 septembre 2014 relative à la généralisation du projet de compteurs communicants en gaz naturel.

⁵ Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF.

⁶ « Étude technico-économique portant sur les systèmes de comptage évolué des entreprises locales de distribution (ELD) sur le marché de détail du gaz naturel - Projet de déploiement Régaz-Bordeaux » et « Étude technico-économique portant sur les systèmes de comptage évolué des entreprises locales de distribution (ELD) sur le marché de détail du gaz naturel - Projet de déploiement GEG ».

⁷ Lors des échanges tarifaires, cette demande est ensuite passée à 5,46 %.

MDE. Ces résultats s'expliquent par la part importante des coûts fixes (notamment développement des systèmes d'information et gestion de projet) dans ces projets.

La CRE considère qu'une mutualisation entre les ELD de ces coûts ainsi que des coûts d'achat de matériels pourrait permettre aux ELD de petites tailles d'atteindre les seuils de rentabilité permettant le déploiement des compteurs évolués sur leur territoire.

1.3 Objet de la consultation publique

Le lancement du déploiement des projets de compteurs évolués de Régaz-Bordeaux et de GEG 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 comptage évolué diffèrent des projets classiques des GRD par le niveau élevé de leurs coûts mais également par leurs longs délais de construction et de déploiement. De plus la rentabilité de ces projets pour les consommateurs n'est rendue possible que par le niveau des gains attendus du système.

Etant données 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, qui incitera Régaz-Bordeaux et GEG 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, d'une part, sur l'opportunité du lancement du déploiement des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG et, d'autre part, sur la mise en œuvre d'une régulation incitative de ces projets ainsi que leur traitement tarifaire.

2. DESCRIPTION DES PROJETS ET RESULTATS DE L'EVALUATION TECHNICO-ECONOMIQUE

2.1 Projet de comptage évolué de Régaz-Bordeaux

2.1.1 Description du projet

2.1.1.1 Solution technique

Régaz-Bordeaux est une ELD mono-énergie localisée à Bordeaux. Régaz-Bordeaux gère 224 747 compteurs de type résidentiels G4, G6, G10 (chiffre fin d'année 2016). L'ELD a présenté à la CRE un projet de déploiement de 230 565 compteurs évolués gaz sur 9 ans entre 2018 et 2026 tenant compte de l'accroissement du parc de compteurs.

Régaz-Bordeaux souhaite déployer des compteurs de type Gazpar pour son projet et prévoit de se fournir auprès de deux fabricants.

La solution repose sur le choix d'un réseau de radio-relève existant propriété de Bordeaux Métropole. Ce réseau a initialement été déployé pour la relève des compteurs d'eau. Il devra être mis à niveau pour accueillir les compteurs de type Gazpar. Cette mise à niveau sera réalisée par Bordeaux Métropole.

Le réseau ne couvrant pas l'intégralité du territoire distribué par Régaz-Bordeaux, l'installation de cinq concentrateurs est prévue par Régaz-Bordeaux pour assurer une couverture complète de ses compteurs.

La solution de sécurité retenue s'apparente à celle retenue par GRDF. Elle repose sur l'utilisation de HSM (*Hardware Security Module*) et d'une « *master key* » à partir de laquelle sont dérivées les clés de cryptage des données. Le déploiement de cette solution n'est, aujourd'hui, pas mutualisé avec d'autres GRD, principalement pour des raisons de calendrier.

2.1.1.2 Calendrier de déploiement

Régaz-Bordeaux a prévu un déploiement sur 9 années. Il débutera en 2018 et se terminera en 2026.

Le rythme de croisière du déploiement s'élèvera à environ 30 000 poses par an et sera le plus soutenu de 2019 à 2025. Les années 2018 et 2026 prévoient respectivement une montée en charge et un arrêt progressif avec, pour chacune des deux années, environ 7 000 poses réalisées dans l'année.

Le déploiement est réparti entre deux tiers de compteurs déployés en intensif⁸ et un tiers en diffus⁹. La pose de compteurs et de modules sera réalisée en interne à proportion d'un tiers des poses et *via* des prestataires externes en proportion de deux tiers des poses. Les cahiers des charges et les coûts des prestations externes ne sont pas encore définis.

Lors de l'étude du dossier Régaz-Bordeaux, le consultant a donc utilisé des coûts standards d'opération externe qui ont, si besoin, été adaptés à la taille et à l'organisation de l'ELD par l'application d'un effet d'échelle.

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

2.1.2 Résultats de l'étude technico-économique

2.1.2.1 L'évaluation économique du projet

A partir des premiers éléments fournis par Régaz-Bordeaux, le consultant a effectué un premier travail d'analyse et d'ajustement qui a permis d'aboutir à un projet finalisé. Cette version du projet a été co-construite avec Régaz-Bordeaux et correspond à la version finale du projet de l'ELD (mentionnée ci-après « projet final ELD »).

À partir du projet final de l'ELD, le consultant a procédé à des ajustements complémentaires. Ils sont fondés sur les prix de marché, le déploiement de projets similaires ainsi que les bonnes pratiques de conduite de projet. Ces ajustements reflètent la préparation et le déploiement d'un projet de comptage évolué gaz sur le territoire de l'ELD selon une logique d'opérateur efficace. Ces coûts ajustés figurent ci-dessous, sous la mention « projet ajusté ».

Le projet final de Régaz-Bordeaux présente un coût total de 35,45 M€ sur 20 ans (actualisés au taux de 5 %). Ce coût est décomposé entre 24,71 M€ de CAPEX et 10,74 M€ d'OPEX.

Les ajustements proposés par le consultant réduisent ce coût total à 28,89 M€. Les CAPEX sont réduits de 12 % à 21,75 M€ et les OPEX sont réduits de 33 % à 7,14 M€. Le détail de ces coûts et de leur évolution est disponible dans les tableaux ci-dessous :

CAPEX cumulés actualisés	Projet final ELD	Projet ajusté	Ecart
Coûts de matériels	11 457 616 €	11 151 005 €	- 3 %
Coûts d'installation	7 627 400 €	7 627 400 €	0 %
Coûts de construction SI	3 106 107 €	2 373 761 €	- 24 %
MOE et AMOE	2 515 496 €	592 962 €	- 76 %
TOTAL	24 706 619 €	21 745 129 €	- 12 %

OPEX cumulés actualisés	Projet final ELD	Projet ajusté	Ecart
OPEX des concentrateurs	51 460 €	45 124 €	- 12 %
OPEX des compteurs	1 459 386 €	1 431 652 €	- 2 %
Supervision des SI	4 971 759 €	4 048 690 €	- 19 %
Gestion de projet	4 259 104 €	1 619 481 €	- 62 %
TOTAL	10 741 709 €	7 144 946 €	- 33 %

2.1.2.2 Calcul de la valeur actualisée nette

Sur une période d'analyse de 20 ans, le bilan économique du projet industriel de Régaz-Bordeaux au strict périmètre de l'ELD est défavorable avec une VAN évaluée à - 6,03 M€ sur 20 ans (taux d'actualisation à 5 %). 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 16,02 M€.

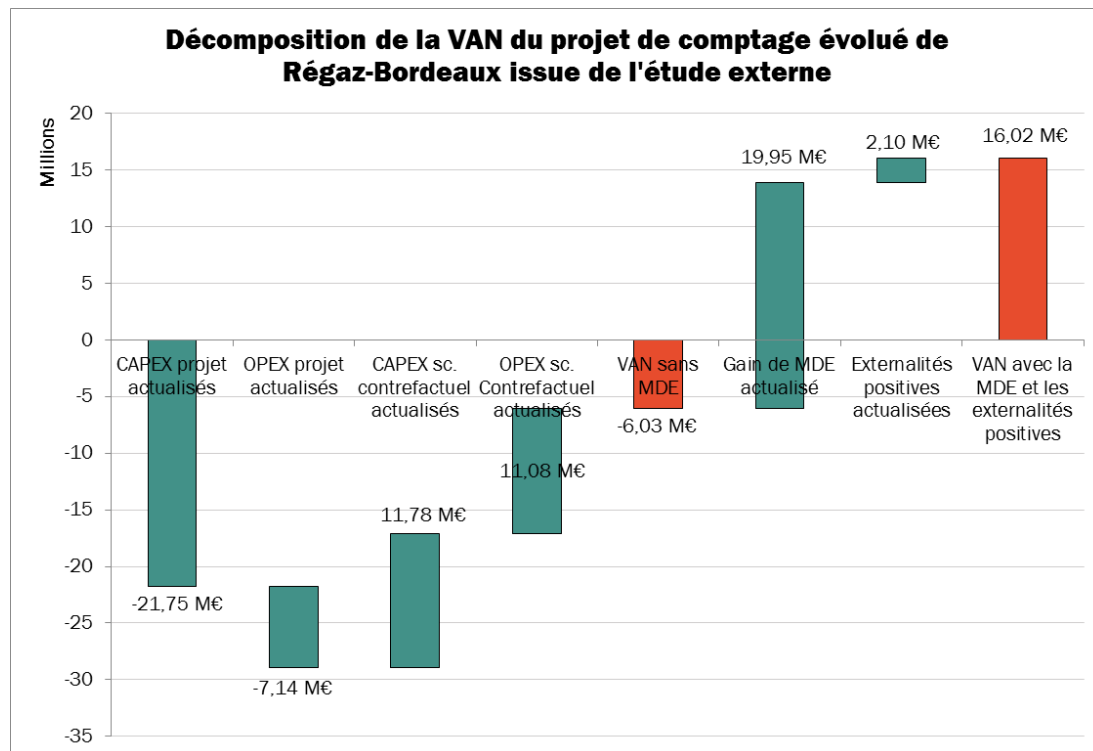
⁸ Les poses dites intensives regroupent les poses réalisées dans une zone géographique précise dans une période donnée et les poses ne représentant pas de difficultés techniques.

⁹ 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.

L'investissement total pour Régaz-Bordeaux s'élèverait à 21,75 M€ mais il serait en partie compensé par l'investissement évité de 11,78 M€ pour le remplacement des anciens compteurs, ce qui ramènerait l'investissement net de Régaz-Bordeaux à 9,97 M€.

Le déploiement des compteurs évolués réduira les coûts de fonctionnement de Régaz-Bordeaux de 11,08 M€ en VAN, dont 10,48 M€ au titre de la diminution progressive du nombre de relèves à pied.

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



2.1.3 Ajustements envisagés par la CRE par rapport aux résultats de l'étude technico-économique

A la suite de la communication du rapport du consultant, Régaz-Bordeaux a proposé des ajustements aux hypothèses de l'étude et complété ses remarques aux conclusions du rapport.

Les ajustements aux hypothèses de l'étude proposés par Régaz-Bordeaux concernent la chronique de déploiement, le taux et le coût de relève spéciale. Régaz-Bordeaux a affiné ses prévisions de déploiement des dispositifs de comptage pour chaque année et a corrigé le taux de relève spéciale, le taux utilisé par le consultant ayant été appliqué à l'ensemble des compteurs, actifs et inactifs, alors que la valeur communiquée initialement par Régaz-Bordeaux était calculée pour s'appliquer aux seuls compteurs actifs. Régaz-Bordeaux a également revu le calcul de ses coûts pour la prestation de relève spéciale.

La CRE envisage de retenir ces ajustements demandés par Régaz-Bordeaux.

Les remarques de Régaz-Bordeaux sur les conclusions du rapport ont porté sur le coût de la location du réseau télécom de Bordeaux Métropole et sur les ajustements relatifs aux équipes en charge du suivi du projet ainsi que sur les coûts de formation.

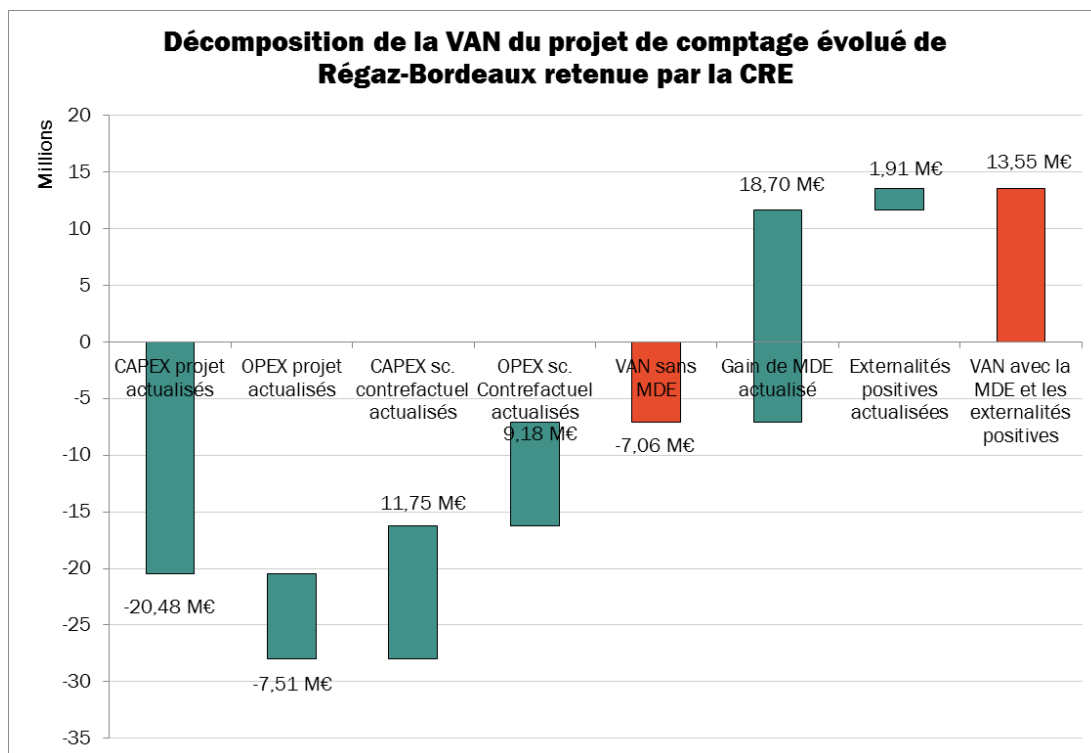
Concernant le coût de la location du réseau télécom de Bordeaux Métropole, le consultant a proposé d'ajuster la trajectoire de coûts présentée par Régaz-Bordeaux afin de la rendre proportionnelle au nombre de dispositifs de comptage déployés. Régaz-Bordeaux a fait état de la signature d'un contrat avec l'opérateur du réseau prévoyant des investissements afin de rendre la communication des concentrateurs bidirectionnelle, en contrepartie du paiement d'un loyer fixe quel que soit le nombre de compteurs déployés et communicants. Régaz-Bordeaux a transmis à la CRE des éléments permettant d'estimer le coût d'un déploiement d'un réseau de concentrateurs par ses propres moyens. Après analyse, il ressort des éléments transmis par Régaz-Bordeaux que le paiement d'un loyer fixe sur 20 ans est moins onéreux que la solution consistant à déployer son propre réseau télécom. Aussi la CRE envisage, sous réserve des dispositions contenues dans le contrat entre Régaz-Bordeaux et l'opérateur du réseau télécom de Bordeaux Métropole, de retenir un loyer fixe sur 20 ans dès le début du déploiement des dispositifs de comptage.

Concernant l'équipe en charge de la gestion du projet, le consultant a proposé de diminuer le nombre d'ETP¹⁰ affectés à cette tâche ainsi que le coût des formations estimé par l'opérateur. La CRE considère que les éléments complémentaires transmis par Régaz-Bordeaux à l'issue de l'étude du consultant ne sont pas suffisants pour retenir la proposition de l'opérateur. En conséquence, la CRE retient l'ajustement proposé par le consultant.

Enfin, afin d'être en cohérence avec le projet de compteurs évolués Gazpar, la CRE envisage de retenir les mêmes références de coûts des dispositifs de comptage (compteurs, modules radio et concentrateurs) que ceux retenus pour GRDF dans le mécanisme de régulation incitative (en euros 2016).

Pour les autres ajustements, la CRE envisage de retenir les ajustements proposés par le consultant.

L'ensemble de ces ajustements conduit à une dégradation de la VAN du projet de Régaz-Bordeaux, évaluée à - 7,06 M€ au périmètre de l'ELD et à 13,55 M€ avec prise en compte des gains de MDE et des externalités positives, de 2,47 M€ en utilisant un taux d'actualisation de 5 % :



Q3 : Avez-vous des remarques sur la valeur économique du projet de Régaz-Bordeaux et les ajustements que la CRE envisage de retenir ?

Q4 : Êtes-vous favorable au lancement du déploiement du projet de comptage évolué de Régaz-Bordeaux ?

2.2 Projet de comptage évolué de GEG

2.2.1 Description du projet

2.2.1.1 Solution technique

GEG est une ELD bi-énergie, qui distribue du gaz naturel et de l'électricité, localisée à Grenoble. Elle opère sur un territoire urbain et dense qui s'étend sur 16 km². GEG a présenté un projet de déploiement de 44 741 compteurs de type résidentiels évolués à la CRE. Ce déploiement est planifié sur 8 ans de 2017 à 2024. Le déploiement du comptage évolué en gaz est synchronisé avec le déploiement du comptage évolué en électricité.

GEG souhaite déployer des compteurs évolués de type Gazpar pour son projet et prévoit de se fournir auprès d'un seul fabricant.

La pose des compteurs et le système d'information sont mutualisés entre le gaz et l'électricité, cependant la chaîne communicante utilisée sera propre au gaz. Le projet de GEG prévoit donc l'installation d'un réseau de quinze concentrateurs dédiés au gaz sur le territoire. Cette infrastructure réduite est rendue possible par la forte densité du territoire desservi.

¹⁰ Equivalent temps plein.

Le système d'information utilisé est, dans un premier temps, mutualisé entre le gaz et l'électricité. À moyen terme, il pourrait également traiter la relève de l'eau. À ce jour, aucun élément précis n'a été transmis concernant cette intégration. L'évaluation du projet est donc réalisée au regard de la seule mutualisation entre le gaz et l'électricité.

GEG est impliquée dans la conception d'une solution de sécurisation des compteurs évolués mutualisée entre les ELD car l'utilisation d'une solution de chiffrement reposant sur des HSM (*Hardware Security Module*) représente un coût d'installation et d'opération important pour une petite structure comme une ELD.

La mise en place de cette solution mutualisée demandant du temps et ce délai n'étant pas compatible avec le calendrier de déploiement présenté par GEG, l'étude menée par le cabinet de consultant a retenu des coûts de sécurisation non mutualisés pour évaluer le projet de GEG.

2.2.1.2 Calendrier de déploiement

Le déploiement des compteurs évolués de type Gazpar est synchronisé avec le déploiement des compteurs évolués de type Linky, pour l'électricité. GEG a prévu un rendez-vous unique avec ses clients au cours duquel les compteurs gaz et électricité seront posés. Cette mutualisation réduit significativement le temps consacré à la prise de rendez-vous, au déplacement et aux échanges avec les consommateurs, tout en restant gérable du fait de la petite taille du GRD.

Le territoire de GEG étant intégralement urbain, la majorité des poses de compteurs évolués est réalisée en intensif, soit 92 %. Le nombre réduit de poses diffuses correspond aux poses présentant une difficulté technique et aux nouvelles poses générées par des échecs lors du rendez-vous de pose initial. Ces poses diffuses sont effectuées en interne par GEG.

Les années 2017 et 2018 sont consacrées à une phase d'expérimentation : environ 300 compteurs évolués gaz seront posés pendant cette période. L'année 2019 représentera une montée en charge avec environ 3 400 compteurs posés. Les années 2020 à 2022 auront un rythme de croisière d'environ 12 200 compteurs gaz posés chaque année. Les années 2023 et 2024 prépareront la fin du déploiement avec respectivement environ 3 900 et 500 poses prévues.

Le rythme annuel de 12 200 compteurs, relativement faible, est lié à la synchronisation avec la pose des compteurs de type Linky en électricité.

Q5 : Avez-vous des remarques sur la solution technique et le calendrier de déploiement envisagés par GEG ?

2.2.2 Résultats de l'étude technico-économique

2.2.2.1 L'évaluation économique du projet

Comme pour Régaz-Bordeaux, le consultant a effectué un premier travail d'analyse et d'ajustement à partir des premiers éléments fournis par GEG qui a permis d'aboutir à un projet finalisé. Cette version du projet a été co-construite avec GEG et correspond à la version finale du projet de l'ELD (mentionnée ci-après « projet final ELD »).

À partir du projet final de l'ELD, le consultant a procédé à des ajustements complémentaires. Ils sont fondés sur les prix de marché, le déploiement de projets similaires ainsi que les bonnes pratiques de conduite de projet. Ces ajustements reflètent la conduite d'un projet de comptage évolué gaz selon une logique d'opérateur efficace. Ces coûts ajustés figurent ci-dessous, sous la mention « projet ajusté ».

Le projet de GEG représente un coût total de 7,46 M€ sur 20 ans (actualisés au taux de 5 %). Ce coût est décomposé entre 4,88 M€ de CAPEX et 2,58 M€ d'OPEX.

Les ajustements proposés par le consultant, à partir du projet final de l'ELD, réduisent les CAPEX de 4 % à 4,67 M€ et les OPEX de 2 % à 2,53 M€. Le détail de ces coûts et de leur évolution est disponible dans les tableaux ci-dessous :

CAPEX cumulés actualisés	Projet final ELD	Projet ajusté	Ecart
Coûts de matériels	2 258 396 €	2 109 915 €	- 7 %
Coûts d'installation	1 132 150 €	1 067 802 €	- 6 %
Coûts de construction SI	949 640 €	949 640 €	0 %
MOE et AMOE	537 739 €	537 739 €	0 %
TOTAL	4 877 926 €	4 665 097 €	- 4 %

OPEX cumulés actualisés	Projet final ELD	Projet ajusté	Ecart
OPEX des concentrateurs	154 741 €	139 404 €	- 10 %
OPEX des compteurs	273 247 €	238 081 €	- 13 %
Supervision des SI	1 349 334 €	1 349 334 €	0 %
Gestion de projet	803 820 €	803 820 €	0 %
TOTAL	2 581 143 €	2 530 639 €	- 2 %

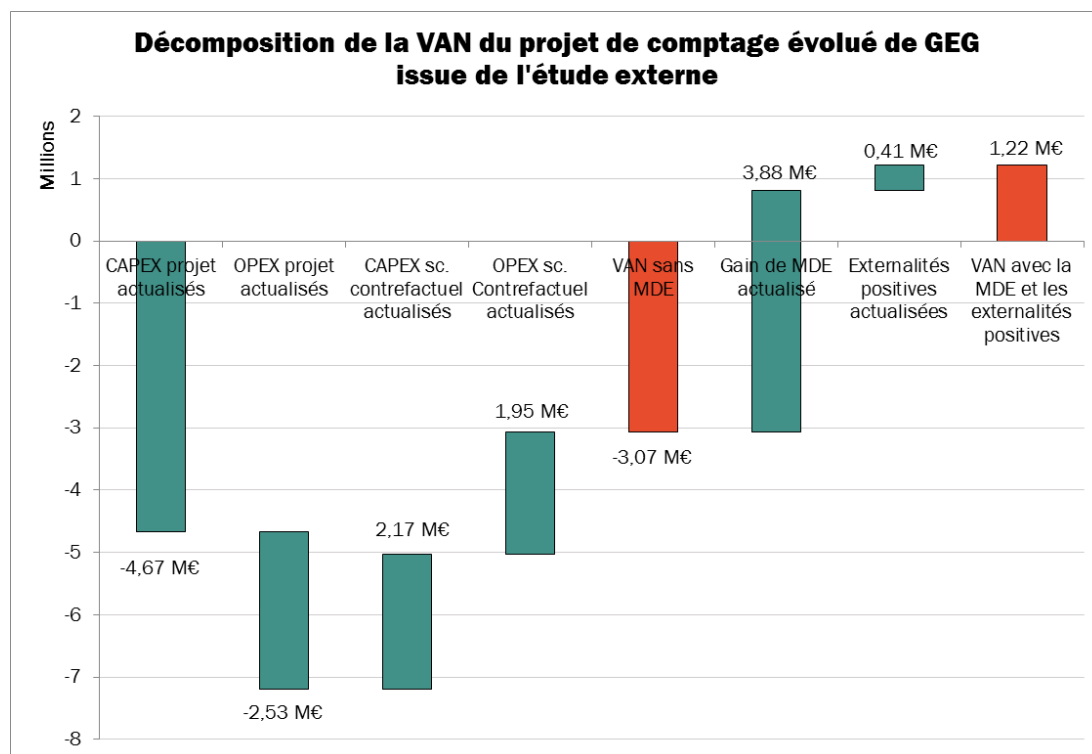
2.2.2.2 Calcul de la valeur actualisée nette

Sur une période d'analyse de 20 ans, le bilan économique du projet industriel de GEG au strict périmètre de l'ELD est défavorable avec une VAN évaluée à - 3,07 M€ sur 20 ans (taux d'actualisation à 5 %). 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 1,22 M€.

L'investissement total pour GEG s'élèverait à 4,67 M€ mais il serait en partie compensé par l'investissement évité de 2,17 M€ pour le remplacement des anciens compteurs, ce qui ramènerait l'investissement net de GEG à 2,50 M€.

Le déploiement des compteurs évolués réduira les coûts de fonctionnement de GEG de 1,95 M€ en VAN, dont 1,56 M€ au titre de la diminution progressive du nombre de relèves à pied.

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

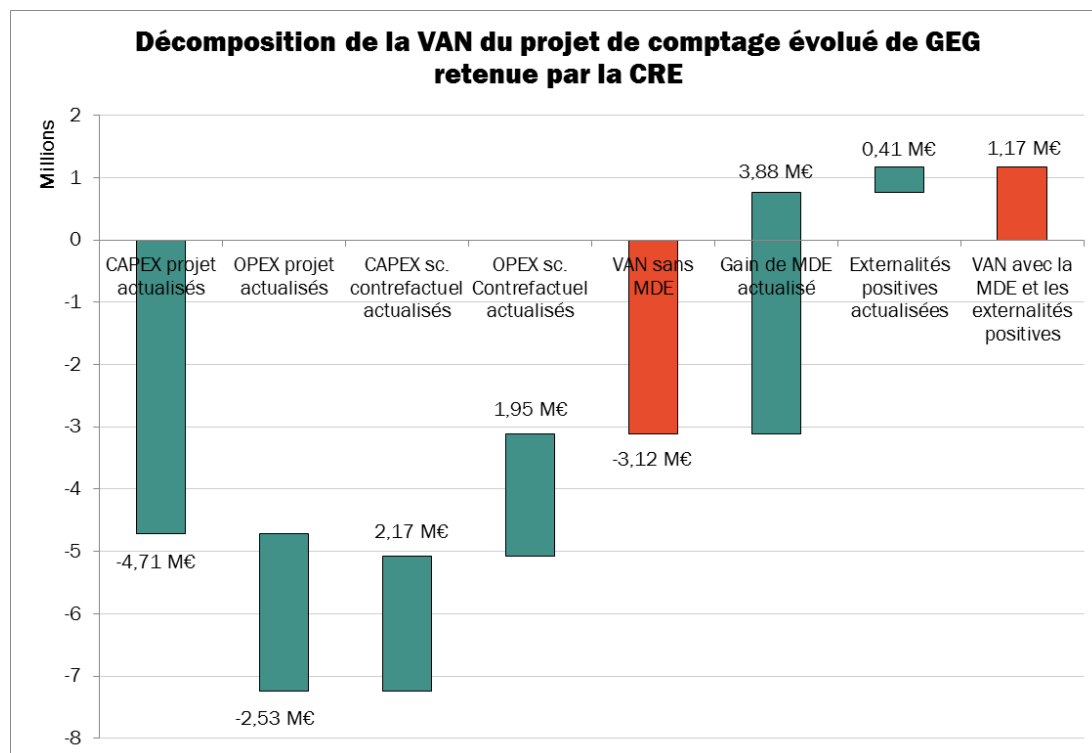


2.2.3 Ajustements envisagés par la CRE par rapport aux résultats de l'étude technico-économique

A la suite de la communication du rapport du consultant, GEG n'a pas fait part de remarques ou de demande de modifications des hypothèses retenues ou des ajustements proposés par le consultant.

La CRE envisage de retenir les ajustements proposés par le consultant. Toutefois, comme pour Régaz-Bordeaux et afin d'être en cohérence avec le projet de compteurs Gazpar, la CRE envisage de retenir les mêmes références de coûts des dispositifs de comptage (compteurs, modules radio et concentrateurs) que ceux retenus pour GRDF dans le mécanisme de régulation incitative (en euros 2016).

Cet ajustement conduit à une dégradation limitée de la VAN du projet de GEG, évaluée à - 3,12 M€ au périmètre de l'ELD et à 1,17 M€ avec prise en compte des gains de MDE et des externalités positives, de 0,05 M€ en utilisant un taux d'actualisation de 5 % :



Q6 : Avez-vous des remarques sur la valeur économique du projet de GEG et les ajustements que la CRE envisage de retenir ?

Q7 : Êtes-vous favorable au lancement du déploiement du projet de comptage évolué de GEG ?

3. MECANISME DE REGULATION INCITATIVE ET TRAITEMENT TARIFAIRE ENVISAGES

3.1 Mise en œuvre d'une régulation incitative des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG

3.1.1 Rappel du cadre de régulation incitative de GRDF

La CRE a défini dans sa délibération du 17 juillet 2014 un cadre de régulation incitative pour le projet de compteurs évolués Gazpar de GRDF.

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 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 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 GRDF 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 d'incitation de 200 pbs ainsi que les incitations sur le respect des délais, des coûts d'investissement (hors systèmes d'information) et de la performance de compteurs communicants conduiront à un taux de rémunération moyen pour les investissements soumis à incitation compris entre [+ 200 pbs]¹¹ et [- 100 pbs] par rapport au taux de rémunération de base des actifs.

¹¹ Hors les éventuels bonus générés par la régulation de la performance du système de comptage.

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

- un suivi biennal 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 annuel 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 de la part des investissements en écart. 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 pré-définis.

La CRE a fixé les valeurs de référence pour le suivi des délais et des coûts unitaires pour l'ensemble des périodes de déploiement. Les objectifs et niveaux d'incitations financières relatifs au suivi de la performance sont, quant à eux, fixés pour les quatre premières années du déploiement.

Les charges d'exploitation relatives à l'activité de comptage font l'objet d'un suivi particulier, notamment à l'occasion de l'élaboration du tarif de distribution. Lors de chaque exercice tarifaire, la CRE s'assure que les trajectoires de charges d'exploitation présentées par GRDF sont cohérentes avec les trajectoires prévisionnelles de réduction des coûts et les trajectoires prévisionnelles de charges d'exploitation du système de comptage évolué.

3.1.2 Cadre de régulation incitative envisagé pour Régaz-Bordeaux et GEG

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 des deux ELD un cadre de régulation incitative équivalent à celui de GRDF.

Cette régulation incitative comportera 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 conserveront 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.

Les deux ELD ont émis le souhait de disposer d'un tel cadre de régulation incitative.

Q8 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme de régulation incitative équivalent à celui mis en œuvre pour GRDF ?

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 soit de 2019 à 2025 pour Régaz-Bordeaux et de 2019 à 2023 pour GEG (période dite de déploiement industriel).

Comme pour GRDF, 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 génèrerait 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.

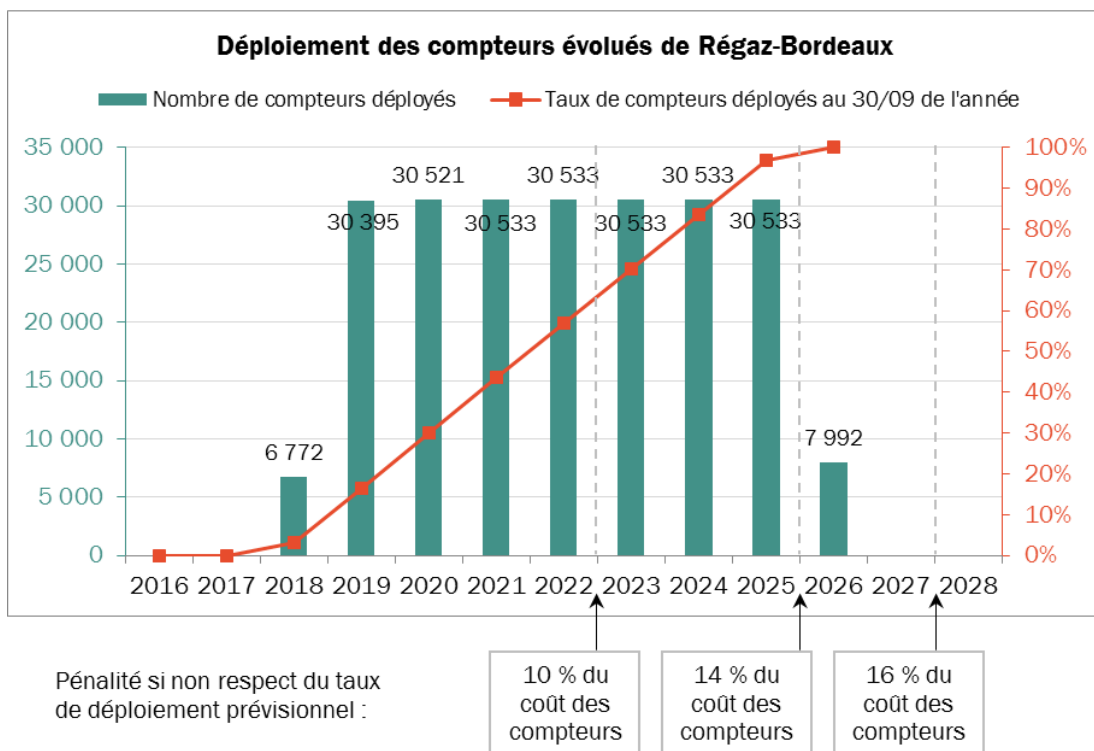
Le suivi serait réalisé à partir de la date annoncée par les ELD du début du déploiement industriel des compteurs évolués, soit le 1^{er} janvier 2019 pour les deux opérateurs, jusqu'à l'atteinte du taux de déploiement cible, dans une limite de 2 ans après la date de fin théorique du déploiement industriel (2027 pour Régaz-Bordeaux et 2025 pour GEG), aux dates suivantes :

- au 30 septembre 2022, 30 septembre 2025 et 30 septembre 2027 pour Régaz-Bordeaux¹² ;
- au 31 décembre 2021, 31 décembre 2023 et 31 décembre 2025 pour GEG.

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 en fin de période et par le coût unitaire complet réel de l'ensemble des compteurs posés depuis le début du déploiement. 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 :

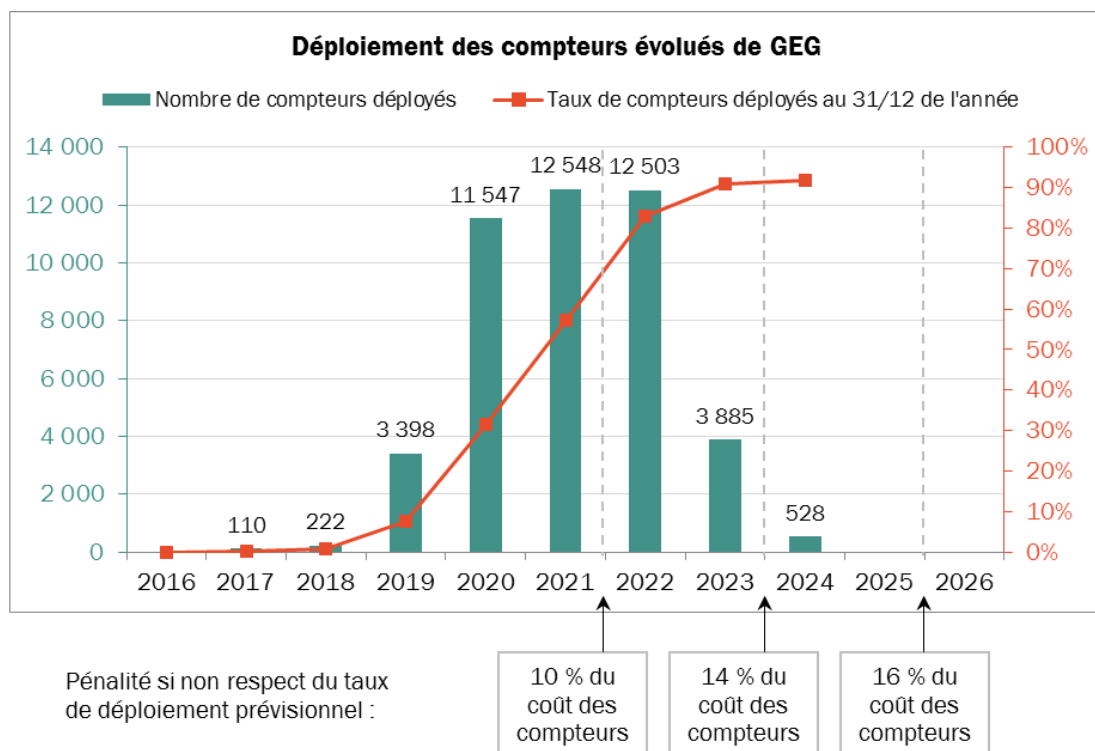
- pour la première période : 10 % du coût des compteurs non posés ou non communicants qui auraient dû l'être ;
- pour la deuxième période : 14 % du coût des compteurs non posés ou non communicants qui auraient dû l'être ;
- pour la troisième période : 16 % du coût des compteurs non posés ou non communicants 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 à ce stade est la suivante :



¹² La date est calée sur la date de clôture des comptes des ELD, soit au 30 septembre pour Régaz-Bordeaux.





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.

Les trajectoires prévisionnelles de taux de déploiement cumulés (compteurs actifs et inactifs) retenues par la CRE seraient celles figurant dans le plan d'affaires des ELD :

Taux de déploiement cumulé de compteurs posés et communicants, sur l'assiette des compteurs actifs et inactifs		
	Cible à atteindre au :	
Régaz-Bordeaux	30 septembre 2022	30 septembre 2025
	56,93 %	96,91 %
GEG	31 décembre 2021	31 décembre 2023
	57,14 %	90,80 %

Q9 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des délais proposé par la CRE pour les ELD ?

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 au 1^{er} janvier 2019 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 2 ans après la date de fin théorique du déploiement.

La régulation incitative au respect des coûts prévisionnels des investissements de comptage serait identique à celle mise en place pour GRDF :

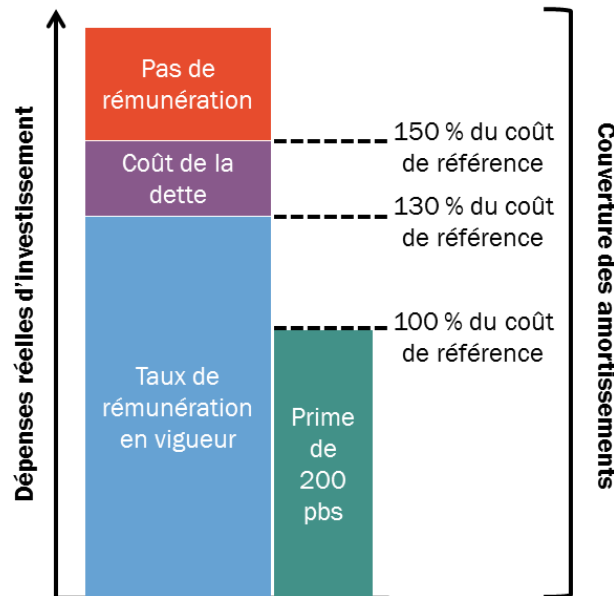
- le montant des investissements en actifs de comptage mis en service pendant la période de déploiement industriel serait comparé à un coût de référence ;



- comme pour GRDF, la dépense d'investissement de référence serait calculée à partir d'un coût complet de référence qui serait appliqué au nombre de compteurs mis en service pendant la période de déploiement industriel. Le coût de référence serait égal :
 - jusqu'à 2025 et 2023 respectivement pour Régaz-Bordeaux et GEG : au coût unitaire complet prévisionnel (intégrant le coût de tous les actifs de comptage) 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 2026 et 2027 pour Régaz-Bordeaux et 2024 et 2025 pour GEG, en cas de non-atteinte des taux de déploiement cible : 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 industriel (2025 et 2023 respectivement pour Régaz-Bordeaux et GEG), multiplié par le nombre de compteurs réellement posés ;
- ces coûts de référence seraient définis aux conditions économiques de l'année 2016 et sur la base de ceux utilisés pour GRDF dans le cadre du mécanisme de régulation incitative du projet de compteurs Gazpar. Pour comparer les données prévisionnelles aux données réalisées lors des calculs des incitations, la trajectoire prévisionnelle devra refléter les conditions économiques courantes. En conséquence, la CRE envisage de mettre en place une indexation des coûts identique à celle de GRDF ;
- cette comparaison serait effectuée aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative sur les délais de déploiement. Le calcul de comparaison portera à chaque date sur l'ensemble des années depuis le début du déploiement industriel (2019) :
 - pour Régaz-Bordeaux : au 30 septembre 2022, au 30 septembre 2025 et en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible à fin 2025 au 30 septembre 2027 ;
 - pour GEG : au 31 décembre 2021, au 31 décembre 2023 et en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible à fin 2023 au 31 décembre 2025 ;
 - ce mécanisme permettrait aux ELD de rattraper une sous performance qui aurait été constatée sur une des périodes antérieures et d'annuler ou de réduire les pénalités qui en auraient résulté ;
- 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 tel que défini par le tarif ATRD en vigueur et bénéficierait de la prime incitative pendant la durée de vie de ces actifs ;
 - la part des dépenses d'investissement comprise entre 100 % et 130 % du coût de référence serait rémunérée au taux de rémunération tel que défini 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 tel que défini 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 ;
 - pour les dépenses d'investissement réalisées après la date de fin théorique de déploiement (soit au 30 septembre 2025 pour Régaz-Bordeaux et au 31 décembre 2023 pour GEG), la part de la dépense d'investissement égale au coût de référence serait rémunérée au taux de rémunération tel que défini par le tarif ATRD en vigueur 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 tel que défini par le tarif ATRD en vigueur et bénéficierait de la prime incitative pendant la durée de vie de ces actifs. Le GRD 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 tel que défini par le tarif ATRD en vigueur.

Le schéma suivant illustre la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage envisagé par la CRE pour Régaz-Bordeaux et GEG (identique à celle de GRDF) :



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

- les dépenses effectives d'investissement entreraient dans la BAR et bénéficieraient de la rémunération et de la prime incitative tel que présentées dans la présente consultation publique ;
- la BAR réalisée serait comparée à la BAR de référence. Cette BAR de référence évoluerait chaque année du coût de référence (tel que défini plus haut) des mises en service de l'année, 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 % sur l'écart serait octroyé au GRD ;
 - si la BAR réalisée est supérieure à la BAR de référence :
 - pour les actifs bénéficiant de la prime, une pénalité de - 2 % sera appliquée à l'écart ;
 - une pénalité supplémentaire égale à - (taux de rémunération - coût de la dette) tels que définis dans le tarif ATRD 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 tel que défini dans le tarif ATRD 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 ;
- les bonus et pénalités seront imputés au solde du CRCP et apurés dans le cadre de l'ajustement annuel du tarif.

A la différence du mécanisme mis en œuvre pour GRDF concernant les coûts d'investissement dans les systèmes d'information, la CRE n'envisage pas, à ce stade, de mettre en œuvre un tel mécanisme pour Régaz-Bordeaux et GEG. La CRE n'envisage pas non plus de rémunérer les immobilisations en cours liées aux investissements réalisés lors de la phase de construction des projets. Ces orientations permettent de simplifier le mécanisme mis en place pour GRDF afin de s'adapter à la taille des ELD.

Q10 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des coûts proposé par la CRE pour les ELD ?

Cas de la dérive conjointe des coûts unitaires et du calendrier de déploiement industriel

Les pénalités de la régulation incitative des délais de déploiement étant calculées à partir du coût unitaire complet réel des compteurs posés, une dérive simultanée des coûts unitaires et du calendrier du projet conduirait à l'application conjointe des deux mécanismes présentés précédemment et, en conséquence, à une pénalisation excessive des ELD.

Afin de conserver une force incitative raisonnable au mécanisme en cas de dérive conjointe des coûts et du calendrier de déploiement, la CRE envisage, comme pour GRDF, de retenir le coût unitaire complet prévisionnel et non pas le coût unitaire complet réel comme coût unitaire complet pris en compte dans le calcul des pénalités relatives au non-respect du calendrier de déploiement. Cela permettrait d'éviter une double pénalisation liée au dépassement des coûts unitaires. Les autres paramètres du mécanisme resteraient inchangés.

Q11 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme modérant les pénalités du mécanisme de régulation incitative des délais en cas de dérive conjointe sur les coûts et le calendrier ?

3.1.2.2 Régulation incitative de la performance des compteurs évolués

Le mécanisme de régulation incitative sur le respect des niveaux de performance attendue 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^{er} janvier 2019 pour Régaz-Bordeaux et GEG, en cas de non-atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières donneraient lieu à des pénalités et des bonus versés respectivement aux utilisateurs et aux deux ELD, à travers un poste *ad hoc* du CRCP du tarif ATRD de chaque ELD en vigueur au moment du calcul de l'incitation.

Il compléterait le mécanisme de suivi de la qualité de service des opérateurs envisagé par la CRE pour les tarifs ATRD5 des ELD. Ainsi, à partir du démarrage du déploiement industriel, Régaz-Bordeaux et GEG 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, de définir la trajectoire d'objectifs et d'incitations financières pour les quatre premières années du déploiement industriel des deux ELD, soit sur la période du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2022. Pour la période du déploiement au-delà du 31 décembre 2022, la CRE se fondera 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 *a minima* 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 les orientations envisagées pour définir les tarifs ATRD5 des ELD et celles retenues pour définir le tarif ATRD5 de GRDF, 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 homogènes à ceux retenus pour le projet Gazpar de GRDF ;
- définir des niveaux d'incitations financières progressifs pour tenir compte du rythme de déploiement des compteurs évolués ;
- déterminer des valeurs « plancher » correspondant aux valeurs minimales du montant de l'incitation financière. Ces valeurs seront fixées en s'assurant que celles-ci correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

La liste des indicateurs envisagés pour le suivi des niveaux de performance du système de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG, ainsi que les objectifs et incitations financières associés, figurent en annexe du présent document.

Q12 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service proposé par la CRE pour les ELD ?

3.1.2.3 Clause de rendez-vous

Comme pour le projet de GRDF, la CRE envisage de mettre en place une clause de rendez-vous qui permettrait de prendre en compte les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives, réglementaires ou de décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur l'équilibre économique ou sur le calendrier de déploiement des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG.

Les trajectoires prévisionnelles de coûts et de taux de déploiement des projets pourraient être revues par la CRE après l'examen de ces nouvelles dispositions ou décisions. Les conséquences induites par ces évolutions exogènes ne seraient prises en compte qu'au titre de la période postérieure à la mise en œuvre de cette clause de rendez-vous, sous réserve qu'elles correspondent à une gestion efficace des ELD.

Cette clause de rendez-vous serait activable dès l'entrée en vigueur de la délibération tarifaire modificative de la CRE, sur demande des ELD ou à l'initiative de la CRE.

Q13 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous pour les projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG dans les conditions envisagées par la CRE ?

3.2 Traitement tarifaire envisagé

Ces projets de comptage évolué diffèrent des projets classiques menés par ces ELD, tant par le niveau de leurs coûts que par le niveau élevé des gains attendus. En effet, le déploiement d'un système de comptage évolué entraînerait d'une part des niveaux d'investissements supplémentaires importants ainsi que des investissements évités et d'autre part des charges d'exploitation supplémentaires et évitées.

Au global, la valeur actualisée nette de ces projets au périmètre du GRD étant négative, les charges nettes engendrées par le déploiement de tels systèmes de comptage évolué augmenteraient. Cependant, les gains attendus en termes de maîtrise de la demande de l'énergie permettraient notamment de faire baisser en valeur actualisée nette le coût pour les consommateurs.

De nouveaux tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Régaz-Bordeaux et de GEG seront définis par la CRE avec une entrée en vigueur envisagée au 1^{er} juillet 2018 pour une durée d'environ 4 ans. La période ATRD5 couvrira donc en partie celle du déploiement des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et de GEG.

Dans le cas d'une décision favorable des ministres, la CRE considère que les tarifs ATRD5 respectifs de Régaz-Bordeaux et GEG doivent couvrir les coûts liés au déploiement de leur système de comptage évolué, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et doivent tenir compte des économies réalisées par les deux ELD du fait de leur mise en œuvre.

3.2.1 Evaluation du niveau des charges liées aux projets de Régaz-Bordeaux et de GEG

Les charges liées à ces projets seraient évaluées sur la base des conclusions de l'étude technico-économique réalisée par le consultant externe et des ajustements réalisés par la CRE présentés précédemment.

Les charges de capital normatives (CCN) prises en compte seraient calculées de manière identique aux règles applicables par le tarif en vigueur pour les charges de capital « classiques ». Elles tiendraient compte au surplus de :

- la prime de rémunération incitative accordée aux actifs de comptage (hors systèmes d'information) mis en service entre le début et la fin théorique du déploiement industriel ;
- la couverture des coûts échoués liés au remplacement anticipé de compteurs anciens modèles par des compteurs communicants pendant la phase de déploiement industriel. La couverture de ces coûts serait alignée sur le traitement comptable retenu par l'opérateur.

Les charges d'exploitation retenues seraient prises en compte dans la mesure où elles correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace. La CRE veillera par ailleurs à ce que les gains attendus en termes de charges d'exploitation mises en évidence dans l'étude technico-économique se retrouvent bien dans les trajectoires de charges d'exploitation présentées par les opérateurs au moment de chaque révision tarifaire.

3.2.2 Charges prévisionnelles sur la période ATRD5

En cas de déploiement des systèmes de comptage évolué, les charges prévisionnelles intégrées dans les tarifs ATRD5 de Régaz-Bordeaux et GEG prendraient en compte les charges supplémentaires et les charges évitées liées à ces projets.

3.2.2.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges d'exploitation supplémentaires comprendraient principalement des coûts de maintenance, de supervision des SI et des coûts de pilotage (et, pour Régaz-Bordeaux, du loyer versé pour l'utilisation du réseau de télécommunication de la métropole).

Les charges d'exploitation évitées proviendraient essentiellement des opérations de relève évitées.

Pour la période ATRD5, les charges d'exploitation supplémentaires et évitées liées aux projets de comptage évolué seraient les suivantes :

Charges nettes d'exploitation (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	610	550	461	369	498
<i>dont charges supplémentaires</i>	635	692	723	756	701
<i>dont charges évitées</i>	-25	-142	-262	-387	-204
GEG	175	227	219	168	197
<i>dont charges supplémentaires</i>	177	246	298	315	259
<i>dont charges évitées</i>	-2	-19	-79	-146	-61

3.2.2.2 Charges de capital

Les charges de capital prévisionnelles prises en compte dans les tarifs ATRD5 comprendraient :

- les charges de capital liées aux actifs « hors comptage évolué » qui tiendraient compte des investissements évités ;
- les charges de capital des actifs liés au projet de comptage évolué dont une partie bénéficierait d'une prime de rémunération incitative conformément au cadre de régulation envisagé ;
- la couverture des coûts échoués liés au remplacement anticipé de compteurs « anciens modèles » par des compteurs communicants, conformément au cadre de régulation envisagé.

Les tableaux ci-dessous présentent les trajectoires prévisionnelles de dépenses d'investissements, de BAR et de charges de capital normatives sur la période ATRD5 sur l'ensemble de l'activité de chaque ELD, dans le cas où les systèmes de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et de GEG seraient déployés.

Les charges de capital sont calculées avec un taux de rémunération de 4,75 %, réel, avant IS.

A ce jour, GEG n'a pas fourni à la CRE des éléments suffisamment détaillés permettant de chiffrer précisément l'impact tarifaire de la couverture des coûts échoués liés au remplacement anticipé des compteurs « anciens modèles ». Les données présentées ci-dessous proviennent donc des meilleures estimations dont la CRE dispose à ce jour.

Dépenses d'investissements (en k€ courants)	Réalisé 2016	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	16 195	16 126	17 698	16 437	16 331	16 648
<i>dont comptage évolué</i>	0	1 467	3 704	3 705	3 692	3 142
GEG	1 060	1 440	1 603	2 098	2 558	1 925
<i>dont comptage évolué</i>	0	512	743	1 160	1 218	908

BAR au 01.01.N (en k€ courants)	Réalisé 2016	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	255 276	262 746	266 959	273 306	278 947	270 490
<i>dont comptage évolué</i>	0	969	2 317	5 789	9 103	4 545
GEG	31 600	31 484	31 724	32 178	33 160	32 136
<i>dont comptage évolué</i>	0	398	868	1 529	2 567	1 340

CCN (en k€ courants)	Réalisé 2016 ¹³	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	31 747	28 322	29 090	29 220	29 576	29 052
<i>dont CCN comptage évolué</i>	0	231	546	997	1 442	804
<i>dont couverture des coûts échoués</i>	0	0	790	711	634	534
<i>dont CCN évitées</i>	0	-253	-480	-703	-922	-589
GEG	3 546	3 146	3 226	3 530	3 549	3 363
<i>dont CCN comptage évolué</i>	0	85	167	284	423	240
<i>dont couverture des coûts échoués</i>	0	0	83	359	287	243
<i>dont CCN évitées</i>	0	-53	-89	-173	-242	-139

3.2.2.3 Revenu autorisé lié au projet de comptage évolué

Par rapport au scénario où un système de comptage évolué ne serait pas mis en place, les revenus autorisés additionnels du fait du déploiement des compteurs évolués à couvrir par les tarifs ATRD5 de Régaz-Bordeaux et de GEG seraient respectivement les suivants :

Revenu autorisé additionnel relatif au comptage évolué (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	588	1 406	1 466	1 522	1 245
<i>dont CCN supplémentaires</i>	231	1 335	1 708	2 076	1 337
<i>dont CCN évitées</i>	-253	-480	-703	-922	-589
<i>dont charges d'exploitation supplémentaires</i>	635	692	723	756	701
<i>dont charges d'exploitation évitées</i>	-25	-142	-262	-387	-204
GEG	208	389	689	637	481
<i>dont CCN supplémentaires</i>	85	251	643	710	422
<i>dont CCN évitées</i>	-53	-89	-173	-242	-139
<i>dont charges d'exploitation supplémentaires</i>	177	246	298	315	259
<i>dont charges d'exploitation évitées</i>	-2	-19	-79	-146	-61

3.2.3 Articulation avec le tarif ATRD5

Afin de donner de la visibilité aux acteurs, la CRE envisage d'anticiper la prise en compte des coûts des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG dans la définition de leur tarif ATRD5 respectif. Les tarifs ATRD5 de Régaz-Bordeaux et de GEG seraient ainsi définis en prenant en compte les trajectoires de coûts et d'économies présentées ci-dessus liées aux projets de comptage évolué des deux ELD.

¹³ Les charges de capital de 2016 ont été calculées avec le taux de rémunération en vigueur pour les tarifs ATRD4 des ELD, soit 6,0 %.

En cas de décision défavorable des ministres sur le déploiement d'un système de comptage évolué, qui devrait intervenir après la délibération de la CRE portant décision sur les prochains tarifs ATRD des ELD, le mécanisme de CRCP reprendrait l'excédent tarifaire perçu par les deux ELD.

Q14 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'anticiper la prise en compte des coûts des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG dans la définition de leur tarif ATRD5 respectif ?

3.2.4 Impact tarifaire

3.2.4.1 Impact tarifaire sur la période ATRD5

La prise en compte des charges liées aux projets de comptage évolué aboutit, par rapport aux fourchettes d'évolution tarifaire présentées dans la consultation publique N°2017-011 sur les prochains tarifs ATRD5 des ELD, à une augmentation du niveau du tarif pour Régaz-Bordeaux et pour GEG respectivement de + 2,6% et de + 4,8 %.

3.2.4.2 Impact tarifaire de long-terme

L'impact tarifaire de long-terme, soit sur la durée retenue pour modéliser le plan d'affaires (20 ans) peut être estimé par le niveau moyen des charges à couvrir.

Pour cela, la CRE a prolongé partir du 1^{er} janvier 2022 les trajectoires de charges dans un scénario sans projet de comptage (en les inflatant) présentées dans la consultation publique N°2017-011 sur les prochains tarifs ATRD5 des ELD pour construire une trajectoire de charges de référence. En ajoutant à cette trajectoire les charges nettes (charges supplémentaires et charges évitées) liées au projet de comptage évolué, l'impact tarifaire de long-terme peut être estimé.

Un tel chiffrage aboutit à une hausse moyenne des charges à couvrir sur une durée de 20 ans (à partir du début du déploiement industriel pour chaque ELD) de l'ordre de + 1,2 % pour Régaz-Bordeaux et de + 2,3 % pour GEG.

Q15 : Que pensez-vous de l'impact des projets de comptage évolué sur les tarifs ATRD respectifs de Régaz-Bordeaux et GEG ?

4. QUESTIONS

Etude technico-économique

- Q1 : Êtes-vous favorable à l'utilisation des mêmes hypothèses que celles retenues dans l'étude technico-économique du projet Gazpar ? Sinon que proposez-vous ? (page 5)
- Q2 : Avez-vous des remarques sur la solution technique et le calendrier de déploiement envisagés par Régaz-Bordeaux ? (page 7)
- Q3 : Avez-vous des remarques sur la valeur économique du projet de Régaz-Bordeaux et les ajustements que la CRE envisage de retenir ? (page 9)
- Q4 : Êtes-vous favorable au lancement du déploiement du projet de comptage évolué de Régaz-Bordeaux ? (page 9)
- Q5 : Avez-vous des remarques sur la solution technique et le calendrier de déploiement envisagés par GEG ? (page 10)
- Q6 : Avez-vous des remarques sur la valeur économique du projet de GEG et les ajustements que la CRE envisage de retenir ? (page 12)
- Q7 : Êtes-vous favorable au lancement du déploiement du projet de comptage évolué de GEG ? (page 12)

Mécanisme de régulation incitative

- Q8 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme de régulation incitative équivalent à celui mis en œuvre pour GRDF ? (page 13)
- Q9 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des délais proposé par la CRE pour les ELD ? (page 15)
- Q10 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des coûts proposé par la CRE pour les ELD ? (page 17)
- Q11 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme modérant les pénalités du mécanisme de régulation incitative des délais en cas de dérive conjointe sur les coûts et le calendrier ? (page 18)
- Q12 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service proposé par la CRE pour les ELD ? (page 19)
- Q13 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous pour les projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG dans les conditions envisagées par la CRE ? (page 19)

Traitement tarifaire

- Q14 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'anticiper la prise en compte des coûts des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG dans la définition de leur tarif ATRD5 respectif ? (page 22)
- Q15 : Que pensez-vous de l'impact des projets de comptage évolué sur les tarifs ATRD respectifs de Régaz-Bordeaux et GEG ? (page 22)

Autre question

- Q16 : Avez-vous toute autre remarque sur les projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG ?

5. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 15 septembre 2017 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp4@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction du développement des marchés et de la transition énergétique : + 33.1.44.50.42.73 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

20 juillet 2017

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

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

6. ANNEXES

6.1 Indicateurs incités financièrement envisagés pour le suivi des niveaux de performance du système de comptage évolué de Régaz-Bordeaux

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

Calcul	<p>Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé¹⁴ 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"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques et de mise hors service (MHS) (relevés de souscription non prises en compte) - tous index mesurés (y compris auto-relevés) et calculés - tous fournisseurs confondus - calcul en J + 2
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : 91,0 % o pour 2020 : 93,0 % o pour 2021 : 98,5 % o pour 2022 : 99,0 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - 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 - 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 - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : - 16 000 € o pour 2020 : - 36 000 € o pour 2021 : - 57 000 € o pour 2022 : - 77 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi et mise en œuvre des incitations : 1^{er} janvier 2019

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

Calcul	<p>Calcul le 1^{er} 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"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques - tous fournisseurs confondus

¹⁴ Les compteurs au « statut télérelevé » sont des compteurs équipés (compteurs intégrés ou compteurs classiques équipés d'un module) et communicants.

Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : 94,0 % o pour 2020 : 95,5 % o pour 2021 : 96,0 % o pour 2022 : 97,0 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : - 16 000 € o pour 2020 : - 36 000 € o pour 2021 : - 57 000 € o pour 2022 : - 77 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi et mise en œuvre des incitations : 1^{er} janvier 2019

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

Calcul	<p>Calcul le 1^{er} 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^{ème} 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"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques - tous fournisseurs confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : 4,0 % o pour 2020 : 3,0 % o pour 2021 : 2,0 % o pour 2021 : 1,5 %

Incidations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : - 10 000 € o pour 2020 : - 24 000 € o pour 2021 : - 38 000 € o pour 2022 : - 52 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} janvier 2019

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

Calcul	<p>Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <p><u><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></u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous index publiés (y compris les index calculés) - toutes corrections d'index issues de contestations, réclamations ou détections d'incidents à l'initiative du GRD
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : 1,9 % o pour 2020 : 1,2 % o pour 2021 : 0,8 % o pour 2022 : 0,5 %
Incidations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : - 10 000 € o pour 2020 : - 24 000 € o pour 2021 : - 38 000 € o pour 2022 : - 52 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} janvier 2019

6.2 Indicateurs incités financièrement envisagés pour le suivi des niveaux de performance du système de comptage évolué de GEG

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

Calcul	<p>Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé¹⁵ 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"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques et de mise hors service (MHS) (relevés de souscription non prises en compte) - tous index mesurés (y compris auto-relevés) et calculés - tous fournisseurs confondus - calcul en J + 2
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : 91,0 % o pour 2020 : 93,0 % o pour 2021 : 98,5 % o pour 2022 : 99,0 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - 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 - 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 - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : - 2 000 € o pour 2020 : - 7 000 € o pour 2021 : - 15 000 € o pour 2022 : - 24 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi et mise en œuvre des incitations : 1^{er} janvier 2019

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

Calcul	<p>Calcul le 1^{er} 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"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques - tous fournisseurs confondus

¹⁵ Les compteurs au « statut télérelevé » sont des compteurs équipés (compteurs intégrés ou compteurs classiques équipés d'un module) et communicants.

Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : 94,0 % o pour 2020 : 95,5 % o pour 2021 : 96,0 % o pour 2022 : 97,0 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : - 2 000 € o pour 2020 : - 7 000 € o pour 2021 : - 15 000 € o pour 2022 : - 24 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi et mise en œuvre des incitations : 1^{er} janvier 2019

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

Calcul	<p>Calcul le 1^{er} 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^{ème} 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"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques - tous fournisseurs confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : 4,0 % o pour 2020 : 3,0 % o pour 2021 : 2,0 % o pour 2021 : 1,5 %

Incidations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : - 1 000 € o pour 2020 : - 5 000 € o pour 2021 : - 10 000 € o pour 2022 : - 16 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi et mise en œuvre des incitations : 1^{er} janvier 2019

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

Calcul	<p>Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <p><u><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></u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous index publiés (y compris les index calculés) - toutes corrections d'index issues de contestations, réclamations ou détections d'incidents à l'initiative du GRD
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : 1,9 % o pour 2020 : 1,2 % o pour 2021 : 0,8 % o pour 2022 : 0,5 %
Incidations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en-dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2019 : - 1 000 € o pour 2020 : - 5 000 € o pour 2021 : - 10 000 € o pour 2022 : - 16 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi et mise en œuvre des incitations : 1^{er} janvier 2019