



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

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2021-10 DU 7 OCTOBRE 2021 RELATIVE AUX PROCHAINS TARIFS PÉRÉQUÉS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL (ATRD6 DES ELD)**

Les articles L. 452-1-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthode d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel. Dans ce cadre, la CRE procède notamment aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs, du niveau de rentabilité des actifs opérés par ces derniers et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Les tarifs péréqués actuels d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD), dits « tarifs ATRD5 »<sup>1</sup>, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2018 en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 21 décembre 2017. Neuf ELD, présentant des comptes dissociés, disposent d'un tarif spécifique et douze ELD, ne présentant pas de comptes dissociés, disposent d'un tarif commun.

Ces tarifs ont été conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans. La CRE a l'intention de définir de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel pour les ELD, dits « tarifs ATRD6 des ELD », qui s'appliqueront à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2022.

Compte tenu de la visibilité indispensable pour les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a d'ores et déjà organisé 4 consultations publiques qui abordent des thématiques en lien avec le tarif ATRD6 des ELD de gaz naturel :

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, concernait les premières orientations concernant la structure du tarif ATRD6 de GRDF, qui a vocation à s'appliquer également aux ELD, dont la grille dispose de la même structure que celle de GRDF ;
- la troisième, en date du 23 juillet 2019, concernait les conditions d'insertion du biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz et l'introduction d'un timbre d'injection ;
- la quatrième, en date du 1<sup>er</sup> octobre 2019, concernait le niveau des charges de GRDF à couvrir pour la période ATRD6 et le niveau du tarif en découlant, la structure tarifaire ainsi que le cadre de régulation tarifaire.

Toutes les réponses ont été publiées, le cas échéant dans une version occultant les éléments confidentiels, sur le site de la CRE.

A ce stade, huit ELD disposant d'un tarif spécifique ont soumis une demande tarifaire à la CRE<sup>2</sup>. Seule Caléo (commune de Guebwiller) n'a à ce jour pas soumis sa demande. La présente consultation expose les demandes tarifaires des ELD de gaz naturel et décrit les orientations préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir et l'évolution du tarif qui en résulte pour les huit ELD ayant soumis leur demande. Une consultation publique dédiée au niveau du tarif de Caléo et du tarif commun sera menée plus tard, en mars 2022.

<sup>1</sup> ATRD : accès des tiers au réseau de distribution.

<sup>2</sup> Régaz-Bordeaux, R-GDS (Strasbourg), GreenAlp (Grenoble), Vialis (Colmar), Gedia (Dreux), Gaz de Barr, Sorégies (département de la Vienne), Veolia Eau (Huningue, St Louis, Hégenheim et Village-Neuf).

Cette consultation vise également à présenter, sur la base des analyses effectuées et des consultations publiques précédentes, les orientations envisagées par la CRE s'agissant du cadre de régulation applicable à l'ensemble des ELD.

La présente consultation est ouverte jusqu'au 12 novembre 2020.

### **Principaux enjeux**

#### **Accompagner la transition énergétique et prendre en compte la baisse tendancielle des consommations**

La prochaine période tarifaire (2022-2025) s'inscrit dans un contexte d'accélération de la transition énergétique, avec une baisse durable de la consommation de gaz recherchée par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la réglementation environnementale. De nouveaux usages (véhicules GNV et bioGNV) devraient certes s'insérer dans ce contexte, mais de façon marginale à l'horizon du tarif ATRD6. Mécaniquement, à charges constantes, le coût unitaire par MWh de gaz distribué est donc sur une tendance haussière. Les charges doivent par conséquent faire l'objet d'une attention particulière de la CRE.

Dans cette optique, le tarif ATRD6 de GRDF prévoit la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeuble et conduites montantes (CICM). Cette réduction de la durée d'amortissement participe, comme la maîtrise des nouveaux investissements, à réduire le risque de coûts échoués à long terme, dans la perspective de la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cette possibilité sera également étudiée dans le cadre du tarif ATRD6 des ELD, en cohérence avec l'actualisation du taux de rémunération de ces dernières.

#### **Maintenir un niveau de sécurité maximum du réseau de distribution de gaz**

L'évolution de la réglementation relative à la sécurité des infrastructures et des installations de gaz appelle des efforts supplémentaires dans le maintien en conditions opérationnelles, la maintenance et le renouvellement du réseau. Le tarif ATRD6 devra permettre aux ELD de mettre en œuvre la politique industrielle nécessaire au maintien d'un niveau de sécurité élevé.

#### **Maîtriser les investissements tout en accueillant le biométhane**

La perspective de baisse de la consommation de gaz accroît l'importance de la maîtrise des investissements. Pendant le tarif ATRD6, les investissements réalisés par les ELD devront donc répondre en priorité aux objectifs de sécurité du réseau et d'intégration du biométhane au meilleur coût.

Le tarif ATRD6 devra donner les moyens aux ELD de permettre l'injection de biométhane dans les réseaux, en raccordant les producteurs au réseau et procédant aux adaptations des infrastructures induites. Ces évolutions des missions des gestionnaires de réseaux devront être mises en œuvre, le plus possible, en mobilisant les ressources existantes.

#### **Accompagner le bon déroulement des projets industriels des ELD tout en maîtrisant les coûts**

Le déploiement des projets de comptage évolué sur le territoire des ELD, ainsi que la future intégration au périmètre des concessions des conduites d'immeubles et conduites montantes (CICM) de gaz en cas d'adoption du projet de loi relatif à la différenciation, la décentralisation, la déconcentration et portant diverses mesures de simplification de l'action publique locale dite « 3DS », vont représenter un enjeu industriel et financier significatif pour les ELD.

Si ces projets s'imposent aux ELD, leur réalisation doit se faire à un coût maîtrisé. A ce titre, la CRE veillera à ce que les ELD exploitent autant que possible, les synergies et pistes de mutualisation envisageables pour la réalisation de projets similaires.

#### **Inciter les ELD à permettre le bon développement de la concurrence sur leur territoire**

L'absence quasi-totale de concurrence sur le marché de masse constitue, pour le client final, une faiblesse majeure sur le territoire des ELD. Pour remédier à cette situation, la CRE a formulé dans sa délibération du 10 juin 2021<sup>3</sup> des recommandations et des demandes aux ELD, qui portent notamment sur la modernisation et l'harmonisation de leurs systèmes d'information et doivent aboutir à la mise en place rapide de portails communs et de procédures efficaces et standardisées.

<sup>3</sup> Délibération de la CRE n° 2021-121 du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD.

**Niveau tarifaire**

Les ELD ont formulé une demande d'évolution tarifaire exposant leurs prévisions de coûts pour la période 2022-2025, de nombre de clients raccordés et de quantités de gaz distribuées, ainsi que leurs demandes relatives au cadre de régulation.

La prise en compte des éléments des dossiers de demande tarifaire, et des deux mises à jour adressées à la CRE par R-GDS et Gaz de Barr, conduirait aux évolutions moyennes annuelles suivantes des tarifs :

ELD	Hausse moyenne annuelle sur la période 2022-2025
Régaz-Bordeaux	-0,3%
R-GDS	+2,2%
GreenAlp	+24,6%
Vialis	+1,7%
Gedia	+7,2%
Gaz de Barr	+1,9 %
Veolia Eau	+3,5%
Sorégies	+4,1%

**Charges à couvrir**

Alors que les quantités de gaz distribuées sont orientées à la baisse, les demandes des ELD en termes de charges à couvrir sont globalement en hausse, ce que les ELD expliquent par les éléments suivants :

- le développement de la production et de l'injection de biométhane ;
- des exigences croissantes en matière de sécurité industrielle, qui conduisent les opérateurs à renforcer leurs actions de sécurisation du réseau (par exemple, à travers la sécurisation des branchements, le remplacement des régulateurs de branchement, ou la résorption de la corrosion des fontes) ;
- l'intégration dans les concessions de distribution de gaz des conduites montantes prévue par le projet de loi dite « 3DS », qui impacte les ELD à des degrés divers et qui constitue pour celles exploitant aujourd'hui peu de conduites, un enjeu financier et opérationnel, afin de procéder au recensement, au contrôle, à l'entretien et au renouvellement de ces ouvrages ;
- le déploiement des compteurs communicants.

La CRE a procédé à une première analyse de la demande des ELD et s'est également appuyée sur un audit, réalisé par un consultant externe, sur les demandes des ELD en termes de charges nettes d'exploitation (CNE) pour la période 2022-2025, dont les conclusions sont publiées en même temps que la présente consultation publique.

A ce stade, la CRE envisage :

- d'analyser avec rigueur la hausse des charges nettes d'exploitation demandée par les ELD. Afin de donner un cadre à la consultation publique, la CRE a choisi de présenter les ajustements résultants de l'audit du consultant externe associés aux ajustements envisagés par la CRE comme une borne basse et la demande des ELD comme une borne haute ;
- de retenir un taux de CMPC qui réplique les paramètres de rémunérations retenus pour le tarif ATRD6 de GRDF, avec une actualisation du taux d'impôt sur les sociétés. L'enjeu associé à la limitation des charges de capital est d'autant plus important que les niveaux d'investissement prévisionnels des ELD sont elles aussi en hausse, malgré la diminution du nombre de clients et des consommations.

**Quantités distribuées et nombre de consommateurs**

L'évolution du tarif dépend non seulement du niveau des charges à couvrir, mais également de l'évolution des volumes de consommation et du nombre de consommateurs, sur la base desquels sont calculées les recettes tarifaires prévisionnelles.

Après une période tarifaire ATRD5 marquée par d'importants écarts entre les volumes de consommation prévisionnels et le réalisé, les ELD prévoient des trajectoires de nombre de consommateurs et de volumes de consommation globalement en baisse sur la période ATRD6.

La CRE a procédé à une analyse préliminaire de ces prévisions. Elle note que les prévisions des ELD semblent s'appuyer sur :

- des hypothèses de nombre de consommateurs crédibles au regard du contexte susmentionné ;
- une méthodologie d'estimation des volumes de consommation globalement cohérente avec ces hypothèses, ainsi qu'avec les consommations historiques.

La CRE considère, à ce stade, que les trajectoires présentées par les ELD sont cohérentes avec les évolutions prévisibles du secteur gazier. Néanmoins, les analyses se poursuivent afin de confirmer cette première orientation et seront finalisées pour la décision tarifaire à venir.

#### Evolution du niveau tarifaire

Les analyses de la CRE sur les demandes tarifaires des ELD pourraient ainsi mener aux évolutions moyennes annuelles suivantes sur toute la période tarifaire du tarif ATRD6 :

ELD	Borne haute	Borne basse
Régaz-Bordeaux	-2,0%	-3,4%
R-GDS	+0,4%	-2,8%
GreenAlp	+21,1%	+17,2%
Vialis	+0,1%	-3,9%
Gedia	+5,9%	+2,8%
Gaz de Barr	+0,0%	-1,7%
Veolia Eau	+2,2%	+1,2%
Sorégies	+0,9	-3,2%

#### **Cadre de régulation tarifaire**

La CRE envisage de reconduire pour le tarif ATRD6 des ELD les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur dans les tarifs précédents : régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation, régulation incitative de la qualité de service et de la recherche et du développement (R&D), couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Néanmoins, le fonctionnement précis de ces mécanismes est adapté pour répliquer les évolutions adoptées dans le cadre du tarif ATRD6 de GRDF, entré en vigueur en 2020. En particulier, la CRE envisage d'adapter le périmètre des indicateurs de qualité de service en cohérence avec les évolutions fixées dans le cadre du tarif ATRD6 de GRDF (indicateurs relatifs au développement du biométhane et à l'environnement) et en y intégrant également des indicateurs liés au développement de la concurrence sur le territoire des ELD.

Par ailleurs, la CRE envisage de faire évoluer :

- la régulation incitative spécifique aux investissements « hors réseaux » afin de simplifier le cadre de régulation incitative qui s'applique aux ELD de gaz, et de le recentrer sur des dispositifs dont l'efficacité est avérée ;
- la régulation incitative au développement du nombre de clients afin de tenir compte du retour d'expérience contrasté sur la période ATRD5, et d'un contexte défavorable aux actions menées par les ELD dans le cadre de ce dispositif.

La CRE envisage également d'introduire deux nouveaux dispositifs :

- un plafond pluriannuel d'investissements pour GreenAlp, au-delà duquel ses dépenses d'investissements ne seront que partiellement couvertes, pour inciter l'opérateur à maîtriser et à prioriser ces dernières, afin de limiter les hausses tarifaires à venir et réduire le risque de coûts échoués ;
- régulation incitative sur certaines actions spécifiques, qui pourra notamment servir à inciter les ELD à mener les actions nécessaires au bon fonctionnement du marché de masse sur leur territoire.

Enfin, concernant les projets de comptage évolués des ELD de gaz, la CRE envisage de proposer un cadre de régulation incitative basé notamment sur le respect du calendrier de déploiement, la maîtrise des coûts d'investissements tout en s'assurant de la bonne performance du système de comptage.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document de consultation publique avant le 12 novembre 2021.

Paris, le 7 octobre 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 12 novembre 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, une version occultant ces éléments devra également être transmise.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

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

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

## Table des matières

<b>1.</b>	<b>LISTE DES QUESTIONS .....</b>	<b>8</b>
<b>2.</b>	<b>CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>10</b>
2.1	TYOLOGIE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION (GRD) DE GAZ NATUREL ET DES TARIFS 10	
2.2	OBJET DE LA CONSULTATION.....	11
2.3	ENJEUX POUR LA PERIODE DU TARIF ATRD6 DES ELD .....	11
2.3.1	Principaux enjeux identifiés par les ELD .....	11
2.3.2	Principaux enjeux identifiés par la CRE.....	12
<b>3.</b>	<b>CADRE DE REGULATION TARIFAIRE .....</b>	<b>13</b>
3.1	GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES.....	13
3.1.1	Calendrier tarifaire .....	13
3.1.2	Détermination du revenu autorisé .....	13
3.1.3	Fonctionnement du CRCP pour l'évolution annuelle.....	15
3.1.4	Homothétie avec le tarif de GRDF et formule d'évolution des grilles tarifaires.....	16
3.2	REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS .....	17
3.2.1	Régulation incitative des charges d'exploitation .....	17
3.2.2	Régulation incitative des investissements.....	19
3.3	REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE .....	20
3.3.1	Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur .....	20
3.3.2	Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRD5 des ELD ...	21
3.3.3	Evolution du dispositif de régulation incitative de la qualité de service .....	23
3.4	REGULATION INCITATIVE DE L'INNOVATION ET DU DEVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE .....	25
3.4.1	Régulation de la R&D .....	25
3.4.2	Projets de réseaux intelligents .....	26
3.4.3	Favoriser l'innovation à l'externe et le développement de la concurrence sur le territoire des ELD..	26
3.5	REGULATION INCITATIVE DU NOMBRE DE CONSOMMATEURS RACCORDES AUX RESEAUX DE GAZ .....	27
3.6	REGULATION INCITATIVE ASSOCIEE AUX PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD .....	29
<b>4.</b>	<b>NIVEAU TARIFAIRE.....</b>	<b>31</b>
4.1	CHARGES D'EXPLOITATION (HORS CHARGES ASSOCIEES AU PROJET DE COMPTAGE EVOLUE) .....	31
4.1.1	Bilan de la période ATRD5 .....	31
4.1.2	Demandes des ELD et analyses préliminaires de la CRE .....	31
4.2	PARAMETRES DE REMUNERATION.....	37
4.2.1	Demandes des ELD .....	37
4.2.2	CMPC envisagée par la CRE .....	37
4.3	INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES (HORS CHARGES ASSOCIEES AU COMPTAGE EVOLUE).....	37
4.3.1	Trajectoire des dépenses d'investissement .....	37
4.3.2	Analyse préliminaire de la CRE.....	38
4.3.3	Trajectoire des charges de capital .....	39
4.4	CHARGES D'EXPLOITATION ET DE CAPITAL ASSOCIEES AUX PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE .....	40
4.4.1	Demandes initiales des ELD.....	41
4.4.2	Ajustements envisagés par la CRE.....	42
4.4.3	Synthèse des ajustements envisagés sur les coûts des projets .....	43

4.4.4	Niveaux des charges d'exploitation et de capital associés aux projets de comptage évolué .....	43
4.5	CRCP PREVISIONNELS A LA FIN DE LA PERIODE TARIFAIRE ATRD5 .....	45
4.6	REVENU AUTORISE .....	46
4.6.1	Demande des ELD.....	46
4.6.2	Analyse préliminaire de la CRE.....	46
4.7	HYPOTHESES DE VOLUMES ACHEMINES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS.....	48
4.7.1	Evolutions constatées sur la période tarifaire ATRD5.....	48
4.7.2	Evolutions prévues par les ELD sur la période tarifaire ATRD6.....	49
4.7.3	Analyse préliminaire de la CRE.....	49
4.8	EVOLUTION TARIFAIRE.....	50
4.8.1	Evolution des coefficients de niveau (NIV) et des grilles tarifaires (hors R <sub>i</sub> ).....	50
4.8.2	Evolution du terme R <sub>i</sub> .....	51
	<b>ANNEXE 1 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....</b>	<b>53</b>
	<b>ANNEXE 2 – REPARTITION DES MONTANTS DES PENALITES ENTRE LES ELD AUX TARIFS SPECIFIQUES, EN CAS DE NON-REALISATION DANS LES DELAIS DES ACTIONS IDENTIFIEES COMME « PRIORITAIRES » DANS LE CADRE DU DISPOSITIF DE REGULATION INCITATIVE.....</b>	<b>65</b>
	<b>ANNEXE 3 – CADRE DE REGULATION INCITATIVE DES DELAIS DE DEPLOIEMENT ET DES COUTS D'INVESTISSEMENT ASSOCIE AUX PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD ENVISAGE PAR LA CRE....</b>	<b>65</b>
	<b>ANNEXE 4 – INDICATEURS DE SUIVI DE LA PERFORMANCE DU SYSTEME DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD .....</b>	<b>70</b>
	<b>ANNEXE 5 – DETAILS DES DEMANDES DE CNE DES ELD ET DE L'ANALYSE DE LA CRE ET DE L'AUDITEUR</b>	<b>75</b>
	<b>ANNEXE 6 – CHARGES SPECIFIQUES AUX PROJET DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD.....</b>	<b>88</b>

## 1. LISTE DES QUESTIONS

### Contexte et objectifs de la consultation publique

La partie 2 de la présente consultation publique (cf. p.10) présente la typologie des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel, ainsi que les enjeux identifiés par ces dernières et par la CRE pour la période tarifaire ATRD6.

Question 1 : Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par les ELD gaz et la CRE pour la période ATRD6 des ELD ?

### Cadre de régulation tarifaire

La partie 3 de la présente consultation publique (cf. p.13) présente le cadre de régulation tarifaire actuellement en vigueur pour les ELD de gaz naturel, ainsi que les évolutions envisagées par la CRE pour la période tarifaire ATRD6.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- les grands principes tarifaires applicables aux ELD (cf. p.13) ;

Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période ATRD6 des ELD ?

Question 3 : Êtes-vous favorable à la réduction de la durée d'amortissement des ouvrages de raccordement envisagée pour les ELD de gaz à compter de leur tarif ATRD6 ?

Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé des coûts échoués des ELD ?

Question 5 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?

Question 6 : Êtes-vous favorable au maintien du fonctionnement actuel du CRCP, de l'évolution annuelle et de l'homothétie du tarif des ELD avec le tarif de GRDF ?

- la régulation incitative à la maîtrise des coûts (cf. p.17) ;

Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le tarif ATRD6 des ELD ?

Question 8 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées pour la régulation incitative des investissements des ELD ?

- la régulation incitative de la qualité de service (cf. p.20) ;

Question 9 : Êtes-vous favorable à l'introduction de ces indicateurs incités sur les thématiques de l'ouverture à la concurrence sur le territoire des ELD ?

Question 10 : Êtes-vous favorable à la suppression de l'incitation relative au taux de disponibilité du portail fournisseur pour les ELD incitées à développer un portail fournisseur et à l'introduction des indicateurs sur le délai de réponse aux études détaillées, le nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations de biométhane, le nombre de fuites de méthane, les émissions de gaz à effet de serre et les montants associés aux volumes de pertes pour les ELD qui ont la responsabilité de leurs pertes ?

Question 11 : En vue d'une simplification du dispositif de régulation incitative de la qualité de service, identifiez-vous des indicateurs qu'il serait pertinent de supprimer pour la période ATRD6 des ELD ?

Question 12 : Êtes-vous favorable aux évolutions du mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités ?

Question 13 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période du tarif ATRD6 des ELD ?

- la régulation incitative de l'innovation et du développement de la concurrence (cf. p.25) ;

Question 14 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées pour le dispositif de régulation incitative de la R&D et le dispositif *smart grids* ?

Question 15 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires qui pourraient être intégrées au mécanisme ?

- la régulation incitative au développement du nombre de consommateurs (cf. p.27) ;

Question 16 : Privilégiez-vous le maintien, ou la suppression d'un budget de développement du nombre de consommateurs ?

Question 17 : Le cas échéant, partagez-vous l'orientation de la CRE, qui consiste à retenir le même périmètre d'actions que pour l'ATRD6 de GRDF ?

- la régulation incitative spécifique aux projets de comptage des ELD (cf. p.28).

Question 18 : Avez-vous une remarque sur la déclinaison du cadre de régulation des projets de comptage évolué des ELD de gaz détaillée en annexes ?

#### Niveau tarifaire

La partie 4 de la présente consultation publique (cf. p.30) présente les orientations de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir aux ELD pour la période tarifaire ATRD6.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- les charges nettes d'exploitation (hors charges associées aux projets de comptage des ELD) pour la période ATRD6 (cf. p.30) ;

Question 19 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation des ELD ?

- les modalités de rémunération des investissements des ELD de gaz naturel, et les charges de capital à couvrir sur la période ATRD6 (cf. p.36) ;

Question 20 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période du tarif ATRD6 des ELD et notamment le maintien des paramètres utilisés pour GRDF en prenant en compte la baisse du taux d'imposition sur les sociétés intervenue entre temps ?

Question 21 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges de capital à couvrir sur la période du tarif ATRD6 ?

- les soldes de CRCP résiduels des ELD (cf. p.43) ;

Question 22 : Quelle est votre position sur l'allongement, voire l'annulation, de l'apurement du solde de CRCP résiduel de GreenAlp pour le tarif ATRD ?

- les charges à couvrir, au global, sur la période ATRD6, les prévisions de trajectoires de consommations, et les évolutions tarifaires qui en résultent (cf. p.44).

Question 23 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 des ELD ?

Question 24 : Avez-vous des remarques relatives aux trajectoires de consommation et de nombre de consommateurs envisagées ?

Question 25 : Avez-vous des remarques relatives aux évolutions tarifaires envisagées pour le tarif ATRD6 des ELD ?

## 2. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

### 2.1 Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel et des tarifs

Il existe actuellement 25 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) de gaz naturel en France :

- GRDF, représentant 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France et acheminant du gaz naturel sur la majorité du territoire français ;
- 24 autres GRD de plus petite taille :
  - Régaz-Bordeaux et R-GDS, représentant chacun environ 1,5 % des quantités de gaz distribuées, et acheminant du gaz naturel respectivement pour la ville de Bordeaux et 45 autres communes du département de la Gironde, et pour la ville de Strasbourg et 80 autres communes du département du Bas-Rhin, au périmètre péréqué ;
  - 19 autres GRD, représentant au total 1 % des quantités de gaz distribuées ;
  - Antargaz, SICAE de la Somme et du Cambrasis et Séolis, dont l'activité d'origine est respectivement la distribution de gaz propane et butane et la distribution d'électricité, sont des opérateurs « nouveaux entrants » sur la distribution de gaz naturel en France, depuis octobre 2008 pour Antargaz, avril 2010 pour la SICAE de la Somme et du Cambrasis et juillet 2014 pour Séolis.

Les dispositions de l'article L. 452-1-1 du code de l'énergie prévoient que « Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 font l'objet d'une péréquation à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire ».

Ces dispositions fixent le principe de péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel à l'intérieur de la zone de desserte de chaque GRD. Elles excluent de cette péréquation tarifaire les nouvelles zones de desserte créées après 2008<sup>4</sup>.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel sont ainsi composés :

- d'une part, de tarifs ATRD péréqués à l'intérieur de la zone de desserte des GRD concernés :
  - 1 tarif spécifique à GRDF. Le tarif ATRD6 de GRDF est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2020, en application de la délibération de la CRE du 23 janvier 2020<sup>5</sup> ;
  - 9 tarifs spécifiques pour les 9 entreprises locales de distribution (ELD) ayant présenté des comptes dissociés : Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp<sup>6</sup>, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau, Sorégies<sup>7</sup> ;
  - 1 tarif commun pour les 12 ELD ne produisant pas de comptes dissociés :
    - Énergies Services Lannemezan ;
    - Energis - Régie de Saint-Avoid ;
    - Gazélec de Péronne ;
    - Énergies et Services de Seyssel ;
    - Régie Municipale Gaz et Electricité de Bonneville ;
    - Régie Municipale Gaz et Electricité de Sallanches ;
    - Régie du Syndicat Électrique Intercommunal du Pays Chartrain ;
    - Énergies Services Lavaur ;
    - Énergies Services Occitans - Régie de Carmaux ;
    - Régie Municipale Multiservices de La Réole ;
    - Gascogne Energies Services ;

<sup>4</sup> Visées à l'article L.432-6 du code de l'énergie.

<sup>5</sup> Délibération n° 2020-010 du 23 janvier 2021 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

<sup>6</sup> GreenAlp a fusionné, en mars 2018, avec le groupement de régies Elise qui comprenait notamment ESDB, l'ancienne régie de distribution de gaz de Villard-Bonnot, désormais intégrée au périmètre de GreenAlp.

<sup>7</sup> Pour l'ensemble des ELD disposant d'un tarif spécifique, les années considérées dans les tarifs correspondent aux exercices comptables des ELD. Ainsi, pour les tarifs ATRD5 de Régaz-Bordeaux, R-GDS et Gaz de Barr, l'année N commence le 01/10/N-1 et se termine le 30/09/N. Pour l'ensemble des autres ELD, l'année N correspond à l'année calendaire, du 01/01/N au 31/12/N.

- Régies Municipales d'Electricité, de Gaz, d'Eau et d'Assainissement de Bazas ;
- d'autre part, de tarifs non péréqués pour la distribution publique de gaz naturel des nouvelles zones de desserte : au 1<sup>er</sup> août 2021, il existe 187 tarifs. Depuis 2011, ces tarifs sont fixés par des délibérations de la CRE. Les règles tarifaires pour les tarifs non péréqués sont définies dans la délibération n° 2018-028 de la CRE<sup>8</sup>.

## **2.2 Objet de la consultation**

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD de gaz naturel, dits tarif ATRD5, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2018 pour une durée d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 21 décembre 2017<sup>9</sup>.

Dans le cadre de la préparation de la nouvelle génération de tarifs, la CRE a mené un certain nombre de consultations publiques depuis 2019. En particulier, en date du 14 février 2019, la CRE a consulté les acteurs sur le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées. En date du 4 février 2021, la CRE a interrogé les acteurs sur le cadre de régulation incitative applicable aux projets de comptage évolué des ELD de gaz disposant d'un tarif spécifique.

Par ailleurs, la question de la structure des tarifs des ELD de gaz naturel a été traitée dans le cadre de la préparation du tarif ATRD6 de GRDF.

La présente consultation publique porte sur le cadre de régulation spécifique ainsi que le niveau des prochains tarifs ATRD6 des ELD.

A la suite de la transmission par les ELD de leur demande tarifaire, la CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le tarif ATRD6 des ELD, qui sera applicable à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2022, en ce qui concerne le cadre de régulation, le traitement des projets de comptage évolué et le niveau des charges à couvrir par les tarifs de réseau.

Cette consultation publique présente :

- les premières orientations de la CRE sur le niveau du tarif ainsi que sur la demande des ELD ;
- les orientations préliminaires de la CRE concernant le cadre de régulation tarifaire et la qualité de service, ainsi que le traitement des projets de comptage évolué des ELD, à la suite des précédentes consultations sur ces sujets.

A l'issue de cette consultation publique, la CRE envisage de prendre fin 2021, un projet de délibération portant décision sur le tarif ATRD6 des ELD qui sera transmis au Conseil Supérieur de l'Energie (CSE).

## **2.3 Enjeux pour la période du tarif ATRD6 des ELD**

### **2.3.1 Principaux enjeux identifiés par les ELD**

Les dossiers de demande tarifaire transmis par les ELD identifient des enjeux communs pour la période ATRD6 :

- une diminution durable de la consommation de gaz induite par les orientations de politique énergétique de notre pays, qui nécessite selon les ELD d'augmenter les budgets alloués au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz et de travailler sur l'attractivité des métiers de la distribution de gaz afin de sécuriser à moyen terme les compétences nécessaires à leur activité ;
- le développement de la production et de l'injection de biométhane,
- de nouveaux usages pour le gaz notamment sous forme de GNV ;
- des exigences croissantes en matière de sécurité industrielle, qui conduisent les opérateurs à renforcer leurs actions de sécurisation du réseau (par exemple, à travers la sécurisation des branchements, le remplacement des régulateurs de branchement, ou la résorption de la corrosion des fontes) ;
- l'intégration dans les concessions de distribution de gaz des conduites montantes prévue par le projet de loi dite « 3DS », qui constitue pour les ELD exploitant aujourd'hui peu de conduites montantes, un enjeu financier et opérationnel important ;

<sup>8</sup> Délibération n° 2018-028 du 7 février 2018 portant décision sur les règles tarifaires applicables à la gestion des nouveaux réseaux de distribution de gaz naturel.

<sup>9</sup> Délibération n° 2017-281 du 21 décembre 2017 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution.

- la mise en œuvre du déploiement des compteurs communicants.

### 2.3.2 Principaux enjeux identifiés par la CRE

La CRE prend note des éléments de contexte mis en avant par les ELD dans leurs demandes tarifaires. Dans la continuité du tarif ATRD6 de GRDF, la CRE identifie 5 enjeux pour l'élaboration du tarif ATRD6 des ELD.

#### Accompagner la transition énergétique et prendre en compte la baisse tendancielle des consommations

La prochaine période tarifaire (2022-2025) s'inscrit dans un contexte d'accélération de la transition énergétique, avec une baisse durable de la consommation de gaz recherchée par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la réglementation environnementale. De nouveaux usages (véhicules GNV et bioGNV) devraient certes s'insérer dans ce contexte, mais de façon marginale à l'horizon du tarif ATRD6. Mécaniquement, à charges constantes, le coût unitaire par MWh de gaz distribué est donc sur une tendance haussière. Les charges doivent par conséquent faire l'objet d'une attention particulière de la CRE.

Dans cette optique, le tarif ATRD6 de GRDF prévoit la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeuble - conduites montantes. Cette réduction de la durée d'amortissement participe, comme la maîtrise des nouveaux investissements, à réduire le risque de coûts échoués à long terme, dans la perspective de la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cette possibilité sera également étudiée dans le cadre du tarif ATRD6 des ELD, en cohérence avec l'actualisation du taux de rémunération de ces dernières.

#### Maintenir un niveau de sécurité maximum du réseau de distribution de gaz

L'évolution de la réglementation relative à la sécurité des infrastructures et des installations de gaz appelle des efforts supplémentaires dans le maintien en conditions opérationnelles, la maintenance et le renouvellement du réseau. Le tarif ATRD6 devra permettre aux ELD de mettre en œuvre la politique industrielle nécessaire au maintien d'un niveau de sécurité élevé.

#### Maîtriser les investissements tout en accueillant le biométhane

La perspective de baisse de la consommation de gaz accroît l'importance de la maîtrise des investissements. Pendant le tarif ATRD6, les investissements réalisés par les ELD devront donc répondre en priorité aux objectifs de sécurité du réseau et d'intégration du biométhane.

Le tarif ATRD6 devra donner les moyens aux ELD de permettre l'injection de biométhane dans les réseaux, en raccordant les producteurs au réseau et procédant aux adaptations des infrastructures induites. Ces évolutions des missions des gestionnaires de réseaux devront être mises en œuvre, le plus possible, en mobilisant les ressources existantes.

#### Accompagner le bon déroulement des projets industriels des ELD tout en maîtrisant les coûts

Le déploiement des projets de comptage évolué sur le territoire des ELD, ainsi que la future intégration au périmètre des concessions des conduites d'immeubles et conduites montantes (CICM) de gaz en cas d'adoption du projet de loi dite « 3DS », vont représenter un enjeu industriel et financier significatif pour les ELD.

Si ces projets s'imposent aux ELD, il n'en reste pas moins que leur réalisation doit se faire à un coût maîtrisé. A ce titre, la CRE veillera à ce que les ELD exploitent autant que possible, les synergies et pistes de mutualisation envisageables pour la réalisation de projets similaires.

#### Inciter les ELD à permettre le bon développement de la concurrence sur leur territoire

L'absence quasi-totale de concurrence sur le marché de masse constitue une faiblesse majeure sur le territoire des ELD

Pour remédier à cette situation, la CRE a formulé dans sa délibération du 10 juin 2021<sup>10</sup> des recommandations et des demandes aux ELD, qui portent notamment sur la modernisation et l'harmonisation de leurs systèmes d'information et doivent aboutir à la mise en place rapide de portails communs et de procédures efficaces et standardisées.

Question 1 : Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par les ELD gaz et la CRE pour la période ATRD6 des ELD ?

### **3. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE**

Parmi les ELD de gaz naturel concernées par la présente consultation publique, seules les 9 ELD disposant d'un tarif spécifique ont une taille et une structure suffisante pour justifier la mise en œuvre d'un cadre de régulation incitative. Ainsi, sauf exception mentionnée dans le texte, les dispositifs de régulation tarifaire décrits dans la présente partie concernent uniquement les ELD disposant d'un tarif spécifique.

#### **3.1 Grands principes tarifaires**

##### **3.1.1 Calendrier tarifaire**

La durée des périodes tarifaires applicables aux infrastructures régulées est harmonisée à quatre ans. Dans sa consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, la CRE a indiqué envisager de maintenir cette durée pour la prochaine génération de tarifs. La CRE considère notamment que cette durée offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

Une large majorité des contributeurs à la consultation publique s'est prononcée en faveur de cette proposition, partageant les arguments mis en avant par la CRE. La CRE a décidé, dans ce contexte, de maintenir la durée des périodes tarifaires pour les tarifs ATRT7, ATRD6 de GRDF, ATS2, TURPE6 HTA-BT et HTB, et ATTM6 à quatre ans.

La CRE envisage donc de maintenir son orientation concernant la durée de la période tarifaire pour le tarif ATRD6 des ELD.

Plusieurs acteurs ont, par ailleurs, souligné la nécessité de disposer dans le cadre de régulation de mécanismes permettant de prendre en compte les conséquences de changements significatifs intervenant en cours de période tarifaire.

La CRE envisage de reconduire dans le tarif ATRD6 des ELD la clause de rendez-vous relative aux charges d'exploitation : ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient être examinées, à mi-période tarifaire, si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration du tarif ATRD6 des ELD se trouvait modifié d'au moins 1 %.

##### **3.1.2 Détermination du revenu autorisé**

Dans sa délibération portant décision sur le tarif ATRD6 des ELD, prévue fin 2021, la CRE fixera le revenu autorisé prévisionnel de chacune des 9 ELD disposant d'un tarif spécifique sur la période 2022-2025, sur la base du dossier tarifaire transmis par les ELD, de ses propres analyses et d'une étude de consultant externe. Selon la loi, le revenu couvre les coûts d'un opérateur dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE), des charges de capital normatives (CCN) et de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) :

$$RA = CNE + CCN + CRCP$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP.

La CRE n'envisage pas de modifier le mode de détermination du revenu autorisé.

<sup>10</sup> Délibération de la CRE n° 2021-121 du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD.

### 3.1.2.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation (CNE) se définissent comme les charges brutes d'exploitation (qui se composent principalement des consommations externes, des dépenses de personnel, des impôts et taxes) desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les produits extratarifaires notamment).

Le niveau des charges nettes d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité des GRD dans la mesure où, en application de l'article L. 452-1-1 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

### 3.1.2.2 Charges de capital normatives

#### 3.1.2.2.1 Principes généraux

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la Base d'Actifs Régulés (BAR) et de la rémunération du capital immobilisé. Cette dernière correspond au produit de la valeur de la BAR par le taux de rémunération déterminé sur la base de l'évaluation du coût moyen pondéré du capital (CMPC).

$$\text{CCN} = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC}$$

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération du GRD doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, apporter à ses actionnaires une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'ils pourraient obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

La CRE n'envisage pas de modifier les principes de calcul de la BAR et envisage de reconduire les modalités en vigueur actuellement.

Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période ATRD6 des ELD ?

#### 3.1.2.2.2 Réduction de la durée d'amortissement des ouvrages de raccordement

La CRE a mis en place lors du tarif ATRD6 de GRDF une réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements.

En effet, les ouvrages ciblés (ouvrages de raccordement) sont les éléments de réseaux (i.e. les parties individuelles) pour lesquels les risques de coûts échoués sont les plus importants (comparativement au cœur de réseau). Réduire leur durée d'amortissement permet donc de limiter les risques de coûts échoués à long terme associés à ces actifs.

La CRE envisage de mettre en œuvre cette modification pour les ELD. Elle n'a néanmoins pas été prise en compte à ce stade pour construire les scénarios illustratifs d'évolutions tarifaires de la CRE (cf. § 4.8.1).

Question 3 : Êtes-vous favorable à la réduction de la durée d'amortissement des ouvrages de raccordement envisagée pour les ELD de gaz à compter de leur tarif ATRD6 ?

#### 3.1.2.2.3 Traitement des coûts échoués

Dans le tarif ATRD5 des ELD, les actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie économique sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement, ni à rémunération.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique du 14 février 2019, l'extension à l'ensemble des tarifs d'infrastructures régulées des principes de couverture des coûts échoués alors en vigueur dans le tarif ATRT. Celle-ci est notamment fondée sur une incitation des coûts échoués récurrents ou prévisibles au travers d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle et un examen au cas par cas des autres types de coûts échoués.

La majorité des fournisseurs et industriels s'étaient prononcés en faveur des principes de couvertures des coûts échoués envisagés. Plusieurs gestionnaires d'infrastructures (dont les ELD qui ont réaffirmé cette position dans leurs dossiers de demande tarifaire) et leurs actionnaires étaient toutefois défavorables à la mise en place d'une trajectoire incitée pour les sorties d'actifs avant la fin de leur durée de vie comptable. Ils demandaient le maintien d'une couverture complète via le CRCP, en raison du caractère non maîtrisable de certains de ces coûts dès lors qu'ils correspondent le plus souvent à des modifications d'ouvrages à la demande de tiers, ou à la destruction d'ouvrages, en particulier à la suite d'aléas climatiques. La CRE a toutefois estimé que ces charges sont pour partie prévisibles (volume moyen d'ouvrages détruits à la suite d'aléas dont la durée de retour est faible et volume moyen de demandes de tiers de modifications d'ouvrages) et pour partie maîtrisables. De plus, les choix d'investissements et de maintenance des ELD de gaz peuvent leur permettre de limiter le volume d'immobilisations démolies.

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6 de GRDF, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE envisage, pour la période du tarif ATRD6 des ELD de traiter les coûts échoués de la manière suivante :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle ;
- la couverture des autres coûts échoués serait examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les ELD de gaz. Les coûts à couvrir, le cas échéant, par le tarif, seraient pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé des coûts échoués des ELD ?

#### 3.1.2.2.4 Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un gestionnaire de réseau, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut générer une plus-value pour l'opérateur (différence entre le prix de cession et la valeur nette comptable).

En particulier, les actifs immobiliers, qui sont intégrés à la BAR, amortis et rémunérés pendant toute la durée de leur présence dans le patrimoine des opérateurs sont susceptibles, le jour de leur revente, de générer une plus-value parfois importante.

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6 de GRDF, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE envisage, pour la période du tarif ATRD6 des ELD, de faire bénéficier les consommateurs des gains tirés de la revente de ces actifs, dans la mesure où ils ont supporté les coûts (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel de la rémunération au CMPC des actifs de la BAR).

Plus spécifiquement, la CRE envisage, comme pour le tarif ATRD6 de GRDF, les tarifs ATRT7 de GRTgaz et Teréga et les tarifs de transport et de distribution d'électricité, de traiter le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains de la façon suivante :

- Si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé serait intégré à 80% au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, tout en préservant une incitation pour les ELD de gaz à maximiser ce gain. Les ELD de gaz en conserveraient ainsi 20% de la plus-value comptable ;
- Une cession donnant lieu à une moins-value comptable ferait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par l'ELD de gaz concernée.

Les ELD se sont déclarées opposées à cette mesure et demandent qu'à minima, s'il elle était mise en œuvre, elle ne s'applique qu'aux actifs mis en service à compter de l'entrée en vigueur du tarif ATRD6 des ELD. La CRE considère qu'il n'y a pas lieu d'accéder à la demande des ELD et de les traiter différemment des autres opérateurs.

Question 5 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?

#### 3.1.3 Fonctionnement du CRCP pour l'évolution annuelle

Le niveau respectif du tarif ATRD6 des ELD de gaz naturel est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de chaque ELD. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), permet de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis. Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le solde du CRCP est calculé au 31 décembre de chaque année. Il est apuré sur une durée de 1 an dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 2 %. En cas d'atteinte de ce plafond, le solde du CRCP non apuré au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante. Afin d'assurer la neutralité financière de ce dispositif, un taux d'intérêt égal au taux sans risque retenu pour la période tarifaire concernée s'applique au solde du CRCP. En outre, le solde du CRCP en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

Les ELD demandent un élargissement du plafond d'apurement du CRCP à +/- 3 % de façon à mieux absorber en cours de période tarifaire les variations de charges et recettes non anticipées, et permettrait de réduire les soldes de CRCP résiduels à apurer en fin de période tarifaire.

Le calcul rétrospectif des soldes de CRCP observés sur la période ATRD5 en appliquant un plafond de +/- 3 % met néanmoins en évidence de possibles effets contre-productifs de cet élargissement. En particulier, en cas de changement des signes du solde de CRCP en cours de période tarifaire (par exemple, alternance entre un solde de CRCP négatif qui aurait un effet à la baisse sur le tarif et un solde positif, qui aurait au contraire un effet à la hausse), cet élargissement aurait pour effet d'augmenter le solde de CRCP à apurer en fin de période tarifaire.

Par conséquent, la CRE envisage à ce stade de ne pas modifier le fonctionnement du CRCP.

### 3.1.4 Homothétie avec le tarif de GRDF et formule d'évolution des grilles tarifaires

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2018, date d'entrée en vigueur du tarif ATRD5 des ELD de gaz naturel, la CRE a fait évoluer la structure des grilles tarifaires de ces dernières afin de les rendre homothétiques à celle de GRDF en vue de faciliter l'accès des fournisseurs au marché sur les zones de desserte des ELD.

Ainsi, la grille tarifaire d'une ELD est obtenue en appliquant un coefficient proportionnel unique (appelé coefficient NIV) à la grille tarifaire de GRDF, à l'exception du terme tarifaire d'injection qui reste inchangé par rapport à la grille de GRDF. Cette homothétie permet de faciliter le développement d'offres de marché pour les consommateurs raccordés aux réseaux exploités par les ELD.

Par conséquent, le coefficient de niveau NIV de chaque ELD disposant d'un tarif spécifique est annuellement ajusté mécaniquement de l'inverse de l'évolution du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet  $N$ , et d'une évolution spécifique à chaque ELD, selon la formule suivante :

$$NIV_{01/07/N} = NIV_{30/06/N} \times \frac{1 + Z_{01/07/N}^{ELD}}{1 + Z_{01/07/N}^{GRDF}}$$

Avec :

- $NIV_{01/07/N}$  est le coefficient de niveau de l'ELD au tarif spécifique au 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$ , arrondi à 0,0001 près ;
- $NIV_{30/06/N}$  est le coefficient de niveau de l'ELD au tarif spécifique au 30 juin de l'année  $N$ , arrondi à 0,0001 près ;
- $Z_{01/07/N}^{GRDF}$  est l'évolution en niveau du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$  ;
- $Z_{01/07/N}^{ELD}$  est l'évolution en niveau du tarif péréqué de l'ELD au tarif spécifique au 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$ , exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près, calculée de la manière suivante :

$$Z_{01/07/N}^{ELD} = IPC_N - X + k_N$$

Où :

- $IPC_N$  est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$ , le taux d'inflation prévisionnel pour l'année  $N$  pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année  $N$  ;
- $X$  est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans sa délibération tarifaire. Il intègre l'objectif annuel d'efficacité qu'elle aura fixé à l'opérateur ;
- $k_N$  est le facteur d'évolution de la grille tarifaire résultant de l'apurement du solde du CRCP ; il est compris entre + 2 % et - 2 %.

Pour les ELD disposant du tarif commun, le coefficient NIV appliqué à la grille tarifaire de GRDF correspond à la moyenne du coefficient NIV de chaque ELD disposant d'un tarif spécifique.

La CRE envisage de conserver le principe d'homothétie et les formules d'évolution annuelle en vigueur pour la période tarifaire à venir.

En outre, la CRE adaptera en fonction des résultats, lors des évolutions annuelles du tarif ATRD6 des ELD, la régulation incitative de la qualité de service des ELD (cf. § 3.3).

Question 6 : Êtes-vous favorable au maintien du fonctionnement actuel du CRCP, de l'évolution annuelle et de l'homothétie du tarif des ELD avec le tarif de GRDF ?

## **3.2 Régulation incitative à la maîtrise des coûts**

### **3.2.1 Régulation incitative des charges d'exploitation**

#### **3.2.1.1 Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation**

Le tarif ATRD5 des ELD prévoit que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis, font l'objet d'une incitation à 100 % : la CRE fixe une trajectoire pour la période tarifaire, et tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice de l'ELD concernée.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a proposé de reconduire la régulation incitative des charges nettes d'exploitation actuellement en vigueur tout en considérant qu'il est indispensable de repartir, pour la prochaine période tarifaire, du niveau de productivité atteint par les opérateurs pendant la période tarifaire précédente.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique était favorable ou favorable avec réserves à la proposition de la CRE. Ces acteurs considéraient que le mécanisme actuellement en vigueur permettait d'inciter efficacement les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs charges d'exploitation. Certains acteurs considéraient que l'effort de productivité devait cependant rester raisonnable. Seul un acteur était défavorable à la reconduction de la régulation incitative des charges nettes d'exploitation. Les incitations étaient, selon lui, toujours faites sur des critères financiers au détriment du critère social et des effectifs.

La CRE envisage, comme pour les tarifs ATRD6 de GRDF et TURPE 6 d'Enedis, de reconduire le principe de régulation incitative des charges nettes d'exploitation au vu du bilan positif sur les dix dernières années et de l'appréciation favorable des acteurs. La CRE tiendra compte du niveau de productivité atteint par les ELD pendant la période de leur tarif ATRD5 pour définir les trajectoires tarifaires pour leur tarif ATRD6.

#### **3.2.1.2 Couverture au CRCP de certains postes**

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes.

Comme indiqué au 3.1.3 de la présente consultation, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés.

Dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE a présenté les principes qu'elle envisageait de retenir pour les prochains tarifs d'infrastructures concernant l'incitation des différents postes de charges et de produits. Ainsi, la CRE considèrerait que l'intégration d'un poste au CRCP devrait être appréhendée notamment à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes ont été largement partagés par les contributeurs à la consultation publique.

Par ailleurs, la CRE considère que le traitement tarifaire ne peut se résumer à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Ainsi, pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, la CRE considère qu'il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

De manière générale, la CRE envisage de retenir, pour le tarif ATRD6 des ELD, les mêmes règles que pour le tarif ATRD6 de GRDF.

Ainsi, la CRE envisage pour la période ATRD6 de maintenir les modalités de couverture au CRCP en vigueur pour le tarif ATRD5 des ELD pour les postes suivants :

- **pour les postes de charges et assimilés :**
  - les charges de capital « réseaux », prises en compte à 100 % ;
  - les charges relatives à la contrepartie versées par les ELD aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique, selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017<sup>11</sup>, prises en compte à 100 % ;
  - les charges générées par les impayés à compter de l'année 2018 d'une part, et sur la période antérieure à l'année 2018 hors tarif réglementé de vente (TRV) d'autre part, prises en compte à 100 % ;
  - les charges relatives aux projets de comptage évolué pour les ELD concernées, sous réserve de l'approbation par les ministres des projets de comptage des ELD (cf. § 4.4) ;
  - les charges relatives aux pertes et différences diverses prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé. Contrairement à GRDF, les ELD ne seraient pas incitées sur leurs pertes, cependant, la CRE envisage l'introduction d'un indicateur de suivi sur ce poste (cf. § 3.3.3.1) ;
- **pour les postes de recettes et assimilés :**
  - les revenus perçus par les ELD sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution, pris en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
  - les pénalités perçues par les ELD pour les dépassements de capacités souscrites pour les consommateurs bénéficiant des options T4 et TP, reversées à 100 %, de façon à assurer la neutralité financière pour les ELD du système de pénalités ;
  - les revenus perçus par les ELD sur les participations de tiers et les recettes générées par les autres prestations récurrentes facturées aux fournisseurs pour les clients concernés (par exemple, les locations de compteur) dites « recettes extratarifaires non incitées », pris en compte à 100 %. En effet, les revenus correspondants sont d'un montant significatif, les volumes de réalisation sont difficilement prévisibles et une part importante des coûts correspondants est générée par des dépenses d'investissement couvertes à travers le CRCP ;
  - les revenus perçus par les ELD sur les autres prestations annexes en cas d'évolution des tarifs de ces prestations en cours de période tarifaire, pour neutraliser l'effet du changement de tarif sur le revenu des ELD, lorsque cette évolution est différente de celle issue des formules d'indexation annuelle des tarifs des prestations ;
- **les incitations financières générées par les mécanismes de régulation incitative :**
  - de la qualité de service, pour tous les indicateurs concernés, afin de permettre le reversement aux utilisateurs du réseau des pénalités en cas de non-atteinte du niveau de qualité de service fixé, ou le versement aux ELD des bonus en cas de dépassement des objectifs (cf. § 3.3.3) ;
  - les incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative pour le développement d'un portail fournisseur pour les ELD concernées (cf. § 3.4.3) ;
  - les incitations financières générées par les projets de comptage évolué pour les ELD concernées (cf. § 3.6) ;
  - la CRE n'envisage pas de modification dans la prise en compte des charges d'exploitation de R&D des opérateurs concernés. Ces charges font l'objet d'un traitement particulier (cf. § 3.4.1) : une trajectoire dédiée est déterminée pour la période tarifaire et en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par l'opérateur est effectué en prenant en compte l'inflation réelle. Si l'opérateur a dépensé moins que la trajectoire prévisionnelle, l'écart est restitué aux utilisateurs. Si l'opérateur a dépensé davantage que la trajectoire prévisionnelle, l'écart reste à la charge de l'opérateur.

**La CRE propose par ailleurs d'étendre le mécanisme du CRCP aux postes suivants :**

- les charges de capital « hors réseaux », qui faisaient l'objet d'une régulation spécifique que la CRE propose de supprimer pour les ELD de gaz (cf. § 3.2.2.2) ;

<sup>11</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-238 du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80 % au CRCP ;
- les coûts échoués ou les moins-values de cession traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture, couverts à 100 % au CRCP ;
- les revenus perçus par les ELD sur les termes tarifaires liés aux souscriptions de capacité journalière et sur le terme proportionnel à la distance au réseau de transport, pris en compte à 100 % au CRCP ;
- les revenus perçus par les ELD au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane, pris en compte à 100 % ;
- le reversement effectué par les ELD aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) au titre de la part du terme d'injection biométhane collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution destinée à couvrir les OPEX associés aux rebours des GRT, pris en compte à 100 % au CRCP.
- les charges relatives aux actions de développement de la concurrence sur le territoire des ELD (cf. § 3.4.3) ;
- les éventuelles pénalités générées par le mécanisme de régulation incitative sur l'innovation à l'externe (cf. § 3.4.3) ;
- pour GreenAlp, les incitations financières à la maîtrise des coûts d'investissements (cf. § 3.2.2.3).

**Enfin, la CRE envisage de ne pas de retenir les demandes suivantes formulées par certaines ELD :**

- prise en compte des charges d'exploitation relatives à la reprise en concession des canalisations amont compteur n'appartenant pas au réseau de distribution : la CRE n'est pas favorable à cette évolution, ces charges étant normalement connues par les ELD et donc prévisibles et maitrisables. Néanmoins, la CRE se laisse la possibilité de reprendre les charges prévisionnelles en question (cf. § 4.1.2.3) au cas où le projet de loi dite « 3DS » ne serait pas adopté ;
- prise en compte des revenus du catalogue de prestations perçus au titre des prestations dédiées aux unités d'injection de biométhane : la CRE n'est pas favorable à cette prise en compte, les tarifs et les volumes de cette prestation étant prévisibles et maitrisables.

**Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le tarif ATRD6 des ELD ?**

## **3.2.2 Régulation incitative des investissements**

### **3.2.2.1 Coûts unitaires des investissements dans les réseaux**

Afin d'assurer l'optimisation des coûts des investissements dans les réseaux, le tarif ATRD5 de GRDF a introduit un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux. Les actifs concernés par le mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » en sont exclus. Ce mécanisme a été prolongé pour la période ATRD6 pour GRDF. Afin d'appliquer ce mécanisme de coûts unitaires, les ouvrages de réseaux sont regroupés en catégories d'ouvrages ayant un coût unitaire relativement homogène et stable.

Le tarif ATRD4 avait quant à lui introduit un autre mécanisme d'incitation (pour Régaz-Bordeaux et R-GDS) et de suivi (pour les autres ELD) des coûts de leurs programmes d'investissements. Le tarif ATRD5 des ELD a adapté ce mécanisme pour les ELD desservant plus de 100 000 consommateurs (Régaz-Bordeaux et R-GDS) afin de suivre leurs coûts unitaires, selon les mêmes catégories d'ouvrages que GRDF et a supprimé le suivi des d'investissements pour les 7 autres ELD disposant d'un tarif spécifique.

Ce suivi des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux réalisés par Régaz-Bordeaux et R-GDS avait pour objectif d'apprécier chaque année l'efficacité des investissements dans les réseaux réalisés par ces ELD, quels que soient le volume de chantiers et la quantité d'ouvrages mis en service par chaque ELD au cours de la période ATRD5.

Pour les années 2018 à 2020, Régaz-Bordeaux et R-GDS ont transmis pour chaque catégorie d'ouvrage les données définitives :

- de la valeur totale des ouvrages mis en service (en euros) ;
- du nombre total de chantiers réalisés correspondant à ces mises en service ;
- de la longueur totale des canalisations concernées ou du nombre total d'unités pour ces mises en service.

L'analyse de ces données de suivi met en évidence, dans l'ensemble, un nombre limité d'affaires, et des montants d'investissements moyens trop variables d'une année à l'autre pour pouvoir définir un niveau de référence des dépenses d'investissements dans les réseaux des opérateurs.

A ce stade, la CRE estime ne pas disposer d'un historique suffisant pour introduire une incitation sur les coûts unitaires d'investissements dans les réseaux de Régaz-Bordeaux et R-GDS. Néanmoins, la CRE estime pertinent de poursuivre les travaux avec les opérateurs pour compléter l'analyse et envisager de maintenir le suivi de coûts unitaires d'investissements dans les réseaux pour ces deux opérateurs.

### 3.2.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »

Dans sa délibération du 21 décembre 2017, la CRE avait introduit un mécanisme de régulation incitative sur les investissements « hors-réseaux », comprenant notamment les actifs immobiliers et de véhicules. Ce mécanisme avait pour objectif d'inciter les ELD gazières à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation, sur le modèle du mécanisme mis en place pour GRDF dès la période ATRD5.

Dans leurs demandes tarifaires ATRD6, les ELD gaz du SPEGNN ont critiqué ce mécanisme incitatif. Elles considèrent que cette régulation est disproportionnée par rapport aux montants engagés, et qu'elle ne permet pas d'optimisation réelle entre CAPEX et OPEX (ex. entre acquisition de véhicules ou *leasing* de flotte), l'arbitrage procédant d'éléments opérationnels. Elles ont ainsi demandé la prise en compte totale des charges de capital au CRCP, comme en période tarifaire ATRD4 des ELD.

Dès lors, compte tenu des faibles montants d'investissements hors-réseaux chez les ELD, la CRE considère qu'il n'est pas opportun de maintenir un mécanisme qui n'a pas prouvé son efficacité. La CRE propose ainsi sa suppression pour le tarif ATRD6 des ELD.

### 3.2.2.3 Incitation spécifique à la maîtrise des investissements de GreenAlp

Dans un contexte marqué par une forte baisse des consommations de gaz dans le périmètre de desserte de cette ELD, GreenAlp prévoit une forte augmentation de ses investissements. La CRE envisage d'introduire un mécanisme visant à inciter GreenAlp à maîtriser et à prioriser ses dépenses d'investissements, afin de limiter les hausses tarifaires à venir et réduire le risque de coûts échoués. Ce mécanisme consisterait à définir une enveloppe pluriannuelle qui constituerait un plafond au-delà duquel les coûts d'investissements engagés ne seraient pas entièrement couverts. La CRE fixerait une enveloppe constituant un plafond d'investissements. GreenAlp serait incité à ne pas dépasser cette enveloppe et, donc, à maîtriser ses dépenses et à prioriser ses projets :

- si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire est inférieure à cette enveloppe, aucun malus ni bonus ne serait appliqué à GreenAlp ;
- en revanche, si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire dépasse l'enveloppe, alors un malus, à hauteur de 20 % du dépassement, serait appliqué à GreenAlp via le CRCP. Néanmoins, les investissements intègreraient la BAR à leur valeur réelle.

Question 8 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées pour la régulation incitative des investissements des ELD ?

## 3.3 Régulation incitative de la qualité de service

La régulation incitative de la qualité de service des ELD a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de distribution dans les domaines jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché du gaz.

### 3.3.1 Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur

Afin d'assurer le maintien et l'amélioration du niveau de qualité de service offert par les ELD, un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service a été mis en place par les tarifs ATRD3 des ELD, entrés en vigueur au 20 juillet 2009, adapté à la taille et aux contraintes des opérateurs (nombre et nature des indicateurs, fréquence de publication, niveaux des objectifs et des incitations financières).

Les tarifs ATRD5 des ELD, entrés en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2018, ont reconduit ce cadre de régulation en procédant à des ajustements visant à la fois à une simplification du mécanisme et à une extension des incitations financières à des indicateurs concernant la qualité de service rendu aux consommateurs finals (délai de mise en service ou qualité de la relève par exemple), en cohérence avec les orientations retenues dans le tarif ATRD5 de GRDF. Les ELD disposant d'un tarif spécifique suivent jusqu'à 16 indicateurs, parmi lesquels entre 5 et 7 sont incités financièrement selon les ELD. Ces indicateurs ont été fixés par la CRE, après une large consultation des acteurs de marché, dans l'objectif d'améliorer la qualité de service et de favoriser le bon fonctionnement du marché au vu des enjeux de la période. Ils peuvent être communs à l'ensemble des ELD (le taux de relevés semestriels (6M) sur index réels (relevés ou auto-relevés) et le taux de réponse aux réclamations de fournisseurs et de consommateurs dans les délais par exemple) ou spécifiques à certaines (indicateurs relatifs aux mises en service ou au portail fournisseur par exemple).

Ils portent sur les thèmes suivants :

- les devis et les interventions (4 indicateurs) ;
- la relation avec les consommateurs (4 indicateurs) ;
- la relation avec les fournisseurs (3 indicateurs) ;
- la relève et la facturation (5 indicateurs).

Les résultats de ces indicateurs sont publiés par les ELD sur leurs sites internet en version publique. En complément, depuis 2016, chaque ELD élabore et publie sur son site internet un rapport annuel qui apporte un éclairage qualitatif sur les résultats des indicateurs de qualité de service.

Par ailleurs, les ELD au tarif commun sont incitées à respecter leurs rendez-vous planifiés, en versant une indemnité directement au consommateur en cas de défaut.

La liste détaillée des indicateurs pour chaque ELD sur la période ATRD5 est présentée en annexe.

### **3.3.2 Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRD5 des ELD**

Entre 2018 et 2020, la performance des 9 ELD sur les indicateurs incités financièrement s'est maintenue à un haut niveau de qualité de service, atteignant globalement les objectifs fixés par la CRE. La CRE relève sur la période ATRD5 des ELD :

- des bons résultats des ELD pour les indicateurs liés à la relation fournisseur et consommateur avec 6 ELD présentant un taux de réponse aux réclamations dans les délais égal à 100% ;
- des résultats satisfaisants des 5 ELD incitées pour assurer la disponibilité du portail avec des taux fluctuants autour de l'objectif de référence fixé à 99,5% ;
- une progression des résultats concernant le respect des délais de réalisation des prestations demandées pour 3 ELD (mises en service et mises hors service pour Régaz, R-GDS et GreenAlp) avec des objectifs globalement atteints sur la période ;
- une marge de progression concernant le taux de relevés semestriels (6M) sur index réels face aux évolutions très fluctuantes de certaines ELD pour cet indicateur (Régaz-Bordeaux, GreenAlp, Gedia et Veolia Eau) comme l'illustrent les graphiques ci-dessous ;
- une dégradation conjointe des résultats en 2020 sur tous les indicateurs, en raison des effets de la crise sanitaire.

On assiste toutefois à quelques disparités entre les performances des ELD :

- 4 ELD (Sorégies, Caléo, Gaz de Barr et Vialis) présentent d'excellents résultats qui restent supérieurs à l'objectif de référence pour les indicateurs sur lesquels ils sont incités financièrement (hors disponibilité du portail client) ;
- Régaz-Bordeaux et R-GDS affichent une plutôt bonne performance en dépassant toujours l'objectif de référence, excepté sur le taux de relevés semestriels (6M) sur index réels et le taux de réponse aux réclamations dans les délais ;
- les évolutions de Gedia et Veolia Eau sont assez fluctuantes sur les indicateurs concernés, ce qui conduit à passer plusieurs fois sous l'objectif de référence ;
- GreenAlp subit sur la période des baisses ponctuelles qui dégradent sa performance, notamment pour le taux de réponse aux réclamations des fournisseurs dans les délais, ainsi que les taux de mises en service et mises hors service réalisées dans les délais.

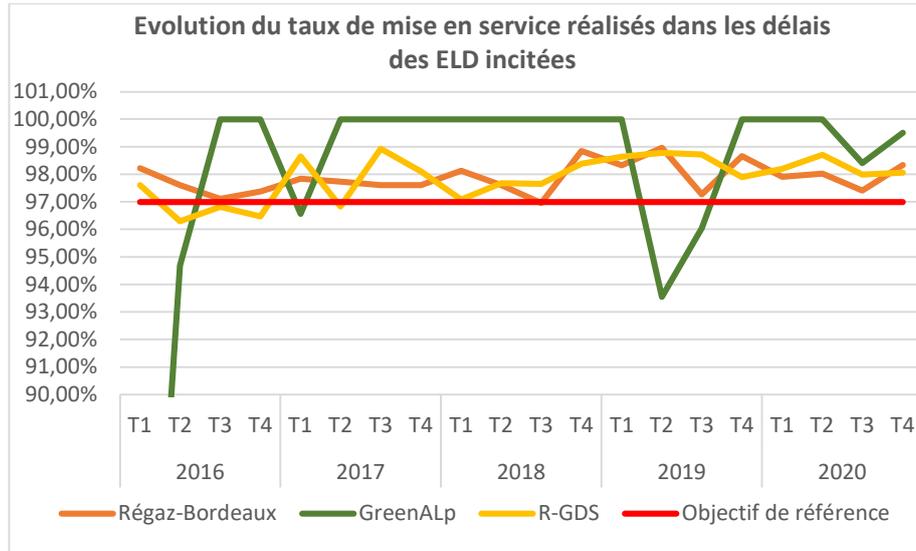


Figure 1 : Evolution du taux de mises en service réalisées dans les délais des ELD incitées

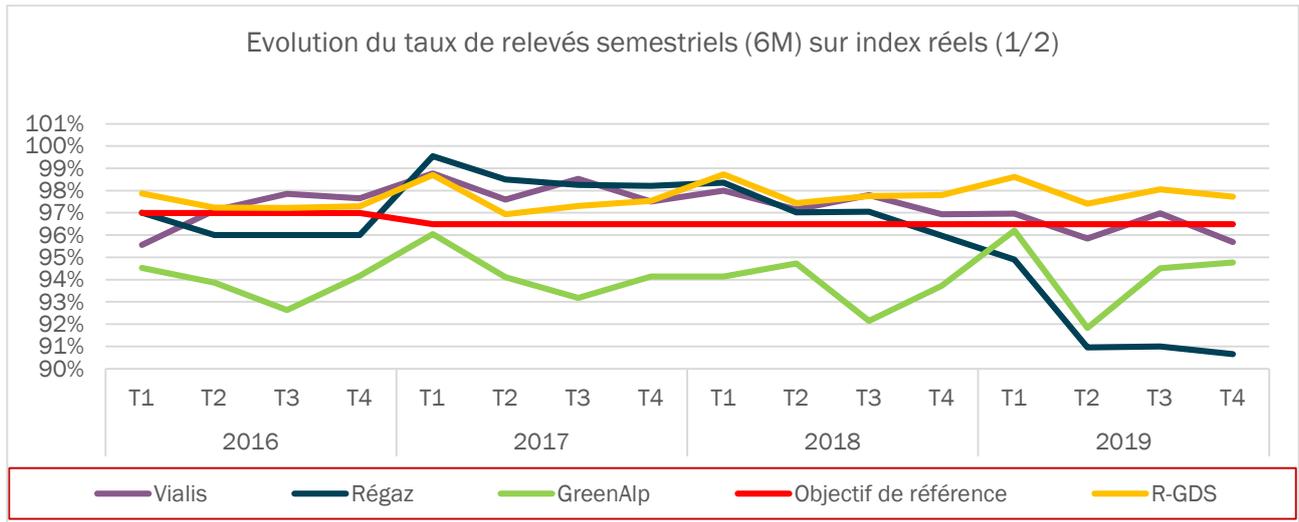
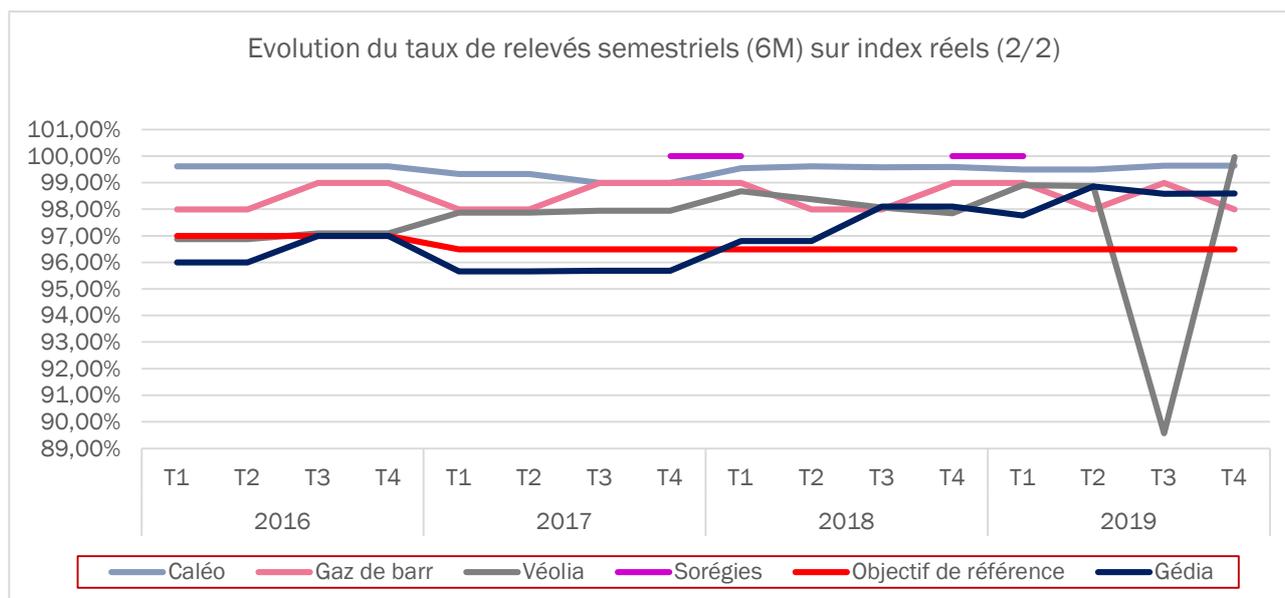


Figure 2 : Evolution du taux de relevés semestriels (6M) sur index réels de Régaz-Bordeaux, Vialis, GreenAlp et R-GDS



**Figure 3 : Evolution du taux de relevés semestriels (6M) sur index réels de Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau, Sorégies et Gédia**

Depuis 2010, l'amélioration de la performance des ELD leur a permis de bénéficier de bonus financiers variables au cours des années, selon les performances sur les indicateurs incités au regard des niveaux d'exigence demandés par la CRE. Plus précisément, sur la période ATRD5 des ELD, le montant global des incitations financières obtenues par les ELD est positif et croissant (hors 2020).

La régulation incitative de la qualité de service de l'ensemble des ELD a ainsi généré un bonus global d'environ 119 k€ sur la période 2018-2020, hors second trimestre 2020 pour l'indicateur de relève suite à la délibération n° 2021-105 du 25 mars 2021<sup>12</sup>.

Les principaux indicateurs expliquant ce résultat sont :

- Taux de mises hors service réalisées dans les délais demandés : + 24,3 k€ ;
- Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés : + 15,3 k€ ;
- Taux de relevés semestriels (6M) sur index réels : + 44,6 k€
- Taux de disponibilité du portail Fournisseur : + 37,4 k€.

### 3.3.3 Evolution du dispositif de régulation incitative de la qualité de service

Pour la période tarifaire à venir, la CRE envisage de conserver le cadre de régulation incitative de la qualité de service des ELD mis en place durant le tarif ATRD5 des ELD. Toutefois, la CRE propose une évolution de son périmètre afin de notamment prendre en compte l'objectif d'ouverture à la concurrence sur le marché de masse fixé par la CRE dans la délibération du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD.

#### 3.3.3.1 Evolution de périmètre

La CRE envisage ainsi d'inciter financièrement l'indicateur relatif au taux de changement de fournisseur réalisé dans les délais (indicateur uniquement suivi jusqu'ici), au vu de son impact potentiel sur l'ouverture à la concurrence sur le territoire des ELD.

La CRE envisage par ailleurs d'introduire deux nouveaux indicateurs relatifs à l'ouverture à la concurrence sur le territoire des ELD :

- le taux de flux communs validés en GTo SI GRD gaz, implémentés dans les délais demandés ;
- le taux de webservices communs validés en GTo SI GRD gaz, implémentés dans les délais demandés.

<sup>12</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mars 2021 portant communication sur les effets pour l'année 2020 de la crise COVID-19 pour les opérateurs de réseaux.

Le GTo SI GRD gaz est un groupe de travail réunissant les fournisseurs et les ELD gaz et vise notamment l'harmonisation de flux et de webservices entre les GRD. De manière concertée, il arrête ainsi une liste de flux et webservices nécessaires aux fournisseurs et fixe des délais aux GRD pour implémenter ces flux. L'objectif des deux indicateurs serait donc de s'assurer que les GRD respectent bien ces calendriers d'implémentation et implémentent 100% des flux communs et webservices validés en GTo SI GRD gaz dans les délais.

En cas de non-respect de ces délais d'implémentation, pour l'indicateur relatif au taux de flux communs comme pour l'indicateur relatif au taux de webservices, la CRE envisage des pénalités de :

- 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence avec une valeur plancher des incitations de - 50 000 € pour les GRD desservant plus de 100 000 clients que sont Régaz-Bordeaux et R-GDS ;
- 150 € par point en-dessous de l'objectif de référence avec une valeur plancher des incitations de - 15 000 € pour les GRD desservant moins de 100 000 clients que sont GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies.

Les modalités détaillées d'application envisagées de ces indicateurs sont décrites en annexe.

**Question 9 :** Êtes-vous favorable à l'introduction de ces indicateurs incités sur les thématiques de l'ouverture à la concurrence sur le territoire des ELD ?

Par ailleurs, dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRD6 des ELD et en cohérence avec les évolutions du tarif ATRD6 de GRDF, la CRE envisage d'introduire le suivi de cinq nouveaux indicateurs en plus de ceux déjà existants :

- le délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane ;
- le nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations de biométhane ;
- le nombre de fuites de méthane émises dans l'atmosphère ;
- les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère rapportées à l'énergie acheminée ;
- les montants associés aux volumes de pertes pour les ELD de gaz qui ont la responsabilité de leurs pertes<sup>13</sup>.

Par ailleurs, la CRE envisage la suppression de l'incitation relative au taux de disponibilité du portail fournisseur pour les ELD incitées à développer un portail fournisseur durant la période précédente, au vu des recommandations et demandes relatives à la modernisation et l'harmonisation des systèmes d'information des ELD contenues dans la délibération de la CRE du 10 juin 2021 et qui doivent, notamment, aboutir à la mise en place rapide de portails communs.

**Question 10 :** Êtes-vous favorable à la suppression de l'incitation relative au taux de disponibilité du portail fournisseur pour les ELD incitées à développer un portail fournisseur et à l'introduction des indicateurs sur le délai de réponse aux études détaillées, le nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations de biométhane, le nombre de fuites de méthane, les émissions de gaz à effet de serre et les montants associés aux volumes de pertes pour les ELD qui ont la responsabilité de leurs pertes ?

**Question 11 :** En vue d'une simplification du dispositif de régulation incitative de la qualité de service, identifiez-vous des indicateurs qu'il serait pertinent de supprimer pour la période ATRD6 des ELD ?

### 3.3.3.2 Evolution du mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités

Pour le tarif ATRD6 des ELD, la CRE suggère de reproduire le mécanisme du tarif ATRD5 des ELD qui consiste à fixer un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur paierait une pénalité et au-dessus duquel il percevrait un bonus. Ce système permet à l'opérateur de rester mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau de performance atteint. L'objectif de référence serait identique pour l'ensemble des ELD et serait fondé sur la moyenne pondérée des performances des ELD sur les deux années précédentes. Le détail des incitations prévues par la CRE figure en annexe 1.

<sup>13</sup> Les pertes et différences diverses correspondent à la différence entre les quantités livrées par les gestionnaires du réseau de transport (GRT) en entrée du réseau de distribution et les quantités effectivement facturées aux consommateurs sur ce réseau. Elles proviennent des pertes techniques (fuites, remplissage des réseaux neufs...), de la marge d'imprécision du comptage gaz et conversion des volumes lus sur le compteur et enfin des pertes non techniques (fraudes, erreurs de relevé, etc.)

Pour l'ensemble des indicateurs financièrement incités précédemment cités, les objectifs de référence ont été déterminés afin d'inciter les ELD à améliorer leurs résultats au-delà des performances moyennes observées sur la période précédente. Pour les indicateurs qui n'étaient jusqu'alors pas incités financièrement mais uniquement suivis, ils ont été établis sur la base des performances des ELD concernées et en fonction d'un niveau jugé satisfaisant pour le bon fonctionnement du marché (cf tableau ci-dessous).

Indicateur	ELD concernées	Objectif de référence	Résultat global (2017-2019)	Résultat global pondéré (2017-2019)	Proposition d'objectif de référence ATRD 6
Taux de MES réalisées dans les délais	Régaz-Bordeaux / R-GDS / GreenAlp	97%	98,30%	98,02%	98%
Taux de MHS réalisées dans les délais	Régaz-Bordeaux / R-GDS / GreenAlp	98%	99,17%	99,48%	99%
Taux de relevés semestriels (6M) sur index réels	Ensemble	96,50%	97,55%	96,50%	97,50%
Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les délais	Ensemble	100%	98,15%	92,81%	100%
Taux de réponse aux réclamations des consommateurs dans les délais	Ensemble	100%	97,28%	93,23%	100%
Taux de disponibilité du portail client	Vialis / R-GDS / GreenAlp / Sorégies / Gedia / Régaz-Bordeaux	99,50%	99,86%	99,84%	99,50%
Nombre de RDV planifiés non respectés par le GRD	Ensemble	0	0,36	0,36	0
Taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais	Ensemble				100%
Taux de flux communs implémentés	Ensemble				100%
Taux de web-services implémentés	Ensemble				100%

Figure 3 : performance des ELD et proposition d'objectifs de référence

Question 12 : Êtes-vous favorable aux évolutions du mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités ?  
 Question 13 : Avez-vous d'autres remarques sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période du tarif ATRD6 des ELD ?

### 3.4 Régulation incitative de l'innovation et du développement de la concurrence

#### 3.4.1 Régulation de la R&D

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, la CRE attache une importance particulière au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique. Les gestionnaires de réseaux doivent pouvoir mener des projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer leurs outils d'exploitation de leurs réseaux. Ils se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Le tarif ATRD5 de GRDF a introduit un dispositif, prolongé par le tarif ATRD6, destiné à donner à GRDF les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux de demain. Le tarif ATRD5 des ELD a introduit un dispositif similaire pour les ELD. Ce mécanisme de régulation incitative concerne les dépenses de R&D y compris les dépenses pour les projets de type « smart grids » et pré-études pour les projets de comptage évolué des ELD et s'appuie, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D incitée de manière asymétrique : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;

- l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D, complété par un rapport public bisannuel.

Seules trois ELD (GreenAlp, Vialis et Gedia) ont une trajectoire non nulle de dépenses de R&D pour la période ATRD5 des ELD, comprise entre 8,5 et 15,3 k€ par an. Aucune de ces ELD n'a finalement engagé de dépenses de R&D entre 2018 et 2020. Si les montants alloués ne sont pas dépensés en 2021, ils seront donc restitués aux consommateurs.

Néanmoins, les ELD se disent satisfaites du dispositif et demandent sa reconduction. Deux ELD supplémentaires (Régaz-Bordeaux et R-GDS) ont d'ailleurs demandé des budgets de R&D dans leurs dossiers respectifs.

La CRE propose de prolonger le mécanisme de régulation incitative de la R&D actuel pour toutes les ELD. Les montants envisagés sont présentés au paragraphe 4.1.2.4.

Par ailleurs, la CRE a observé que certaines ELD envisageaient de développer des projets de R&D portant sur des thématiques communes. Afin d'inciter les ELD à mutualiser leurs coûts, la CRE envisage d'établir une enveloppe commune, pour chacun de ces projets, répartie entre les différents participants au projet (les modalités de répartition sont présentées au § 4.1.2.4). De plus, tout montant alloué dans le cadre d'un projet mutualisé dépensé sans démarche de mutualisation sera rendu aux consommateurs en fin de période via le mécanisme du CRCP.

### 3.4.2 Projets de réseaux intelligents

Un guichet *smart grids* a été mis en place pour les opérateurs d'électricité et a été dupliqué pour GRDF, dans le cadre de son tarif ATRD6, leur permettant d'obtenir en cours de période tarifaire des financements supplémentaires, notamment pour leurs projets de démonstrateurs *smart grids*. La CRE propose d'étendre ce guichet aux ELD, en adaptant son seuil de déclenchement à la taille des ELD.

Ainsi, les ELD pourraient demander une fois par an l'intégration à leur trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets. Cette intégration sera possible pour un ensemble de projets impliquant au total des charges d'exploitation annuelles supérieures à 150 k€ sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues à ce stade. Le cas échéant, des mécanismes de régulation incitative associée à ces projets pourront être introduits.

Question 14 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées pour le dispositif de régulation incitative de la R&D et le dispositif *smart grids* ?

### 3.4.3 Favoriser l'innovation à l'externe et le développement de la concurrence sur le territoire des ELD

Dans le contexte de la transition énergétique, le champ des obligations législatives et réglementaires incombant aux gestionnaires de réseaux évolue. Dans ce cadre, lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux opérateurs quant à la mise en place d'évolutions pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux. Or, les délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certaines des nouvelles actions requises par les textes ou demandées par la CRE ne sont pas toujours satisfaisants et parfois incompatibles avec le rythme de progression des innovations. La CRE considère que la mise en œuvre de ces actions dans les délais impartis est essentielle, dans un contexte marqué par des transformations rapides du système électrique et de ses usages.

Dans ses consultations publiques d'octobre 2019<sup>14</sup> et d'octobre 2020<sup>15</sup>, la CRE a interrogé les acteurs sur la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative sur le respect des délais d'exécution par les opérateurs de réseaux de certaines actions jugées prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché.

La majorité des acteurs ayant répondu favorablement à cette proposition dans ces consultations publiques, la CRE a mis en place dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT et du TURPE 6 HTB un dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par Enedis et RTE d'actions identifiées comme « prioritaires », qui repose sur une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif, un délai d'exécution associé à chacune de ces actions et le versement de pénalité en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis.

<sup>14</sup> Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité (<https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-aux-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite>)

<sup>15</sup> Consultation publique n° 2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

La CRE envisage de mettre en place ce même mécanisme pour les ELD gaz, avec :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif et pouvant être menées conjointement par plusieurs ELD : afin de disposer de la réactivité nécessaire à l'innovation, cette liste d'actions prioritaires ne serait pas figée en début de période tarifaire et pourra être alimentée pendant toute la période du tarif ATRD6 des ELD en cohérence avec des évolutions législatives et réglementaires, les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché ;
- un délai d'exécution associé à chacune des actions, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes, ou établi en concertation avec les ELD gaz et les acteurs de marché lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- la non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux et au bon fonctionnement du marché entraînerait le versement de pénalités en cas de non-respect des délais d'exécution : la CRE envisage une pénalité calculée de manière mensuelle, dont le montant serait progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants envisagés au global à ce stade sont les suivants :
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 2 500 €/mois de retard est appliquée ;
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée à 5 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 6ème mois ;
  - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 10 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 12ème mois ;
  - le montant global de l'ensemble des pénalités versées par les ELD serait plafonné à 200 000 € par an.
- une répartition des montants des pénalités entre les ELD aux tarifs spécifiques, lorsque les actions ayant vocation à intégrer ce mécanisme impliquent l'ensemble des ELD. La répartition des montants est détaillée en annexe 2.

A ce stade, la CRE considère que les actions prioritaires pourraient porter notamment sur le développement de la concurrence sur le territoire des ELD. La délibération de la CRE du 10 juin 2021<sup>16</sup> recommande en effet aux ELD gaz de développer un projet de portail commun, dont le calendrier de développement devra être présenté à la CRE avant la fin de l'année 2021.

Aussi, une fois ce calendrier remis, la CRE envisage d'intégrer dans ce mécanisme de régulation incitative, les actions relatives au développement du portail commun :

**Question 15 :** Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires qui pourraient être intégrées au mécanisme ?

### **3.5 Régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz**

Les ELD ont mis en place depuis 2009 des actions visant à enrayer les baisses constatées du nombre d'utilisateurs des réseaux de distribution de gaz naturel. Le souhait de continuer de mener, voire d'intensifier, ce type d'actions au cours de la prochaine période tarifaire a été exprimé par l'ensemble des ELD. Les actions concernées poursuivent l'objectif de favoriser le raccordement de nouveaux consommateurs et d'inciter les consommateurs déjà utilisateurs du réseau de gaz à continuer de l'utiliser. Les coûts de réseau (base d'actifs, frais de personnel, entretien et maintenance, etc.) étant très largement fixes, plus il y a d'utilisateurs du réseau de distribution, plus les coûts moyens par consommateur diminuent. En conséquence, le raccordement de consommateurs supplémentaires permet de diminuer le tarif, dans l'intérêt de l'ensemble des utilisateurs du réseau.

<sup>16</sup> Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD

Pour inciter les ELD à développer le nombre de consommateurs raccordés à leur réseau, la CRE a mis en place, depuis le tarif ATRD4 des ELD, une régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz. Cette incitation a évolué dans le temps pour prendre en compte le retour d'expérience des périodes passées et améliorer l'efficacité du dispositif. Pour la période ATRD5 des ELD, le mécanisme de régulation mis en place se fonde sur deux trajectoires d'évolution du nombre de consommateurs (avec et sans actions de développement) et incite les ELD à mener des actions de développement, au travers d'une double incitation :

- une *incitation naturelle*, constituée par la conservation par les ELD des écarts sur la part fixe du tarif (abonnement, souscription de capacités) des consommateurs (qui n'est pas au CRCP) entre les deux trajectoires ;
- un système de *bonus* permettant d'inciter à maximiser le nombre de consommateurs effectivement raccordés.

Le bilan financier pour les ELD de cette régulation incitative sur la dernière période tarifaire est le suivant :

	Incitation prévisionnelle en ATRD5 (k€/an)	Budget annuel moyen dépensé (k€/an)	Objectif de développement fixé dans le tarif (nb de clients)	Nombre de clients réalisés (écart par rapport à l'objectif en nbr de points)	Nombre de clients réalisés (écart par rapport à l'objectif en %)
Régaz-Bordeaux	845,0	246,8	12 086	22 032	+82%
R-GDS	857,0	777,1	8 743	12 140	+39%
GreenAlp	39	27,6	513	155	-70%
Vialis	205,0	11,0	2 210	1 988	-10%
Gedia	76,0	39,2	767	478	-38%
Gaz de Barr	68,0	18,1	752	905	+20%
Veolia Eau	42,0	-	445	621	+40%
Sorégies	46,0	65,5	479	386	-19%

Il est difficile de mesurer l'impact réel des actions menées sur l'évolution du nombre de consommateurs raccordés, l'évolution favorable constatée depuis 2017 étant également le fruit d'éléments conjoncturels plus favorables au gaz (réglementation RT 2012 par exemple). La totalité des budgets alloués à la promotion du gaz aux ELD n'a pas été dépensée, sans empêcher la moitié des ELD d'atteindre voire de dépasser leurs objectifs. La CRE constate également qu'il ne ressort pas de tendance claire entre les montants dépensés et l'atteinte des objectifs qui laisserait conclure positivement sur l'efficacité de ce mécanisme.

Par ailleurs, les orientations transmises à la CRE par le ministre de la Transition écologique et solidaire pour le tarif ATRD6 de GRDF préconisaient l'arrêt du dispositif de régulation incitative au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz. Après une longue consultation, la CRE a fait évoluer sensiblement le dispositif pour GRDF.

La CRE envisage également de faire évoluer le mécanisme incitatif actuel pour les ELD. Toutefois, le contexte législatif a évolué avec notamment l'adoption de la Règlementation environnementale 2020 (RE 2020), qui prévoit des mesures peu favorables aux raccordements de nouveaux consommateurs aux réseaux de gaz naturel.

Dans ces conditions, la CRE envisage à ce stade les deux orientations suivantes :

- soit, considérant le risque de coûts échoués à long terme dans un contexte de baisse de la consommation de gaz mais également le risque d'augmentation forte du tarif en cas de baisse rapide du nombre de consommateurs raccordés au gaz, une réplique des orientations retenues pour le tarif ATRD6 de GRDF avec :
  - la conservation uniquement de la part fixe du tarif hors CRCP, ce qui permettrait aux ELD de continuer à être incitées sur le nombre de consommateurs raccordés ;
  - l'attribution de crédits qui porteraient uniquement sur les actions d'animation de filière et de conversion fioul-gaz ou charbon-gaz et seraient justifiées par la réduction immédiate des émissions de CO2 ;
- soit une suppression complète des mesures incitatives au développement du nombre de clients avec :
  - l'inscription au CRCP de la part fixe du tarif hors CRCP ;

- o la non couverture des coûts de développement du nombre de clients au regard de l'évolution du contexte au cours des deux dernières années.

Question 16 : Privilégiez-vous le maintien, ou la suppression d'un budget de développement du nombre de consommateurs ?

Question 17 : Le cas échéant, partagez-vous l'orientation de la CRE, qui consiste à retenir le même périmètre d'actions que pour l'ATRD6 de GRDF ?

### **3.6 Régulation incitative associée aux projets de comptage évolué des ELD**

Parmi les 9 ELD disposant d'un tarif spécifique, la CRE a fixé un cadre de régulation incitative associé aux projets de comptage évolué de deux ELD de gaz naturel, à savoir : Régaz-Bordeaux et GreenAlp, qui représentent respectivement 230 000 compteurs pour Régaz-Bordeaux et 45 000 compteurs pour GreenAlp à la suite de l'approbation des ministres en charge respectivement de l'économie et des finances, et de la transition écologique et solidaire le 7 juin 2019.

Le cadre de régulation applicable à ces deux projets de comptage est défini dans les délibérations de la CRE n° 2020-39<sup>17</sup> en date du 27 février 2020 et n° 2020-089<sup>18</sup> en date du 7 mai 2020.

A la suite des travaux portant sur la mutualisation du déploiement des projets de comptage évolué sur le territoire des ELD<sup>19</sup> de gaz (cf. § 4.4), R-GDS, représentant près de 105 000 compteurs, a indiqué à la CRE sa volonté de lancer le déploiement des systèmes de comptage évolué sur son territoire.

La CRE a organisé, du 4 février au 4 mars 2021, une consultation publique portant, d'une part, sur le projet de comptage évolué de R-GDS, et d'autre part, sur la mise en œuvre d'une régulation incitative pour l'ensemble des projets de comptage évolué des ELD disposant d'un tarif spécifique<sup>20</sup>. Les acteurs ayant répondu à cette consultation sont, dans leur majorité, favorables à reprendre le cadre de régulation des projets de comptage existants pour les futurs projets de comptage des ELD.

Dans sa délibération du 25 mars 2021<sup>21</sup>, la CRE a présenté ses orientations sur les modalités de mise en œuvre d'une régulation incitative de l'ensemble des projets de comptage des ELD de gaz disposant d'un tarif spécifique. Dans une autre délibération du même jour<sup>22</sup>, la CRE a proposé, aux ministres chargés de l'énergie et de la consommation d'approuver le lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel de R-GDS.

Par ailleurs, à la suite de ces délibérations entre les mois d'avril et mai 2021, la CRE a reçu 13 dossiers de projet de comptage évolué de gaz naturel, dont 5 venant d'ELD disposant d'un tarif spécifique qui sont : Caléo, Gaz de Barr, Gedia, Sorégies et Vialis.

Le cadre de régulation incitative associé aux projets de comptage des ELD disposant d'un tarif spécifique 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, l'ELD 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 l'ELD au titre de la régulation incitative du projet de comptage évolué ne pourra pas excéder 300 points de base de rémunération.

<sup>17</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>18</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>19</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.

<sup>20</sup> Consultation publique n° 2021-01 du 4 février 2021 relative au projet de déploiement des compteurs évolués de gaz naturel du GRD R-GDS et au cadre de régulation incitative des projets de comptage évolué des ELD de gaz naturel disposant d'un tarif spécifique.

<sup>21</sup> Délibération n° 2021-103 de la CRE du 25 mars 2021 portant orientation sur le cadre de régulation des systèmes de comptage évolué de gaz naturel des ELD disposant d'un tarif spécifique.

<sup>22</sup> Délibération n° 2021-102 de la CRE du 25 mars 2021 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution R-GDS.

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>23</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.

Pour chaque ELD concernée par le projet de déploiement de compteurs évolués, le cadre de régulation incitative associé est présenté en annexe 2.

**Question 18 :** Avez-vous une remarque sur la déclinaison du cadre de régulation des projets de comptage évolué des ELD de gaz détaillée en annexes ?

<sup>23</sup> Hors les éventuels bonus générés par la régulation de la performance du système de comptage.

## 4. NIVEAU TARIFAIRE

### 4.1 Charges d'exploitation (hors charges associées au projet de comptage évolué)

Les paragraphes suivants présentent :

- un bilan de la période tarifaire ATRD5 sur la base des réalisés des années 2018 à 2020 les charges réalisées de l'année 2021 n'étant pas connues à ce jour. C'est notamment sur la base de ce bilan que sont appréciées les trajectoires des différents postes de charges demandées par les ELD pour la période tarifaire ATRD6 ;
- la demande des ELD ainsi que les analyses préliminaires de la CRE, basées notamment sur les résultats d'un audit externe.

Ils traitent de l'ensemble des ELD disposant d'un tarif spécifique, à l'exception de Caléo qui n'a pas été en mesure de produire une demande tarifaire dans des délais compatibles avec l'audit. Un délai a donc été accordé à Caléo pour produire sa demande tarifaire pour la période ATRD6. Cette dernière sera adressée à la CRE début octobre 2021, et fera l'objet d'un audit spécifique des charges d'exploitation.

A l'issue de ces travaux, la CRE envisage de fixer le niveau des charges à couvrir pour Caléo au titre de la période ATRD6 dans une délibération spécifique qui sera prise au 1<sup>er</sup> trimestre 2021. En revanche, le cadre de régulation applicable à l'opérateur sera fixé en même temps que celui des autres ELD disposant d'un tarif spécifique.

#### 4.1.1 Bilan de la période ATRD5

Sur la période 2018-2020, le bilan des charges d'exploitation est le suivant :

Charges nettes d'exploitation (moyenne annuelle en k€ <sub>courants</sub> )	Délibéré*	Réalisé	Ecart réalisé /délibéré	Ecart en %
Régaz-Bordeaux	31 082	28 551	-2 531	-8%
R-GDS	21 054	19 571	-1 483	-7%
GreenAlp	7 482	7 478	-4	0%
Vialis	4 599	4 378	-221	-5%
Gedia	2 805	2 800	-5	0%
Gaz de Barr	2 653	2 470	-182	-7%
Veolia Eau	1 938	1 726	-212	-11%
Sorégies	567	832	265	47%

Pour 5 ELD, les charges d'exploitation réalisées ont été nettement inférieures aux charges d'exploitation couvertes par les tarifs : Régaz-Bordeaux, R-GDS, Vialis, Gaz de Barr et Veolia eau.

Pour 2 ELD, les charges d'exploitation réalisées ont été légèrement inférieures (Gedia et GreenAlp) aux charges d'exploitation couvertes par les tarifs.

Pour Sorégies, les charges d'exploitation réalisées ont été nettement supérieures aux charges d'exploitation couvertes par les tarifs.

Il convient de rappeler que le cadre tarifaire incite les opérateurs à être performants et à dépenser moins que leur trajectoire mais que la méthodologie de fixation des tarifs suivants, qui se fonde sur le réalisé, permet au consommateur de bénéficier de ces gains de performance dans la durée (cf. § 1.1.2.1).

#### 4.1.2 Demandes des ELD et analyses préliminaires de la CRE

##### 4.1.2.1 Démarche retenue par la CRE

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation, en laissant aux opérateurs les écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, les incite à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période ATRD5 doit être pris en compte pour établir le tarif ATRD6, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains dans la durée.

Pour ces raisons, la CRE a demandé aux ELD de gaz de présenter leur demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2020 et en décomposant chaque poste de la matrice tarifaire au premier euro. Néanmoins, le contexte de crise sanitaire a pu fausser le niveau réalisé en 2020 ce qui justifie, pour certains postes, de retenir pour la comparaison un niveau de référence différent du dernier réalisé (par exemple, le réalisé de 2019 ou la moyenne observée sur 2018-2020).

La CRE a sollicité le cabinet Schwartz & Co pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation des ELD de gaz. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2020. Les rapports de l'auditeur, fondés sur la demande initiale des ELD de gaz, sont publiés en même temps que le présent document de consultation publique.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des ELD gaz ainsi que de ses charges d'investissements « hors réseaux » constatés lors de la période ATRD5. Il analyse également en détail les éléments prévisionnels présentés par les opérateurs pour la période tarifaire à venir (période 2022-2025). Plus précisément, cet audit a pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2018-2020) et prévisionnelles (2022-2025) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRD6.

#### 4.1.2.2 Demandes des ELD

Les ELD ont transmis leurs prévisions de charges et produits d'exploitation pour la prochaine période tarifaire.

Seul Régaz-Bordeaux demande une trajectoire de CNE en baisse par rapport au niveau réalisé sur la période ATRD5<sup>24</sup>, qui s'explique principalement par une relative stabilité des charges de personnels et des impôts et taxes mais également par une hausse des recettes de productions immobilisées.

Pour les autres ELD, l'évolution à la hausse des charges d'exploitation repose principalement sur :

- les charges de personnels ;
- les consommations externes et plus particulièrement les services extérieurs entretien et maintenance.

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation présentées par les ELD pour la période ATRD6 2022-2025 sont les suivantes :

Charges nettes d'exploitation demandées (k€ <sub>courants</sub> )	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	30 327	29 433	30 037	30 451	30 767
R-GDS	19 536	22 542	21 891	22 283	22 663
GreenAlp	7 665	8 142	8 494	8 899	9 114
Vialis	4 520	4 924	5 455	5 683	5 906
Gedia	2 869	3 302	3 358	3 464	3 511
Gaz de Barr	2 532	2 606	2 718	2 804	2 870
Veolia Eau	1 715	1 885	1 966	2 015	2 076
Sorégies	758	834	660	1 070	1 032

La CRE a demandé aux ELD une mise à jour de leurs demandes tarifaires pour fin juin 2021, afin de prendre en compte les éventuelles informations nouvelles, publiques ou connues à cette date, susceptibles d'avoir des impacts à la hausse comme à la baisse sur les trajectoires tarifaires précédemment transmises. Seul R-GDS a fait une demande de mise à jour de son dossier tarifaire, ces mises à jour sont comprises dans les trajectoires présentées ci-dessus.

Ces trajectoires n'intègrent pas les coûts d'exploitation prévisionnels liés aux projets de comptage évolués de R-GDS, Vialis, Gedia, Gaz de Barr et Sorégies, dont le début du déploiement est prévu pendant la période tarifaire ATRD6 des ELD, ni celles associées aux projets de comptage de Régaz-Bordeaux et GreenAlp, dont le déploiement est déjà en cours. Ces trajectoires sont présentées au paragraphe 4.4.

<sup>24</sup> Hors années 2020 afin de neutraliser l'impact de la crise sanitaire

#### 4.1.2.3 Synthèse des résultats de l'audit

L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier tarifaire initial transmis par les ELD entre le 15 avril et le 20 mai 2021. A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé les ajustements suivants (hors charges de R&D et de développement)<sup>25</sup> sur la période du tarif ATRD6 :

Ajustements préconisés par l'auditeur sur les CNE (k€courants)	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	-496	-974	-1 207	-1 265
R-GDS	-608	-741	-806	-878
GreenAlp	-376	-546	-726	-821
Vialis	-406	-609	-722	-746
Gedia	-297	-303	-342	-348
Gaz de Barr	-42	-51	-101	-104
Veolia Eau	-10	-17	-44	-67
Sorégies	-14	-56	-83	-135

Les ajustements préconisés par l'auditeur sont de deux types :

- certains ajustements concernent des charges spécifiques à chaque ELD, pour lesquels l'ajustement a été décidé au cas par cas. C'est notamment le cas de la plupart des charges de consommations externes ou des effectifs. Les principaux ajustements spécifiques à chaque ELD sont présentés en annexes ;
- certains ajustements concernent des charges présentes chez toutes les ELD, et dont l'évolution répond à la même logique (par exemple, le contexte réglementaire ou législatif, la modification des taux d'imposition ou encore l'évolution de l'activité de distributeur de gaz naturel). Pour ces postes, les ajustements résultent d'une analyse transverse à l'ensemble des ELD et ont été appliqués de manière cohérente à l'ensemble des ELD concernées et sont présentés ci-après.

#### Hypothèses d'indexation :

Les postes de charges et de produits évoluent du fait de différents effets prix, détaillés par la suite, notamment de l'inflation. L'ensemble des ELD a construit sa demande tarifaire en se fondant sur les hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE :

En %	2021	2022	2023	2024	2025
Inflation	0,6	1,0	1,2	1,5	1,5

L'auditeur a conservé les chroniques d'inflation sous-jacentes à la demande des ELD. La CRE révisera les hypothèses d'inflation avant publication du tarif selon les dernières prévisions disponibles.

#### Intégration des conduites d'immeuble - conduites montantes (CICM) dans les concessions des ELD :

Le projet de loi dite « 3DS » prévoit en son article 49 de transférer la propriété de l'ensemble des CICM aux collectivités territoriales propriétaires des réseaux publics de distribution de gaz. Ces CICM seraient donc amenées à intégrer le périmètre du réseau exploité par les ELD.

<sup>25</sup> Ces charges ayant été analysées en parallèle par la CRE.

Sur la période ATRD6 des ELD, cette intégration au périmètre du réseau exploité implique de recenser les ouvrages et d'intégrer les données dans un outil de suivi, puis, à plus long terme de contrôler, d'entretenir voire de renouveler les conduites montantes, et donc de procéder aux études et au suivi des travaux associés. Cela occasionnera donc des OPEX (coûts de personnel, fournitures industrielles, prestations externes) et des CAPEX associés aux actifs concernés.

Les ELD sont inégalement touchées par cette mesure, certaines exploitant déjà l'intégralité des CICM au périmètre de leur concession (ex : Régaz-Bordeaux), d'autres devant en intégrer la majorité.

En tenant compte de la disparité des situations, l'auditeur a procédé à une analyse comparative des coûts d'intégration et d'exploitation de CICM entre les différentes ELD, ce qui l'a conduit à recommander un coût unitaire de 100€/CICM pour les 3 ELD présentant un coût unitaire supérieur à celui de la cohorte. GreenAlp (ajustement de -16k€/CICM, soit -14% du coût unitaire du projet), Gedia (-200k€/CICM, soit -66%) et Gaz de Barr (-95k€/CICM, soit -49%) ont été ajustées sur la base de cette analyse.

L'auditeur a ensuite ventilé ces ajustements sur les postes impactés (charges de personnel, prestations externes, fournitures industrielles...).

La CRE tient à souligner qu'il existe une forte incertitude sur la date d'entrée en vigueur du projet de loi dite « 3DS » et que son contenu n'est pas encore figé, dans la mesure où le projet de loi n'est pas encore passé devant l'Assemblée nationale. A ce titre, la CRE envisage de mettre en place un dispositif spécifique pour la couverture des charges liées aux CICM, tenant compte de ces incertitudes : les budgets alloués seraient ainsi récupérés en fin de période dans le cas où l'intégration des conduites ne serait finalement pas retenue.

#### **Installation de dispositifs de protection des branchements existants (DPBE) :**

Le projet d'installation de dispositifs de protection des branchements électriques (DPBE) résulte d'une recommandation du rapport ministériel de janvier 2020 sur « la sécurité des réseaux de distribution de gaz naturel » et est repris par le projet de modification de l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz. Il prévoit l'installation de DPBE sur l'ensemble des branchements existants pour limiter les risques d'incidents liés à des déboîtements de viroles.

Pour les ELD, cela suppose d'engager ou de poursuivre la géolocalisation des branchements en classe A, correspondant au niveau de précision le plus élevé, et de poser des DPBE sur l'ensemble de ces branchements au périmètre de leurs concessions. Cela donne lieu à des renforcements d'effectifs, à l'achat de DPBE, et le cas échéant à des investissements dans des logiciels spécifiques.

À la suite d'une analyse comparative, l'auditeur a validé les coûts de projets de la plupart des ELD et recommandé un coût unitaire du projet à 250€/DPBE pour GreenAlp et Régaz-Bordeaux. Ce montant correspond d'après l'auditeur aux bornes hautes acceptables au regard de l'historique des coûts supportés par l'ensemble des ELD. L'auditeur a ensuite ventilé cet ajustement sur les postes impactés chez GreenAlp (ajustement de -158k€ du coût du projet sur la période, soit -68%) et Régaz-Bordeaux (-620k€, soit -20%). A noter que pour Régaz-Bordeaux, ces dépenses sont intégrées dans les investissements réseaux, hors charges d'exploitation, car l'opérateur les comptabilise comme CAPEX et que l'auditeur n'a pas contesté cette pratique.

#### **Charges de personnel :**

En complément d'ajustements spécifiques à chaque ELD, concernant par exemple sa trajectoire d'effectifs, l'auditeur a analysé pour l'ensemble des ELD la cohérence entre la demande formulée et l'historique observé des taux de GVT+ (glissement, vieillesse, technicité), qui traduisent l'évolution des avancements, reclassements et ancienneté dans les entreprises. Les taux retenus pour la période ATRD6 ont été ajustés par l'auditeur pour retenir une valeur correspondant à la moyenne du taux de GVT+ pour toutes les ELD sur la période 2018-2020, soit 2,20%. Cela se traduit par un ajustement du GVT pour 6 ELD, et un ajustement global de leurs rémunérations principales de 330 k€/an en moyenne.

#### **Impôts et taxes :**

L'auditeur a vérifié la bonne prise en compte de la décroissance de 50% du taux d'imposition sur les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises (CFE) et la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) à partir de 2021, conformément à la loi de finances de 2021 suite à la crise sanitaire. Le cas échéant, il a ajusté les trajectoires des opérateurs en ce sens. Toutes les ELD ont été ajustées à la suite de cette analyse.

### Analyse de la productivité des opérateurs :

En complément de l'analyse poste à poste, l'auditeur a apprécié les charges et produits sur la base d'une analyse globale des CNE, en mesurant l'évolution de la productivité globale de chaque ELD au travers des CNE par kilomètre (km) de canalisation. L'auditeur a comparé le niveau de productivité réalisé sur la période 2018-2020 aux niveaux de productivité prévisionnels correspondant aux demandes tarifaires des ELD, ainsi qu'à la proposition ajustée de l'auditeur (à périmètre d'activité constant<sup>26</sup>).

Cette analyse a permis à l'auditeur de proposer pour trois ELD, une trajectoire cible d'efficacité globale sur la période ATRD6 par rapport à la productivité historique. Ainsi, des ajustements complémentaires ont été proposés pour GreenAlp (-3,8%, soit un ajustement de - 1 303 k€ sur la période), Gedia (-5%, soit un ajustement de - 687 k€ sur la période) et Veolia Eau (-1,2%, soit un ajustement de - 95 k€ sur la période).

#### 4.1.2.4 Ajustements complémentaires envisagés par la CRE

##### Ajustements sur les budgets de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel

En cohérence avec les éléments présentés dans le paragraphe 3.5, la CRE propose de procéder à un ajustement complémentaire sur les demandes des ELD concernant les budgets alloués au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel. Comme indiqué, deux solutions sont envisagées à ce stade sur les niveaux d'ajustements à retenir :

- la première solution consisterait à retenir une trajectoire nulle et donc un ajustement total du montant demandé par les acteurs ;
- la seconde solution serait l'allocation d'un budget réduit afin que les actions se recentrent uniquement sur l'animation de filière et la suppression, le plus rapidement possible, des installations fonctionnant au fioul ou au charbon. Les ajustements issus de cette solution sont illustrés dans le tableau ci-dessous et correspondent à la suppression notamment des aides directes aux consommateurs, prévues par les ELD dans leur dossier tarifaire :

Ajustements envisagés sur les charges de développement (k€ <sub>courant</sub> )	Moyenne annuelle demande tarifaire	Ajustement annuel moyen	
		Option « recentrage des actions de développement »	Option « suppression totale des actions de développement »
Régaz-Bordeaux	584	- 517	- 584
R-GDS	1 293	- 598	- 1 293
GreenAlp	121	- 121	- 121
Vialis	148	- 144	- 148
Gedia	71	- 28	- 71
Gaz de Barr	58	- 58	- 58
Veolia Eau	25	- 18	- 25
Sorégies	126	- 38	- 126

##### Ajustements sur les budgets de R&D

En cohérence avec les éléments présentés dans le paragraphe 3.4.1, la CRE propose de procéder à un ajustement complémentaire sur les demandes des ELD concernant les budgets alloués à la recherche et au développement. Ainsi, la CRE a déterminé deux projets qui sont susceptibles de faire partie d'une démarche de mutualisation :

- un projet d'injection d'hydrogène dans les réseaux proposé par Régaz-Bordeaux, R-GDS et Gedia.
- un projet pour déterminer le Pouvoir Calorifique Supérieur du gaz dans les réseaux dans le cadre du développement du biométhane proposé par Régaz-Bordeaux et Gedia.

<sup>26</sup> L'auditeur a notamment retraité des CNE l'effet des charges associées à l'intégration des CICM, à l'installation des DPBE, aux impayés et aux recettes non incitées.

Pour ces projets, la CRE envisage de retenir pour l'ensemble des ELD concernées le budget le plus important parmi les demandes formulées, et de répartir ce montant également entre toutes les ELD concernées. Les montants retenus pour ces projets seraient affectés à une enveloppe commune, qui ne pourra être dépensée qu'en attestant d'une réelle démarche de mutualisation.

La CRE ne propose pas d'ajustements complémentaires pour les autres projets, qui eux seraient affectés à une enveloppe dédiée. Les montants prévisionnels des dépenses de R&D pour la période ATRD6 2022-2025 sont les suivants :

Montants des dépenses de R&D soumis à la régulation incitative (k€ courants)	Demande pour l'ensemble de la période	Ajustement proposé (sur 4 ans)	Enveloppe commune	Enveloppe dédiée
Régaz-Bordeaux	433	-13	420	0
R-GDS	1 947	-1 160	380	407
GreenAlp	160	0	0	160
Vialis	130	0	0	130
Gedia	92	+376	420	48

#### 4.1.2.5 Synthèse des ajustements envisagés et des charges d'exploitation

Les demandes des ELD conduiraient, pour la très large majorité, à des hausses de charges d'exploitation à couvrir par le tarif ATRD6 des ELD par rapport au niveau des charges constatées en 2020 ou 2019 en fonction de l'année de référence retenue du fait de la crise.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que les demandes des ELD ne peuvent être retenues en l'état et que des ajustements sont justifiés.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec les ELD dans le courant du mois de juillet 2021. Les ELD ont ainsi pu formuler des observations sur les résultats des travaux du consultant, et ont remis en cause une partie des ajustements identifiés par l'auditeur dans le cadre de cet échange contradictoire. Ces éléments sont détaillés dans les rapports d'audit qui sont publiés en même temps que la présente consultation publique.

La CRE propose un cadre de consultation dans lequel le niveau des charges nettes d'exploitation des ELD envisagé est compris entre une « borne haute », correspondant à la demande des ELD, et une « borne basse » établie sur la base :

- de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation, objectifs d'efficacité inclus ;
- des ajustements complémentaires de la CRE sur l'incitation pour le développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz<sup>27</sup> et la R&D.

Charges nettes d'exploitation ATRD6 (moyenne annuelle en k€ <sub>courant</sub> )	Borne haute : demandes de CNE des opérateurs	Borne basse : demandes déduites de l'ensemble des ajustements envisagés
Régaz-Bordeaux	30 172	28 666
R-GDS	22 345	20 699
GreenAlp	8 662	7 924
Vialis	5 492	4 727
Gedia	3 409	3 152
Gaz de Barr	2 750	2 616
Veolia Eau	1 986	1 933
Sorégies	899	789

Les écarts entre la borne haute et la borne basse varient entre 5% et 19% selon les ELD.

<sup>27</sup> Pour la borne basse, la solution consistant à supprimer intégralement les budgets de développement est retenue

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur, ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

Question 19 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation des ELD ?

## 4.2 Paramètres de rémunération

### 4.2.1 Demandes des ELD

La demande des ELD a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital (CMPC) en hausse par rapport au tarif ATRD5 actuel, soit 4,65 % (réel, avant impôts). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les ELD du SPEGNN auprès d'un consultant externe.

Cette étude préconise notamment la mise en place d'une prime petit opérateur applicable sur la prime de dette, permettant de tenir compte de la différence de taux d'emprunt entre GRDF et un opérateur de petite taille. Par ailleurs, le consultant estime que le bêta des fonds propres des ELD de gaz est au moins supérieur à celui de GRDF, celles-ci étant exposées à un risque plus important que GRDF.

### 4.2.2 CMPC envisagée par la CRE

La CRE n'envisage pas de retenir pour le tarif ATRD6 des ELD la demande de CMPC des ELD. A ce stade, la CRE considère notamment que cette demande prend insuffisamment en compte l'évolution constatée des taux d'intérêt sur les marchés depuis la période de détermination du tarif ATRD5.

La CRE attache la plus grande importance à la stabilité de ses principes de détermination du CMPC afin de donner la visibilité nécessaire aux acteurs de marché. Elle envisage ainsi de reconduire la méthode retenue lors des précédents tarifs, fondée sur le CMPC à structure normative dont les paramètres sont les mêmes que ceux de GRDF, à l'exception du taux d'impôt sur les sociétés.

En effet, relativement au tarif ATRD5, les ELD n'ont pas changé de position par rapport à GRDF, ce qui justifie le maintien de cette méthodologie. Par ailleurs, la reconduction de cette méthode de calcul permet de lisser le choc de la baisse du taux sans risque observée récemment, qui tirerait fortement à la baisse le CMPC des ELD.

Pour le tarif ATRD6, la CRE s'oriente à ce stade vers une valeur de CMPC de 4,02% (réel, avant impôts) pour rémunérer la base d'actifs régulés des ELD. Ce CMPC, en baisse de 62 pbs par rapport au CMPC du tarif ATRD5 (4,625 % réel, avant impôts), prend notamment en compte les paramètres utilisés dans le cadre du CMPC délibéré pour le tarif ATRD6 de GRDF (4,10%).

Le seul paramètre modifié relativement au CMPC de GRDF est le taux d'imposition sur les sociétés qui s'établira à 25% à compter de 2022. Le taux retenu tient compte de la contribution sociale sur l'IS, qui s'établit à 3,3% de l'IS, soit un taux final retenu de 25,83%.

Question 20 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période du tarif ATRD6 des ELD et notamment le maintien des paramètres utilisés pour GRDF en prenant en compte la baisse du taux d'imposition sur les sociétés intervenue entre temps ?

## 4.3 Investissements et charges de capital normatives (hors charges associées au comptage évolué)

### 4.3.1 Trajectoire des dépenses d'investissement

Les trajectoires des investissements des ELD réalisés entre 2018 et 2020 et des prévisions d'investissements (hors projets de comptage évolué) pour la période 2022-2025 retenues pour le calcul des charges de capital sont les suivantes :

Synthèse des dépenses d'investissements réalisées et prévisionnelles	Réalisé 2018-2020 k€/an	Réalisé 2019 en k€	Demande ATRD6 k€/an	Ecart ATRD5/ATRD6	Marche 2019-2022	Evolution moyenne annuelle 2022-2025
Régaz-Bordeaux	19 070	22 399	16 938	-11,18%	-33,96%	7,36%/an
R-GDS	7 981	8 767	12 818	56,83%	79,66%	-10,28%/an
GreenAlp	994	1 051	1 715	72,56%	31,59%	13,53%/an

Vialis	1 475	1 615	1 918	30,06%	12,39%	1,69%/an
Gedia	1 005	1 162	1 115	10,92%	24,90%	-11,54%/an
Gaz de Barr	1 066	1 341	1 498	40,49%	62,23%	-16,77%/an
Veolia Eau	395	492	513	29,85%	-18,52%	12,78%/an
Sorégies	342	721	1 060	209,54%	143,42%	-26,44%/an

Les ELD prévoient des volumes d'investissements hétérogènes mais globalement en hausse pour la période ATRD6. Au global, la hausse totale des demandes des ELD s'élève à +15,4% avec une marche 2019-2022 de +5,2%. En ATRD6, les investissements prévisionnels des ELD sont de deux ordres :

Les investissements relevant directement d'obligations réglementaires concernent toutes les ELD et constituent la majorité des montants demandés :

- la sécurisation des réseaux, comme le remplacement de canalisations, le renouvellement de réseaux, l'installation de dispositifs de sécurité ;
- l'intégration des CICM en concession, anticipée conformément au projet de loi dite « 3DS » ;

Les investissements relatifs à l'évolution de l'activité des ELD, notamment dans le contexte de la transition énergétique et de l'ouverture à la concurrence :

- des projets de renouvellement de SI, notamment pour améliorer la gestion des données et de la relation aux clients ainsi qu'aux fournisseurs alternatifs sur leurs territoires (4 ELD) ;
- les raccordements de biométhane, et notamment la construction de canalisations et la fourniture de postes d'injection pour des projets identifiés sur la prochaine période (6 ELD), ou le développement du GNV (R-GDS) ;
- des projets immobiliers (R-GDS).

A noter, par ailleurs, que le projet de déploiement des compteurs intelligents occasionnera aussi des dépenses de sur la prochaine période, notamment pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp qui achèveront le déploiement industriel de leur projet sur la période, mais également pour les autres ELD qui débiteront leur déploiement (cf. § 4.4).

Ces trajectoires d'investissements aboutiraient à l'évolution de la BAR des ELD suivante, présentée hors investissements liés au comptage évolué :

Synthèse de la BAR Réalisée et prévisionnelle	Réalisé 2018-2020 (moyenne annuelle en k€)	Réalisé 2019 k€	Demande ATRD6 (moyenne annuelle en k€)	Ecart ATRD5/ATRD6
Régaz-Bordeaux	263 841	263 535	288 958	9,5%
R-GDS	224 372	224 467	229 101	2,1%
GreenAlp	30 071	30 234	31 965	6,3%
Vialis	51 901	52 001	51 186	-1,4%
Gedia	21 695	21 781	21 391	-1,4%
Gaz de Barr	29 859	29 779	30 644	2,6%
Veolia Eau	12 768	12 733	12 674	-0,7%
Sorégies	32 550	32 337	34 105	4,8%

#### 4.3.2 Analyse préliminaire de la CRE

##### Trajectoire d'investissements

La perspective de baisse de la consommation de gaz accroît l'importance de la sélectivité des investissements qui doivent être centrés sur les objectifs prioritaires, tels que la sécurité et l'intégration du biométhane. S'agissant des extensions de réseaux, elles doivent être maîtrisées pour éviter de créer des coûts échoués qui pourraient peser au moins pour partie sur les consommateurs.

Dans ce contexte, la CRE s'étonne de l'augmentation conséquente des niveaux d'investissements observés chez certaines ELD. A ce stade, en l'absence d'analyses suffisamment abouties, la CRE a utilisé les trajectoires proposées par les ELD pour ses simulations. L'enjeu de fixation des trajectoires est en effet moindre par rapport aux charges d'exploitation puisque le cadre tarifaire prévoit une prise en compte au niveau réel. Cependant, les niveaux utilisés pourraient être réduits dans la trajectoire de référence que retiendra la CRE dans sa décision si elle considérait les prévisions des ELD *in fine* irréalistes.

Concernant les investissements de GreenAlp, pour lesquels la CRE envisage d'introduire un plafond sur la période ATRD6 (cf. § 3.2.2.3) la CRE envisage de retenir une trajectoire d'investissements correspondant à la demande de l'opérateur, diminuée des ajustements issus de l'analyse de l'auditeur sur les investissements hors-réseaux.

En effet le cabinet Schwartz and Co a analysé, dans le cadre de l'audit externe, le niveau des investissements demandés par GreenAlp pour la période du tarif ATRD6 au titre de l'immobilier, des véhicules et des SI. Cette analyse l'a conduit à proposer un ajustement de 93,5 k€/an sur les investissements de SI, par manque de justification de la hausse prévue par l'opérateur.

#### Réduction de la durée d'amortissement des ouvrages de raccordement

Par courrier du 25 septembre 2019, GRDF a proposé à la CRE, afin d'éviter les coûts échoués, une réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements. Cette durée de 30 ans proposée par GRDF correspondrait à la durée estimée d'un raccordement au gaz d'un consommateur (équivalent à deux renouvellements de chaudière). La durée d'amortissements des autres actifs resterait inchangée.

Une éventuelle réduction de la durée réglementaire d'amortissement impliquerait une augmentation des charges de capital normatives sur la période tarifaire à venir, entraînant, toutes choses égales par ailleurs, une augmentation tarifaire d'environ 1 % par an sur la période ATRD6, mais contribuerait en parallèle à accélérer la diminution de la BAR. Elle est neutre pour le consommateur sur le long terme.

La CRE a retenu ce mécanisme pour GRDF et envisage de mettre en place ce type de mécanisme pour la période tarifaire ATRD6 des ELD.

### 4.3.3 Trajectoire des charges de capital

Les trajectoires prévisionnelles de charges de capital normatives (CCN) sont calculées à partir de la dernière valeur de BAR connue et des prévisions d'investissements.

Les actifs entrants dans la BAR et les actifs sortant de la BAR au cours d'une année sont rémunérés à un taux semestriel, calculé à partir du taux de rémunération. Les actifs présents dans la BAR au 1<sup>er</sup> janvier et au 31 décembre d'une année sont rémunérés au taux de rémunération.

La CRE propose un cadre de consultation dans lequel le niveau des charges de capital normatives des ELD envisagé est établi sur la base des prévisions d'investissement des ELD associées au CMCP proposé par la CRE de 4,02% et tenant compte des ajustements envisagés sur les investissements hors réseaux pour GreenAlp.

L'impact sur les CCN de la réduction de la durée d'amortissement des ouvrages de raccordement n'a, quant à lui, pas pu être chiffré car la CRE ne dispose pas, à ce stade, d'un détail suffisamment fin sur les inventaires d'ouvrages de raccordement. La trajectoire de CCN présentée dans le cadre de la consultation publique ne tient donc pas compte de cette réduction.

Synthèse des charges de capital normatives réalisées et prévisionnelles (moyenne annuelle en k€ <sub>courant</sub> )	Réalisé 2018-2020	Demande ATRD6	Proposition CRE ATRD6
Régaz-Bordeaux	27 882	28 480	26 606
R-GDS	21 511	23 729	22 245
GreenAlp	2 945	3 243	2 997
Vialis	4 814	4 982	4 653
Gedia	2 305	2 383	2 244
Gaz de Barr	2 714	3 022	2 820
Veolia Eau	1 148	1 199	1 120
Sorégies	2 492	2 796	2 577

Question 21 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges de capital à couvrir sur la période du tarif ATRD6 ?

#### 4.4 Charges d'exploitation et de capital associées aux projets de comptage évolué

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 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).

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>28</sup>, que si chacune des vingt ELD restantes<sup>29</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.

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>30</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 biénergie, 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.

A la suite des travaux portant sur la mutualisation du déploiement des projets de comptage évolué sur le territoire des ELD, R-GDS a été la première des ELD à indiquer à la CRE sa volonté de lancer le déploiement des systèmes de comptage évolué sur son territoire.

<sup>28</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>29</sup> Hormis éventuellement R-GDS et Vialis dont le parc de compteurs de gaz et d'électricité est supérieur au seuil de 50 000.

<sup>30</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.

Le dossier présenté par R-GDS a confirmé que les 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.

Compte tenu de ces éléments et après avoir procédé à des ajustements sur certains postes (hypothèses de coûts de matériels, ajustements sur les volumes d'équivalents temps plein mobilisés, coûts relatifs aux concentrateurs, ...), la CRE a proposé, par délibération en date du 25 mars 2021<sup>31</sup>, aux ministres chargés de l'énergie et de la consommation d'approuver le lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel de R-GDS.

Par ailleurs, entre les mois d'avril et mai 2021, la CRE a reçu 13 dossiers de projet de comptage évolué de gaz naturel, dont 5 venant d'ELD disposant d'un tarif spécifique qui sont : Caléo, Gaz de Barr, Gedia, Sorégies et Vialis.

A l'instar des projets de R-GDS, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, l'ensemble de ces ELD souhaite déployer des compteurs de type Gazpar et prévoit de se fournir *via* un appel d'offres commun. La période de déploiement industriel des compteurs évolués des ELD s'étend globalement entre 2023 et 2028.

Concernant la mutualisation du système d'information (SI), comme suggéré dans la délibération du 28 mai 2020, la CRE constate que les ELD se sont positionnées sur deux plateformes distinctes, à savoir :

- un regroupement d'ELD biénergie, majoritairement situées dans le sud-ouest de la France, autour d'une solution proposée par Régaz-Bordeaux en collaboration avec l'association *ELDMetering* et dont le principe consiste à adapter la plateforme utilisée pour leurs compteurs évolués d'électricité ;
- un regroupement autour de la plateforme proposée par R-GDS, dont une partie des ELD mutualisent une partie de leur activité SI avec leur infrastructure dédiée à la gestion du comptage évolué en électricité.

A ce stade, la CRE se réjouit du succès de la démarche de mutualisation, menée en étroite collaboration avec le SPEGNN.

Il convient de noter que le dossier déposé par Caléo est à ce stade incomplet, l'ELD n'ayant pas encore arrêté le choix de sa solution SI dédiée au comptage évolué. Ainsi, sa demande relative au projet de comptage évolué sera examinée en même temps que sa demande complète et intégrée dans les travaux tarifaires spécifiques à Caléo, au 1<sup>er</sup> trimestre 2022 (*cf.* § 4.1).

#### 4.4.1 Demandes initiales des ELD

Les ELD ont transmis leur dossier de demande en s'appuyant sur un modèle d'affaires générique transmis par la CRE. Ce modèle mesure la viabilité économique du projet sur une durée de 20 ans. Les coûts de ces projets se décomposent comme suit :

- les coûts d'investissement (CAPEX) sont principalement liés aux coûts d'acquisition et d'installation des matériels, ainsi qu'aux investissements dans le système d'information comptage ;
- les charges d'exploitation (OPEX) sont principalement liées aux ETP de pilotage du projet, à la supervision du système d'information et à la maintenance des matériels.

Les principaux paramètres des projets sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Chiffres clés sur les projets de comptage des ELD	Nombre de compteurs à déployer	Période de déploiement industriel	CAPEX sur la durée du projet [M€]	OPEX sur la durée du projet [M€] <sup>32</sup>
Vialis	31 112	2024 - 2028	5,0	3,3
Gedia	13 411	2023 - 2027	2,2	1,9
Gaz de Barr	12 242	2024 - 2028	2,5	2,2
Sorégies	8 908	2024 - 2026	2,3	1,8

<sup>31</sup> Délibération n° 2021-102 de la CRE du 25 mars 2021 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution R-GDS.

<sup>32</sup> Soit 20 ans à compter du démarrage du projet.

#### 4.4.2 Ajustements envisagés par la CRE

A partir des éléments fournis par les ELD et sur la base des travaux portant sur la mutualisation des projets de comptage évolué en gaz ainsi que l'analyse du projet de comptage évolué de R-GDS, la CRE a effectué un premier travail d'analyse et d'ajustement qui a permis d'aboutir à des modèles d'affaires ajustés.

Les ajustements envisagés par la CRE portent principalement sur des postes ayant déjà fait l'objet d'ajustements dans le modèle d'affaires de R-GDS, et qui n'ont pas été répercutés dans les modèles d'affaires des ELD. Ainsi, ces ajustements portent 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>33</sup>) ;
- le taux d'actualisation utilisé pour l'évaluation économique du projet.

##### 4.4.2.1 Coût unitaire de fourniture de matériels

Pour la construction de leur modèle d'affaires, la plupart des ELD ont, à l'instar de la demande de R-GDS pour son projet de comptage évolué, retenu un coût des compteurs et modules radio en considérant un approvisionnement égal provenant de trois fabricants. Par ailleurs, les ELD retiennent, un surcoût variant de 10 % à 15 % sur les coûts d'achat de matériels, qui a vocation à couvrir les frais logistiques.

S'agissant de la stratégie d'approvisionnement, la CRE a indiqué, dans sa consultation publique du 4 février 2021, qu'une stratégie de diversification d'approvisionnement était pertinente, en particulier pour les compteurs de type G4 dont la disponibilité est essentielle pour le bon déroulement du projet. Néanmoins, la CRE a estimé que cette hypothèse était trop conservatrice par rapport au niveau de risque supporté par l'opérateur. A ce titre, dans le cas du projet de R-GDS, la CRE a finalement retenu, dans sa délibération du 25 mars 2021, une répartition à 60/40 % entre les deux meilleures offres, sur l'ensemble des compteurs et modules radio.

Par conséquent, dans la mesure où le coût du compteur sera issu d'un appel d'offres commun à l'ensemble des ELD, incluant R-GDS, et en cohérence avec la stratégie retenue pour le projet de R-GDS, la CRE envisage d'aligner les coûts des compteurs et concentrateurs des projets de l'ensemble des ELD, avec ceux retenus pour R-GDS.

S'agissant du surcoût qui a vocation à couvrir les frais logistiques, la CRE considère que ces coûts ne sont pas spécifiques au projet de comptage évolué, et envisage donc de ne pas les retenir pour fixer le coût unitaire de référence des projets de comptage.

##### 4.4.2.2 Déploiement et exploitation des concentrateurs

S'agissant des coûts de négociation des points hauts, d'hébergement des concentrateurs ainsi que les coûts télécom associés à chaque concentrateur, la CRE observe que les coûts retenus par les ELD sont supérieurs à ceux retenus pour le projet de R-GDS.

La CRE estime que, dans la mesure où le projet de R-GDS prévoit de déployer son volume prévisionnel de concentrateurs sur un territoire diversifié (densité importante sur l'Eurométropole de Strasbourg et peu dense en dehors de cette zone), les coûts liés à la négociation et les coûts d'hébergement retenus pour le projet de R-GDS sont une estimation représentative des coûts moyens attendus dans le cadre d'un projet de comptage évolué. Ainsi, la CRE envisage d'aligner ces coûts avec les coûts retenus pour R-GDS.

Par ailleurs, s'agissant des coûts de télécoms, la CRE envisage en cohérence de retenir le coût unitaire appliqué pour le projet de R-GDS, pour l'ensemble des projets des ELD concernées.

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

Dans les modèles d'affaires des ELD, la CRE constate que les ELD prévoient de mobiliser des volumes d'ETP dédiés au pilotage du projet (MOE-AMOA, chantiers préparatoires et support) relativement plus élevés que pour le projet de R-GDS (environ 1 ETP pour 3700 compteurs). En particulier s'agissant des projets de Gaz de Barr et Sorégies (environ 1 ETP pour respectivement 1600 et 1 800 compteurs) et, dans une moindre mesure, pour les projets de Gedia et Vialis (environ 1 ETP pour 2450 compteurs).

<sup>33</sup> Equivalent temps plein.

La CRE considère que bien que la taille de R-GDS puisse justifier d'effets d'échelle sur le pilotage du projet, les ressources en main-d'œuvre indiquées par les ELD sont importantes, notamment compte tenu de la taille des projets. D'autant plus que certains de ces postes peuvent encore faire l'objet de mutualisation entre les ELD.

A ce titre, la CRE envisage, à ce stade, un ajustement global pour ramener le nombre d'ETP mobilisé pour chaque projet au niveau de R-GDS, soit 1 ETP pour 3 700 compteurs à déployer.

#### 4.4.2.4 Coûts liés au système d'information spécifique au comptage évolué

Dans sa délibération du 28 mai 2020, la CRE a indiqué qu'elle ne proposera aux ministres d'approuver les projets de comptage évolué des ELD que si certaines orientations étaient respectées. En particulier, la CRE a indiqué qu'une ELD avait la possibilité de mutualiser les coûts de son SI spécifique au comptage sur une autre plateforme que celle développée par R-GDS dès lors que l'ELD atteste de la nécessité technique et de la pertinence économique de son choix.

La CRE estime que le choix de certaines ELD biénergie d'un regroupement sur une plateforme différente de celle de R-GDS est pertinent compte tenu des nécessités techniques (notamment en lien avec le comptage d'électricité) justifiées par celles-ci. Néanmoins, la CRE constate que ces regroupements sont moins efficaces que la solution privilégiée.

La CRE constate par ailleurs que les charges liées au SI génèrent, pour l'ensemble de ces ELD, des coûts unitaires plus élevés que ceux approuvés par la CRE pour le projet de R-GDS. Ces coûts devant faire spécifiquement l'objet d'une mutualisation entre ELD, la CRE estime qu'un travail complémentaire est nécessaire afin de s'assurer que les différents composants des solutions SI retenues par les ELD correspondent à des coûts efficaces pour ce type de solution, et n'incluent pas, en particulier, des marges trop élevées de la part des acteurs qui proposent ces solutions.

Dans l'attente d'éléments complémentaires sur ce dernier point, et compte tenu des orientations émises par la CRE dans sa délibération du 28 mai 2020, la CRE envisage d'aligner les coûts unitaires des SI spécifiques au comptage évolué sur les coûts de R-GDS.

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

Dans leur demande initiale, les ELD calculent la VAN de leur projet de comptage en utilisant des taux d'actualisation différents. La CRE considère que le taux de rémunération actuellement étudié pour la période ATRD6 des ELD est plus pertinent, et envisage donc de retenir le taux auquel la CRE s'oriente à ce stade pour la période ATRD6 des ELD (soit 4,02 % - cf. § 4.2.2) pour ses calculs de VAN.

### 4.4.3 Synthèse des ajustements envisagés sur les coûts des projets

Les ajustements envisagés par la CRE sont synthétisés dans le tableau ci-dessous. Ils permettent de réduire les coûts des projets entre 7 et 23%.

Synthèse des charges associées aux projets	Demande coût total [CAPEX + OPEX - M€]	Ajusté CRE coût total [CAPEX + OPEX - M€]	Variation Demande/Ajusté CRE [%]
Vialis	8,3	7,6	-7 %
Gedia	4,1	3,5	-14 %
Gaz de Barr	4,7	3,8	-19 %
Sorégies	4,1	3,2	-23%

#### 4.4.4 Niveaux des charges d'exploitation et de capital associés aux projets de comptage évolué

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.

A l'issue de la consultation publique, la CRE prendra une délibération pour proposer aux ministres d'approuver les projets de comptage des ELD présentés ci-dessus, en intégrant les ajustements finaux sur les modèles d'affaires qui lui ont été soumis.

Dans le cas d'une décision favorable des ministres concernant la mise en œuvre de ces projets, la CRE considère que les tarifs ATRD6 des ELD concernées 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.

Afin de donner de la visibilité aux acteurs, la CRE envisage d'anticiper la prise en compte des coûts des projets de comptage évolué dans la définition de leur tarif ATRD6 respectif. Ces tarifs seraient ainsi définis en prenant en compte les trajectoires de coûts et d'économies présentées ci-dessus liées aux projets de comptage évolué des ELD.

En l'absence de décision favorable 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 ELD.

Les charges liées aux projets de comptage évolué que la CRE envisage de retenir à ce stade dans les trajectoires tarifaires des ELD qui prévoient de débiter le déploiement de leur projet de comptage évolué sur la période du tarif ATRD6 des ELD sont les suivantes :

Charges de comptage envisagées (moyenne annuelle ATRD6 en k€ <sub>courants</sub> )	BAR comptage	CCN	dont CCN suppléments	dont couverture des coûts échoués	dont CCN évitées	CNE	dont CNE suppléments	dont CNE évitées
R-GDS	4646	939	754	255	-70	467	739	273
Vialis	1188	219	194	36	-11	116	167	52
Gedia	636	120	106	21	-7	76	108	32
Gaz de Barr	601	104	93	16	-5	69	95	25
Sorégies	416	87	80	10	-4	47	65	18

Par ailleurs, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, dont le déploiement des projets de comptage a déjà débuté et devrait s'achever sur la période du tarif ATRD6 des ELD, supporteront également des charges relatives à ce déploiement. A ce titre, la demande tarifaire adressée par ces deux ELD à la CRE incluait des charges spécifiques au déploiement de leur projet de comptage évolué.

Dans les deux cas, les demandes de CNE associées au projet de comptage ont été examinées par l'auditeur dans le cadre de l'audit OPEX. L'analyse a conduit à :

- actualiser l'inflation sous-jacente à la trajectoire prévisionnelle de Régaz-Bordeaux, qui avait reproduit les trajectoires prévisionnelles du modèle d'affaires mis à jour par la CRE en 2020, pour tenir compte du décalage du projet. L'ajustement associé à cette actualisation représente - 8 k€/an sur la période du tarif ATRD6 des ELD ;
- réintégrer à la trajectoire prévisionnelle de GreenAlp des niveaux de coûts évités plus cohérents avec les niveaux du modèle d'affaires mis à jour par la CRE en 2020, alors que l'opérateur avait formulé des hypothèses de coûts évités très basses. L'ajustement associé représente - 125 k€/an sur la période du tarif ATRD6 des ELD.

La CRE envisage donc de retenir les ajustements préconisés par l'auditeur sur les CNE comptage. Concernant les charges de capital, qui sont couvertes au CRCP et font l'objet d'un dispositif de régulation incitative ad hoc, la CRE envisage de retenir les prévisions des opérateurs. Ainsi, les charges à couvrir à Régaz-Bordeaux et GreenAlp au titre du comptage évolué sur la période du tarif ATRD6 des ELD sont les suivantes :

Moyenne annuelle 2022-2025 en k€ courants /an	BAR comptage	CCN	dont CCN supplémentaires	dont couverture des coûts échoués	CNE	dont CNE supplémentaires	dont CNE évitées
Régaz-Bordeaux	12 380	2 218	1 856	362	173	769	596
GreenAlp	2 588	710	509	200	165	311	146

#### 4.5 CRCP prévisionnels à la fin de la période tarifaire ATRD5

Dans leur dossier de demande tarifaire, seuls Régaz-Bordeaux, R-GDS et Veolia Eau ont inclus à leur demande d'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2022 une estimation de leur solde de CRCP prévisionnel en début de période ATRD6, soit au 1<sup>er</sup> janvier 2022. Les autres ELD n'ont, elles, pas fourni d'estimation de leur solde résiduel de CRCP au titre de la période ATRD5.

La CRE estime que les ELD doivent travailler à fiabiliser l'estimation du solde final de CRCP, en tenant compte des derniers niveaux de charges et de consommations observés sur l'année 2021. Ainsi, la CRE retient au stade de la consultation publique :

- pour Régaz-Bordeaux, R-GDS et Veolia Eau : l'estimation du solde de sortie du CRCP fournie par l'opérateur dans sa demande tarifaire ;
- pour les autres ELD : les valeurs de solde de CRCP issues des derniers travaux de mise à jour annuelle des tarifs ATRD5 des ELD, qui ont eu lieu en mai 2021.

Ces montants de solde de CRCP sont donc préliminaires et pourront évoluer dans la délibération finale de la CRE, notamment pour tenir compte de l'actualisation par les ELD de leurs consommations estimées en fin d'année 2021.

La CRE envisage pour l'ensemble des ELD, à l'exception de GreenAlp, de reconduire la méthode d'apurement du CRCP retenue pour le tarif ATRD5 des ELD. Elle envisage ainsi de rembourser le solde du CRCP du tarif ATRD5 actualisé au taux sans risque au travers d'annuités constantes sur la période de quatre ans du tarif ATRD6 des ELD, soit les montants suivants :

En k€ courants/an sur la période ATRD6	Annuité d'apurement estimée du solde de CRCP résiduel ATRD5
Régaz-Bordeaux	-750
R-GDS	-2 396
GreenAlp	+554
Vialis	+229
Gedia	-15
Gaz de Barr	-129
Veolia Eau	-59
Sorégies	-213

Pour GreenAlp en revanche, la CRE estime que la baisse des consommations, et donc la hausse tarifaire anticipée sur la période ATRD6, justifie de s'interroger sur la durée d'apurement du solde de CRCP résiduel de la période ATRD5, voir sur la pertinence même d'apurer ce solde. En effet, un apurement sur plusieurs périodes tarifaires, voire une annulation de ce solde permettrait de réduire le niveau des charges à couvrir sur la période ATRD6 jusqu'à 554 k€/an, qui permettrait au maximum de réduire à + 17,2 % la hausse tarifaire sur la période ATRD6.

Question 22 : Quelle est votre position sur l'allongement, voire l'annulation, de l'apurement du solde de CRCP résiduel de GreenAlp pour le tarif ATRD ?

## 4.6 Revenu autorisé

### 4.6.1 Demande des ELD

Le tableau ci-dessous synthétise l'évolution du revenu autorisé demandé par les ELD pour la période ATRD6.

En k€ courants/an sur la période ATRD6	CNE	CCN	Charges comptage	Apurement CRCP	Revenu autorisé
Régaz-Bordeaux	30 172	28 480	2 761	-750	60 663
R-GDS	22 345	23 729	1 640	-2 396	45 318
GreenAlp	8 662	3 243	1 143	554	13 603
Vialis	5 492	4 982	383	229	11 086
Gedia	3 409	2 383	239	-15	6 015
Gaz de Barr	2 750	3 022	234	-129	5 877
Veolia Eau	1 986	1 199	-	-59	3 126
Sorégies	899	2 796	203	-213	3 685

### 4.6.2 Analyse préliminaire de la CRE

Dans les tableaux suivants, la CRE présente les bornes haute et basse de la fourchette de revenu autorisé, directement issues des trajectoires qu'elle a présentées précédemment :

- pour les charges de capital, la trajectoire est établie sur la base des prévisions d'investissement des ELD<sup>34</sup> associées au CMCP proposé par la CRE de 4,02%. En revanche, cette trajectoire n'intègre pas l'impact de la réduction de la durée d'amortissement des ouvrages de raccordement, car la CRE ne dispose pas, à ce stade, du détail sur les inventaires d'ouvrages de raccordement permettant de le chiffrer avec précision.
- pour les charges nettes d'exploitation, hors charges liées au projet de comptage :
  - pour la borne haute de la fourchette, la trajectoire de CNE demandée par les ELD, hors charges liées au projet de comptage des ELD ;
  - pour la borne basse de la fourchette, l'intégralité des ajustements préconisés par l'auditeur concernant la trajectoire de CNE, ainsi que les ajustements complémentaires envisagés par la CRE au titre de la R&D et des budgets de développement du nombre de clients ;
- pour les charges liées au projet de comptage des ELD qui ont soumis à la CRE leur modèle d'affaire en 2021 :
  - pour la borne haute de la fourchette, les trajectoires de CNE et de CCN issues du modèle d'affaires transmis par les ELD, avec application du CMPC proposé par la CRE de 4,02 % ;
  - pour la borne basse de la fourchette, les trajectoires de CNE et de CCN issues du modèle d'affaires ajusté par la CRE, avec application du CMPC proposé par la CRE de 4,02 % ;
- pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp, dont le projet de comptage évolué est en cours de déploiement :
  - pour la borne haute de la fourchette, les CNE et les CCN associées au projet demandées par les opérateurs, avec application du CMPC proposé par la CRE de 4,02 % ;
  - pour la borne basse de la fourchette, les CNE résultant des ajustements de l'auditeur et les CCN demandées par les opérateurs, avec application du CMPC proposé par la CRE de 4,02 %.

<sup>34</sup> Tenant compte des ajustements envisagés sur les investissements hors réseaux pour GreenAlp.

- l'estimation par la CRE du solde du CRCP du tarif ATRD5 des ELD, qui résulte des travaux de mise à jour tarifaire de mai 2021, dans une version actualisée pour Régaz-Bordeaux, R-GDS et Veolia Eau, est intégrée à la fois dans la borne haute et dans la borne basse de la fourchette de l'ensemble des ELD à l'exception de GreenAlp. Pour cet opérateur, la borne basse tient compte d'une hypothèse de non-apurement du solde de CRCP résiduel.

En k€ courants/an sur la période ATRD6		CNE	CCN	Charges comptage	Apurement CRCP	Revenu autorisé
Régaz-Bordeaux	Borne haute	30 172	26 606	2 666	-750	58 694
	Borne basse	28 666	26 606	2 658	-750	57 180
R-GDS	Borne haute	22 345	22 245	1 605	-2 396	43 799
	Borne basse	20 699	22 245	1 406	-2 396	41 954
GreenAlp	Borne haute	8 662	2 997	1 121	554	13 334
	Borne basse	7 924	2 997	1 006	0	11 927
Vialis	Borne haute	5 492	4 653	373	229	10 747
	Borne basse	4 727	4 653	335	229	9 944
Gedia	Borne haute	3 409	2 244	233	-15	5 870
	Borne basse	3 152	2 244	196	-15	5 576
Gaz de Barr	Borne haute	2 750	2 820	233	-129	5 674
	Borne basse	2 616	2 820	173	-129	5 481
Veolia Eau	Borne haute	1 986	1 120	-	-59	3 047
	Borne basse	1 933	1 120	-	-59	2 995
Sorégies	Borne haute	899	2 577	198	-213	3 460
	Borne basse	789	2 577	134	-213	3 286

Question 23 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 des ELD ?

## 4.7 Hypothèses de volumes acheminés et de nombre de consommateurs desservis

### 4.7.1 Evolutions constatées sur la période tarifaire ATRD5

Le bilan des évolutions de volumes acheminés et de nombre de consommateurs desservis par les ELD sur la période tarifaire 2018-2021 est présenté dans le tableau ci-dessous :

		2018		2019		2020		2021	
		Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Estimé
Régaz-Bordeaux	Nombre de consommateurs	217 319	221 322	217 779	224 854	217 938	226 783	218 098	228 044
	Consommation corrigée du climat (GWh)	4 144	4 037	4 097	4 016	4 051	4 193	4 004	3 916
R-GDS	Nombre de consommateurs	104 756	105 896	103 894	106 025	103 031	106 125	102 169	105 566
	Consommation corrigée du climat (GWh)	4 541	4 871	4 209	4 833	4 150	4 596	4 092	4 864
GreenAlp	Nombre de consommateurs	39 548	39 580	38 810	38 794	38 096	38 124	37 402	37 044
	Consommation corrigée du climat (GWh)	613	555	624	517	636	528	647	463
Vialis	Nombre de consommateurs	30 595	30 680	30 698	30 617	30 801	30 531	30 904	30 682
	Consommation corrigée du climat (GWh)	821	826	825	827	830	820	834	813
Gedia	Nombre de consommateurs	13 251	13 306	13 251	13 127	13 251	13 099	13 253	12 964
	Consommation corrigée du climat (GWh)	391	391	389	389	387	387	386	383
Gaz de Barr	Nombre de consommateurs	12 025	12 051	12 137	12 220	12 252	12 355	12 370	12 523
	Consommation corrigée du climat (GWh)	521	546	516	541	514	528	515	515
Veolia Eau	Nombre de consommateurs	7 872	8 028	7 878	8 128	7 882	8 076	7 886	8 118
	Consommation corrigée du climat (GWh)	280	329	291	286	288	261	285	280
Sorégies	Nombre de consommateurs	7 672	7 877	7 969	8 069	8 175	8 131	8 364	8 271
	Consommation corrigée du climat (GWh)	198	219	210	261	215	224	217	226

Concernant l'évolution du nombre de consommateurs, l'ensemble des ELD à l'exception de Gedia et de Vialis, les trajectoires sont en moyenne supérieures aux prévisions du tarif ATRD5. Les ELD expliquent cette différence par :

- la réglementation RT2012 qui a favorisé l'installation de chaudière gaz dans le secteur résidentiel ;
- la dynamique immobilière, notamment pour certaines ELD telles que Régaz-Bordeaux et R-GDS.

Une majorité des ELD indique toutefois que la concurrence des réseaux de chaleur à un effet non négligeable à la baisse sur le nombre de consommateur.

Au niveau des volumes acheminés, les trajectoires par rapport aux prévisions du tarif ATRD5 sont assez variables en fonction des ELD et sont liées à l'évolution du nombre de clients. Toutefois, l'ensemble des ELD s'accordent sur une baisse des consommations individuelles liées aux mesures d'efficacité énergétique mises en œuvre dans les secteurs résidentiels, tertiaires et industriels.

#### 4.7.2 Evolutions prévues par les ELD sur la période tarifaire ATRD6

Les trajectoires d'évolutions prévues par les ELD sont présentées dans les tableaux ci-dessous.

Nombre de clients	Evolution 2013-2018	Evolution 2018-2022	Evolution 2022-2025	Nombre de clients moyen sur la période 2022 -2025 /an
Régaz-Bordeaux	5,8%	3,2%	-1,0%	226 994
R-GDS	-2,6%	-2,4%	-5,8%	100 350
GreenAlp	-7,2%	-5,2%	-9,6%	35 702
Vialis	-0,1%	0,3%	-0,1%	30 774
Gedia	-0,4%	-3,4%	-1,5%	12 753
Gaz de Barr	6,7%	4,9%	1,8%	12 770
Veolia Eau	2,9%	1,6%	-1,5%	8 121
Sorégies	27,2%	6,8%	1,1%	8 516

Consommation GWh	Evolution 2013-2018	Evolution 2018-2022	Evolution 2022-2025	Consommation moyenne 2022 - 2025 /an
Régaz-Bordeaux	-2,2%	-4,1%	-3,5%	3 803
R-GDS	1,9%	-3,0%	-8,7%	4 522
GreenAlp	-27,9%	-19,7%	-14,8%	413
Vialis	-2,1%	-2,1%	-2,4%	799
Gedia	-6,9%	-3,9%	1,2%	378
Gaz de Barr	1,3%	-1,2%	0,0%	539
Veolia Eau	14,5%	-16,9%	-11,4%	261
Sorégies	15,3%	9,1%	9,9%	256

#### 4.7.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est particulièrement attentive à la construction des trajectoires du nombre de clients ainsi que de consommation qui en découlent. En effet, les écarts de trajectoires peuvent entraîner des soldes de CRCP importants pouvant notamment se répercuter lors des changements de période tarifaire. Ainsi, afin de s'assurer de la cohérence des scénarios retenus par les opérateurs, la CRE a demandé à chaque ELD d'explicitier la méthode et les hypothèses de construction de ses trajectoires.

La CRE constate que la construction de trajectoires de clients par les ELD est cohérente avec le contexte local et national anticipé pour la période tarifaire ATRD6 et a été justifiée de manière satisfaisante par les opérateurs.

Concernant les trajectoires de quantités acheminées, les méthodes ont été expliquées par les opérateurs à la CRE. Celles-ci reposent en très large majorité sur les trajectoires de consommateurs auxquelles des consommations unitaires ont été appliquées. Cette méthode est jugée cohérente par la CRE. Pour les méthodes qui diffèreraient de ce modèle, elles reposent sur des principes statiques basés sur l'historique. À la suite des échanges avec les ELD concernées, la CRE considère que le niveau de précision des deux méthodologies identifiées est équivalent.

En conséquence, la CRE retient à ce stade les trajectoires prévisionnelles des ELD mais poursuit ses analyses à la fois s'agissant de l'évolution des consommations et de celle du nombre de consommateurs sur la période 2022-2025 afin de confirmer cette première orientation pour la décision tarifaire à venir.

Question 24 : Avez-vous des remarques relatives aux trajectoires de consommation et de nombre de consommateurs envisagées ?

## 4.8 Evolution tarifaire

### 4.8.1 Evolution des coefficients de niveau (NIV) et des grilles tarifaires (hors R<sub>r</sub>)

#### 4.8.1.1 Demande des ELD

Dans leur dossier tarifaire respectif, les ELD ont formulé leur demande d'évolution tarifaire avec une première marche tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2022, puis en suivant le niveau de l'inflation. Cependant, ces demandes sont faites à des périmètres très variables (incluant ou non les charges associées au projet de comptage évolué, et les soldes de CRCP résiduels au 1<sup>er</sup> janvier 2022) qui rendent les évolutions difficilement comparables.

	Marché tarifaire au 1 <sup>er</sup> juillet 2022 (suivie d'une hausse de + 1,2 % en 2023, + 1,5 % en 2024 et + 1,5 % en 2025)
Régaz-Bordeaux	- 3,49 %
R-GDS	- 1,31 %
GreenAlp	+ 52,6 %
Vialis	- 5,23 %
Gedia	+ 8,0 %
Gaz de Barr	+ 0,96 %
Veolia Eau	+ 5,53 %
Sorégies	+ 4,02 %

#### 4.8.1.2 Analyse préliminaire de la CRE

Pour les besoins de la présente consultation publique, la CRE a retenu une évolution tarifaire lissée.

Cela ne préjuge pas de la façon dont la CRE calculera l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2022 et pour chaque évolution annuelle. Quelle que soit la méthode de lissage et de prise en compte de l'inflation finalement retenue, cela n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par les ELD au global sur la durée du tarif ATRD6.

La CRE a présenté les bornes haute et basse de la fourchette de revenu autorisé qu'elle envisage de retenir pour le tarif ATRD6 des ELD. La prise en compte des hypothèses d'évolution du volume acheminé, des souscriptions de capacités et du nombre de clients mènerait aux évolutions tarifaires suivantes :

Hausse tarifaire annuelle envisagée pour les 1 <sup>er</sup> juillet 2022, 2023, 2024 et 2025	Recalcul demande de l'opérateur	Borne Haute	Borne Basse
Régaz-Bordeaux	-0,3%	-2,0%	-3,4%
R-GDS	+2,2%	+0,4%	-2,8%
GreenAlp	+24,6%	+21,1%	+17,2%
Vialis	+1,7%	+0,1%	-3,9%
Gedia	+7,2%	+5,9%	+2,8%

Gaz de Barr	+1,9 %	+0,0%	-1,7%
Veolia Eau	+3,5%	+2,2%	+1,2%
Sorégies	+4,1%	+0,9	-3,2%

En faisant l'hypothèse d'une évolution du tarif de GRDF à l'inflation - 1,9 %<sup>35</sup> au 1<sup>er</sup> juillet 2022, les coefficients NIV pour le 1<sup>er</sup> juillet 2022 (cf. § 3.1.4) associés à ces évolutions seraient les suivants :

Coefficient NIV envisagé pour le 1 <sup>er</sup> juillet 2022	Coefficients NIV actuels	Borne Haute	Borne Basse
Régaz-Bordeaux	1,1244	1,1093	1,0935
R-GDS	1,1581	1,1704	1,1338
GreenAlp	1,2527	1,5273	1,4789
Vialis	1,2121	1,2220	1,1731
Gedia	1,2653	1,3492	1,3101
Gaz de Barr	1,1152	1,1236	1,1035
Veolia Eau	1,0841	1,1156	1,1044
Sorégies	1,3100	1,3303	1,2771

Pour rappel, le coefficient NIV est le coefficient multiplicateur s'appliquant à la grille tarifaire de GRDF pour calculer les termes tarifaires des ELD.

Question 25 : Avez-vous des remarques relatives aux évolutions tarifaires envisagées pour le tarif ATRD6 des ELD ?

#### 4.8.2 Evolution du terme R<sub>r</sub>

La délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017<sup>36</sup> a modifié l'ensemble des tarifs ATRD à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, afin d'augmenter la part fixe (abonnement) à hauteur d'un montant moyen R<sub>r</sub> pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

Cette délibération prévoit, pour les options tarifaires T1 et T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels, une révision du terme R<sub>r</sub> le 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle des tarifs ATRD. Cette révision vise à prendre en compte l'évolution de la répartition des clients entre offre de marché et tarif réglementé de vente (TRV), sur la zone de desserte historique de GRDF et en fonction de coûts moyens estimés par catégorie de clients.

En effet, la CRE a retenu, dans sa délibération, que le taux de contact et donc le coût de gestion des clients au TRV sont significativement inférieurs à ceux des clients en offre de marché. La CRE a par ailleurs estimé que cette différence de taux de contact entre clients aux TRV et clients en offre de marché avait vocation à diminuer progressivement jusqu'en 2022. Le terme R<sub>r</sub> pour les clients bénéficiant des options T1 ou T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels résulte donc de la pondération des coûts respectifs estimés de gestion des clients en offre de marché ou au TRV par leur poids respectif. Il a donc vocation à augmenter progressivement, pour atteindre un niveau de 8,10 € en 2022, contre 7,32 € en 2019.

Pour les consommateurs aux options T3, T4 et TP, le terme R<sub>r</sub> est prévu stable à 90,96 € par an.

Pour la période ATRD6 de GRDF, la CRE a retenu les modalités d'évolution suivante pour le terme R<sub>r</sub> :

- une évolution du terme R<sub>r</sub> des consommateurs aux options T3, T4 et TP suivant l'inflation ;
- la conservation des modalités d'évolution prévues par la délibération susmentionnée pour le terme R<sub>r</sub> des consommateurs aux options T1 et T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels, jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2020, associés à une évolution à l'inflation.

<sup>35</sup> Coefficient d'évolution annuel retenu pour le tarif ATRD6 de GRDF.

<sup>36</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Modification/tarifs-atrd>

Pour la période ATRD6 des ELD de gaz, la CRE envisage de maintenir le fonctionnement actuel, dans lequel le montant du terme  $R_f$  est identique pour l'ensemble des GRD et correspond au montant applicable au tarif ATRD de GRDF en vigueur.

# ANNEXE 1 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE

## 1. INDICATEURS DONNANT LIEU A INCITATION FINANCIERE

### 1.1 Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

- Pour les ELD disposant d'un tarif spécifique

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, par types de consommateurs pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Caléo et Gaz de Barr et tous types de consommateurs confondus pour les autres ELD, de la valeur :  <u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant le trimestre M-2/M</u>  (soit deux valeurs suivies pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Caléo et Gaz de Barr et une valeur suivie pour les autres ELD : - pour les consommateurs T1/T2, - pour les consommateurs T3/T4/TP)
Périmètre	- tous rendez-vous programmés, donc validés par le GRD - tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et présence du consommateur, non tenus du fait du GRD et automatiquement identifiés par l'opérateur - tous fournisseurs confondus - consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Caléo et Gaz de Barr, tous consommateurs confondus pour les autres ELD
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : trimestrielle
Objectif	100 % des rendez-vous non tenus automatiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés (hors rendez-vous qui ont fait l'objet d'une re planification à la demande du consommateur pour une réalisation de la prestation sous 24h pour GreenAlp et Sorégies)
Incitations	- versement : direct aux fournisseurs - pénalités : montants identiques à ceux facturés par le GRD en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du consommateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.), pour chaque rendez-vous non tenu
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

- Pour les ELD disposant du tarif commun

ELD	Toutes les ELD disposant du tarif commun
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :  <u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant l'année M-11/M</u>  (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous rendez-vous programmés, donc validés par le GRD - tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et présence du consommateur, non tenus du fait du GRD et signalés dans les 90 jours calendaires pour les autres ELD - tous fournisseurs confondus - tous consommateurs confondus
Suivi	- fréquence de calcul : annuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	100 % des rendez-vous non tenus et signalés dans les 90 jours calendaires sont indemnisés
Incitations	- versement : direct aux fournisseurs - pénalités : montants identiques à ceux facturés par le GRD en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du consommateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.), pour chaque rendez-vous non tenu

Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre
-----------------------	-------------------

### 1.2 Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés

ELD	Régaz-Bordeaux, R-GDS et GreenAlp	
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2, par types de consommateurs, du ratio :</p> <p><i>[ Nombre de MES clôturées durant le trimestre M-2/M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue) ] / [ Nombre total de MES clôturées durant le trimestre M-2/M ]</i></p> <p>(soit trois valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- tous consommateurs confondus,</li> <li>- pour les consommateurs T1/T2,</li> <li>- pour les consommateurs T3/T4/TP)</li> </ul>	
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes MES avec déplacement (avec/sans pose de compteur), hors MES express</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement</li> </ul>	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</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 la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 98 % par an</li> </ul>	
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> </ul>	
	Régaz-Bordeaux	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 700 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 22 100 €</li> </ul>
	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 700 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 22 100 €</li> </ul>
	GreenAlp	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 19 500 €</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre	

### 1.3 Taux de mises hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés

ELD	Régaz-Bordeaux, R-GDS et GreenAlp	
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2, par types de consommateurs, du ratio :</p> <p><i>[ Nombre de MHS clôturées durant le trimestre M-2/M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue) ] / [ Nombre total de MHS clôturées durant le trimestre M-2/M ]</i></p> <p>(soit trois valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- tous consommateurs confondus,</li> <li>- pour les consommateurs T1/T2,</li> <li>- pour les consommateurs T3/T4/TP)</li> </ul>	
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MHS à la suite d'une résiliation du contrat (excepté les MHS pour impayé), à l'initiative du consommateur</li> <li>- MHS clôturée : lorsque l'acte technique de la MHS est réalisé</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement</li> </ul>	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>	

	- fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 99 % par an
Incitations	- versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales
	Régaz-Bordeaux <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 200 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 12 600 €</li> </ul>
	R-GDS <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 15 750 €</li> </ul>
	GreenAlp <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 15 750 €</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

#### 1.4 Taux de relevés semestriels (6M) sur index réels (relevés ou auto-relevés)

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  $\frac{[ \text{Nombre d'index réels lus ou auto-relevés durant le trimestre M-2/M de PCE 6M} ]}{[ \text{Nombre d'index de PCE 6M transmis durant le trimestre M-2/M} ]}$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous index réels lus ou auto-relevés pour les PCE 6M - tous fournisseurs confondus - index gaz uniquement
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 96,5 % par an
Incitations	- versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales
	Régaz-Bordeaux <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 10 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 10 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 52 000 €</li> </ul>
	R-GDS <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 5 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 5 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 26 000 €</li> </ul>
	GreenAlp <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 2 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 2 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 10 400 €</li> </ul>
	Vialis <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 7 800 €</li> </ul>
	Gedia <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 600 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 600 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 3 120 €</li> </ul>
	Caléo <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 600 €</li> </ul>
	Gaz de Barr <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> </ul>

		- bonus : 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 600 €
	Veolia Eau	- pénalités : 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 080 €
	Sorégies	- pénalités : 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 080 €
Date de mise en œuvre	- déjà mis en œuvre	

### 1.5 Taux de disponibilité du portail fournisseur

- Pour les ELD disposant d'un portail fournisseur

ELD	Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Gedia et Sorégies	
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du trimestre M-2/M, sur des semaines complètes :  <u><math display="block">\frac{[\text{Nombre d'heures de disponibilité du portail durant la semaine}]}{[\text{Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail durant la semaine}]}</math></u> (soit une valeur suivie)	
Périmètre	- portail fournisseur uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs, hors webservices - heures d'ouvertures : 24h/24 hors plage de maintenance pour Régaz-Bordeaux, R-GDS et Sorégies, 50 h par semaine pour GreenAlp et aux horaires d'ouverture de l'entreprise pour Vialis - causes d'indisponibilités : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon importante l'utilisation du portail par les fournisseurs, programmé ou non	
Suivi	- fréquence de calcul : hebdomadaire - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 99,5 % par an	
Incitations	- versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales	
	Régaz-Bordeaux	- pénalités : 22 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 22 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 77 000 €
	R-GDS	- pénalités : 11 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 11 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 38 500 €
	GreenAlp	- pénalités : 2 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 2 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 7 000 €
	Vialis	- pénalités : 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 700 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 450 €
	Gedia	- pénalités : 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 700 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 450 €
	Sorégies	- pénalités : 800 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 800 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 800 €
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre	

**1.6 Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les délais**

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <u>[ Nombre de réclamations écrites de fournisseurs clôturées dans les 15 (8 pour Vialis) jours calendaires durant le trimestre M-2/M ] / [ Nombre total de réclamations écrites de fournisseurs clôturées durant le trimestre M-2/M ]</u>  (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD aux fournisseurs (les réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur ne sont pas concernées)</li> <li>- toutes réclamations écrites uniquement (déposées sur le portail fournisseur uniquement pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp), y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- tous types de consommateurs confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</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	100 % des réclamations écrites (déposées sur le portail fournisseur uniquement pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp) traitées dans les délais (15 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies et 8 jours calendaires pour Vialis)
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- pénalités : 25 € par réclamation non traitée dans les délais et signalée par les fournisseurs</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 500 €</li> <li>- la définition et les niveaux d'objectifs et d'incitation financière de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD6</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**1.7 Taux de réponse aux réclamations des consommateurs dans les délais**

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <u>[ Nombre de réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) de consommateurs clôturées dans les 30 (21 pour R-GDS, 15 pour Gedia et 8 pour Vialis) jours calendaires durant le trimestre M-2/M ] / [ Nombre total de réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) de consommateurs clôturées durant le trimestre M-2/M ]</u>  (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ne sont pas concernées)</li> <li>- toutes réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) uniquement</li> <li>- tous types de consommateurs confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au consommateur</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</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	100 % des réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) traitées dans les délais (30 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, GreenAlp, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies, 21 jours calendaires pour R-GDS, 15 jours calendaires pour Gedia et 8 jours calendaires pour Vialis)
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- pénalités : 25 € par réclamation non traitée dans les délais et signalée</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 500 €</li> <li>- la définition et les niveaux d'objectifs et d'incitation financière de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD6</li> </ul>

Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre
-----------------------	-------------------

### 1.8 Taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique	
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2, tous types de consommateurs confondus pour GreenAlp et par type de consommateurs pour les autres ELD, du ratio :</p> <p><u>[ Nombre de changements de fournisseurs clôturés durant le trimestre M-2/M dans le délai demandé (dans le délai convenu entre le fournisseur et le GRD pour Vialis) ] / [ Nombre total de changements de fournisseurs clôturés durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <p>(soit une valeur suivie pour GreenAlp et deux valeurs suivies pour les autres ELD :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les consommateurs T1/T2,</li> <li>- pour les consommateurs T3/T4/TP)</li> </ul>	
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous changements de fournisseurs pour Régaz-Bordeaux, Vialis, Gedia et Sorégies</li> <li>- tous changements de fournisseurs, excepté ceux ayant lieu lors des MES pour un local dont l'installation est encore en servie pour R-GDS, GreenAlp, Caléo, Gaz de Barr et Veolia Eau</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- tous types de consommateurs confondus pour GreenAlp, consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement pour les autres ELD</li> </ul>	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>	
Objectif	100 % des changements de fournisseurs clôturés dans le délai demandé.	
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> </ul>	
	Régaz-Bordeaux	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 5 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 50 000 €</li> </ul>
	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 2 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 25 000 €</li> </ul>
	GreenAlp	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 10 000 €</li> </ul>
	Vialis	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 750 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 7 500 €</li> </ul>
	Gedia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 300 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 3 000 €</li> </ul>
	Caléo	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 250 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 500 €</li> </ul>
	Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 250 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 500 €</li> </ul>
	Veolia Eau	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 000 €</li> </ul>
Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 000 €</li> </ul>	
Date de mise en œuvre	A compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2022	

### 1.9 Taux de flux communs implémentés

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> de l'année N+1 de la valeur :</p> <p><u>[ Nombre de flux communs validés en GTO SI GRD gaz, implémentés dans les délais demandés ] / [ nombre de flux communs validés en GTO SI GRD gaz ]</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>

Périmètre	- tous flux validé par le GTO SI GRD gaz et dont l'implémentation est attendue	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : annuelle</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 la valeur globale du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- 100 % des flux communs validés en GTO SI GRD gaz sont implémentés dans les délais demandés.</li> </ul>	
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> </ul>	
	Régaz-Bordeaux R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 50 000 €</li> </ul>
	GreenAlp Vialis Gedia Caléo Gaz de Barr Veolia Eau Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 150 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 15 000 €</li> </ul>
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2022	

### 1.10 Taux de webservices implémentés

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique	
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> de l'année N+1 de la valeur : $\frac{[\text{Nombre de webservices communs validés en GTO SI GRD gaz, implémentés dans les délais demandés}]}{[\text{nombre de webservices communs validés en GTO SI GRD gaz}]}$ (soit une valeur suivie)	
Périmètre	- tous webservice validé par le GTO SI GRD gaz et dont l'implémentation est attendue	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : annuelle</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 la valeur globale du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- 100 % des webservices communs validés en GTO SI GRD gaz sont implémentés dans les délais demandés.</li> </ul>	
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> </ul>	
	Régaz-Bordeaux R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 50 000 €</li> </ul>
	GreenAlp Vialis Gedia Caléo Gaz de Barr Veolia Eau Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 150 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 15 000 €</li> </ul>
Date de mise en œuvre	1 <sup>er</sup> janvier 2022	

## 2. AUTRES INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE

### 2.1 Taux de raccordements réalisés dans les délais

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : $\frac{[\text{Nombre de raccordements réalisés (mis en gaz pour R-GDS) durant le trimestre M-2/M dans le délai convenu (dans un délai de 2 mois pour Gedia) ]}{[\text{Nombre de raccordements réalisés (mis en gaz pour R-GDS) durant le trimestre M-2/M}]}$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous raccordements de densification pour Régaz-Bordeaux et R-GDS</li> <li>- tous raccordements confondus pour GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies</li> <li>- tous consommateurs confondus</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

### 2.2 Qualité des relevés JJ transmis au GRT pour les allocations journalières aux PITD

ELD	Régaz-Bordeaux et R-GDS
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : $\frac{[\text{Somme pour chaque jour J du trimestre M-2/M du nombre de valeurs de consommations de consommateurs télérelevés JJ intégrées dans les calculs d'allocations à J+1}]}{[\text{Somme pour chaque jour J du trimestre M-2/M du nombre de consommateurs télérelevés JJ enregistrés dans le SI du GRD pour le jour JJ}]}$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes valeurs effectivement relevées</li> <li>- aucune valeur de repli / remplacement prise en compte</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- tous PITD du GRD confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

### 2.3 Taux d'absence au relevé des consommateurs de PCE 6M

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : $\frac{[\text{Nombre d'index de PCE 6M auto-relevés ou estimés durant le trimestre M-2/M pour cause d'absence du consommateur 3 fois et plus (2 fois et plus pour GreenAlp et Gedia, 1 fois et plus pour Veolia Eau) lors du relevé semestriel}]}{[\text{Nombre de PCE 6M à relever durant le trimestre M-2/M}]}$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE 6M existants</li> <li>- tous index auto-relevés ou estimés pour cause d'absence du consommateur au relevé</li> <li>- tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte)</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>

Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre
-----------------------	-------------------

## 2.4 Indicateurs relatifs aux rectifications d'index

### 2.4.1 Taux d'index rectifiés

ELD	Régaz-Bordeaux, Veolia Eau et Sorégies
Calcul	<p>Pour Régaz-Bordeaux, calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>[ Nombre de PCE actifs dont l'index a été rectifié durant le trimestre M-2/M ] / [ Nombre total de PCE actifs durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p> <p>Pour Veolia Eau et Sorégies, calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 des ratios :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les consommateurs 6M :</li> </ul> <p><u>[ Nombre de relèves transmises au statut rectifié durant le trimestre M-2/M - Nombre de rectifications suite à MES durant le trimestre M-2/M ] / [ Nombre de relèves totales transmises durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les autres consommateurs :</li> </ul> <p><u>[ Nombre de PCE actifs dont l'index a été rectifié durant le trimestre M-2/M ] / [ Nombre total de PCE actifs durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <p>(soit deux valeurs suivies)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes modifications d'index, quel que soit le fait générateur, à l'exception des rectifications suites à une MES pour les consommateurs 6M</li> <li>- tous index réels, et également tous les index calculés pour les consommateurs autres que 6M</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

### 2.4.2 Nombre de prestations de vérification de données de comptage aboutissant à une correction d'index

ELD	R-GDS, GreenAlp, Vialis, Caléo et Gaz de Barr
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2, par types de consommateurs pour R-GDS, du ratio :</p> <p><u>[ Nombre de prestations de vérification de données de comptage clôturées durant le trimestre M-2/M mais non facturées ] / [ Nombre de milliers de PCE (nombre de PCE pour Caléo et Gaz de Barr) relevés ou télérelevés durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <p>(soit une valeur suivie sauf pour R-GDS, deux valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les consommateurs T1/T2,</li> <li>- pour les consommateurs T3/T4/TP)</li> </ul>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes prestations de vérification de données de comptage (avec/sans déplacement)</li> <li>- tous index réels et calculés pour R-GDS, GreenAlp et Vialis</li> <li>- tous index réels (les contestations d'index calculés ne sont pas prises en compte) pour Caléo et Gaz de Barr</li> <li>- une prestation de vérification n'est pas facturée si une anomalie imputable au GRD est facturée</li> <li>- consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement pour R-GDS</li> <li>- tous consommateurs confondus pour GreenAlp, Vialis, Caléo et Gaz de Barr</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

### 2.4.3 Taux d'interventions physiques pour vérification de données de comptage à la suite d'une relève

ELD	Gedia et Sorégies
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <i>[ Nombre d'interventions physiques pour vérification de données de comptage à la suite d'une relève durant le trimestre M-2/M ] / [ Nombre de PCE relevés ou télérelevés durant le trimestre M-2/M ]</i>  (soit une valeur suivie)
Périmètre	- toutes interventions physiques pour vérification de données de comptage à la suite d'une relève - tous index gaz - tous consommateurs confondus
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

### 2.5 Amplitude des comptes d'écart distribution (CED)

ELD	Toutes les ELD en profilage total : Régaz-Bordeaux et R-GDS
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :  <i>Valeur absolue de la somme des CED du mois M en énergie</i>  (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE existants - tous fournisseurs confondus
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

### 2.6 Nombre de réclamations de fournisseurs

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :  <i>Nombre total de réclamations écrites de fournisseurs clôturées durant le trimestre M-2/M</i>  (soit une valeur suivie)
Périmètre	- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur - toutes réclamations écrites uniquement (déposées sur le portail fournisseur uniquement, pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp), y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus - tous fournisseurs confondus - tous types de consommateurs confondus - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

### 2.7 Nombre de réclamations de consommateurs

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :

	<u>Nombre total de réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) de consommateurs clôturées durant le trimestre M-2/M</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur</li> <li>- toutes réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) uniquement</li> <li>- tous types de consommateurs confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au consommateur</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

## 2.8 Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur : <i>Délai moyen entre la date de réception et la date de réponse aux demandes d'études détaillées adressées à l'ELD dans le cadre du raccordement d'une installation d'injection de biométhane</i> (soit 1 valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- demandes adressées par un porteur de projet biométhane à l'ELD selon les modalités définies dans la procédure de gestion du registre de capacité (jalon D1)</li> <li>- demandes initialement adressées à un GRT et transférées à l'ELD</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	A compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2022

## 2.9 Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, de la valeur : <i>Nombre total de réclamations de producteurs consécutives au raccordement d'une installation de biométhane clôturées durant le mois M</i> (soit 1 valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par l'ELD à un producteur de biométhane</li> <li>- tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par l'ELD au producteur</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	A compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2022

## 2.10 Emissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère rapportées à l'énergie acheminée

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois de mars de l'année A+1 du ratio : <i>(Tonnes de gaz à effet de serre (équivalent CO<sub>2</sub>) émis dans l'atmosphère sur l'année A) / (Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A)</i> (soit une valeur suivie)

Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fuites linéiques de méthane</li> <li>- émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations</li> <li>- émissions des véhicules de la flotte du GRD et de ses bâtiments</li> <li>- le résultat de l'indicateur est affiché avec l'indication des quantités de gaz acheminées pendant l'année calendaire</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : annuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	A compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2022

### 2.11 Fuites de méthane émises dans l'atmosphère

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois de mars de l'année A+1 du ratio :</p> <p><u><math>(Quantités\ de\ méthane\ émises\ dans\ l'atmosphère\ sur\ l'année\ A) / (Quantités\ de\ gaz\ acheminées\ sur\ le\ réseau\ du\ GRD\ sur\ l'année\ calendaire\ A)</math></u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fuites linéiques de méthane</li> <li>- émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : annuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	A compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2022

### 2.12 Montants associés aux volumes de pertes

ELD	Régaz-Bordeaux et R-GDS
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois de mars de l'année A+1 du ratio :</p> <p><u><math>(volumes\ de\ pertes) / (volumes\ des\ quantités\ distribuées\ sur\ l'année\ calendaire\ A)</math></u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE existants</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : annuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	A compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2022

## ANNEXE 2 – REPARTITION DES MONTANTS DES PENALITES ENTRE LES ELD AUX TARIFS SPECIFIQUES, EN CAS DE NON-REALISATION DANS LES DELAIS DES ACTIONS IDENTIFIEES COMME « PRIORITAIRES » DANS LE CADRE DU DISPOSITIF DE REGULATION INCITATIVE

Opérateur	Pénalité en cas de projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE (€/mois)	Pénalité en cas de projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE (€/mois)	Pénalité en cas de projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE (€/mois)	Répartition du plafond du montant global de l'ensemble des pénalités (€/an)
Régaz-Bordeaux	1200	2400	4800	96000
R-GDS	600	1200	2400	48000
GreenAlp	220	440	880	17600
Vialis	180	360	720	14400
Gedia	74	148	296	5920
Caléo	58	116	232	4640
Gaz de Barr	68	136	272	5440
Veolia Eau	50	100	200	4000
Sorégies	50	100	200	4000
Total	2500	5000	10000	200000

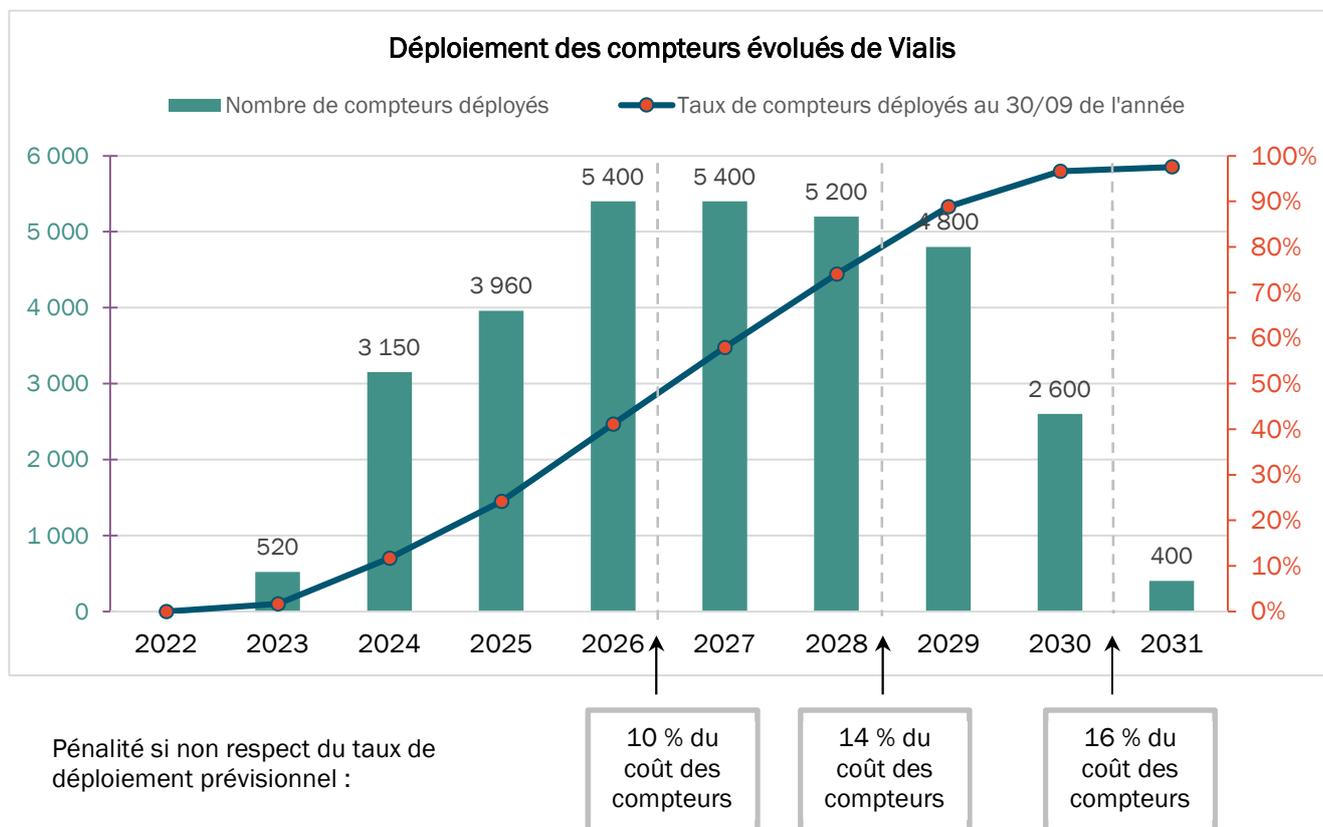
## ANNEXE 3 – CADRE DE REGULATION INCITATIVE DES DELAIS DE DEPLOIEMENT ET DES COÛTS D'INVESTISSEMENT ASSOCIE AUX PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD ENVISAGE PAR LA CRE

La présente annexe détaille les paramètres spécifiques à chaque ELD relatifs au cadre de régulation incitative des délais de déploiement et des coûts d'investissement de comptage envisagés par la CRE pour chaque projet de comptage évolué. Ces paramètres s'inscrivent dans le cadre générique présenté par la CRE dans la délibération n° 2021-103 portant orientation sur le cadre de régulation des systèmes de comptage évolué de gaz naturel des ELD disposant d'un tarif spécifique.

ELD	Période de déploiement industriel	Nombre de compteurs à déployer
Vialis	2024 - 2028	31 112
Gedia	2023 - 2027	13 411
Gaz de Barr	2024 - 2028	12 242
Sorégies	2024 - 2026	8 908

## 1. PARAMETRES ENVISAGES POUR LE PROJET DE VIALIS

### 1.1 Régulation incitative des délais de déploiement



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

Cible à atteindre au :

	31 décembre 2026	31 décembre 2028	30 septembre 2030
Vialis	57,9 %	88,8 %	97,6 %

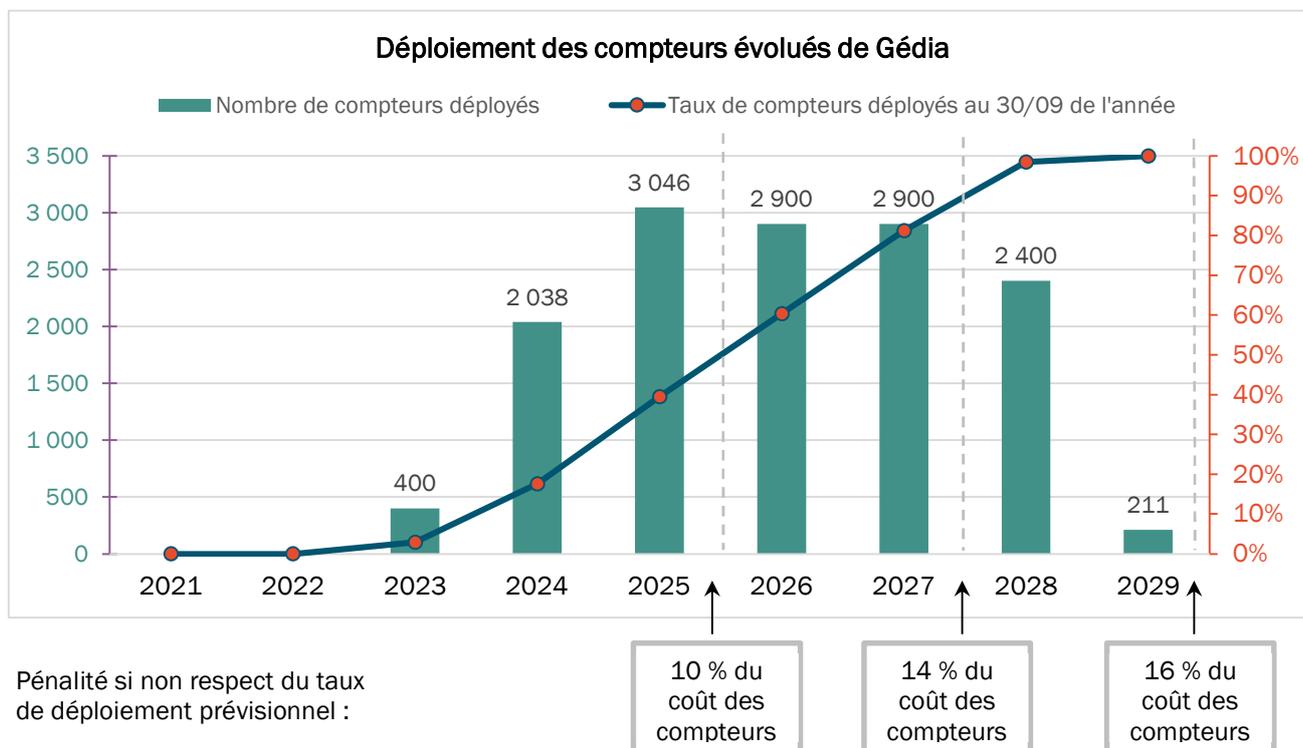
### 1.2 Régulation incitative des coûts d'investissement de comptage

S'agissant du cadre de régulation incitative des coûts d'investissement présenté dans la délibération n° 2021-103, les comparaisons entre les investissements en actif de comptage mis en service de Vialis et le coût de référence seraient effectuées aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative pour les délais de déploiement. Soit, pour Vialis : au 31 décembre 2026 (sur les années 2024 à 2026), au 31 décembre 2028 (sur les années 2027 et 2028) et, en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible à cette date, au 31 décembre 2030 (sur les années 2029 et 2030).

Les dates des jalons pourront évoluer en fonction de la date effective des décisions des ministres.

## 2. PARAMETRES ENVISAGES POUR LE PROJET DE GEDIA

### 2.1 Régulation incitative des délais de déploiement



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

Cible à atteindre au :

	31 décembre 2025	31 décembre 2027	30 septembre 2029
Gedia	60,3 %	98,5 %	100 %

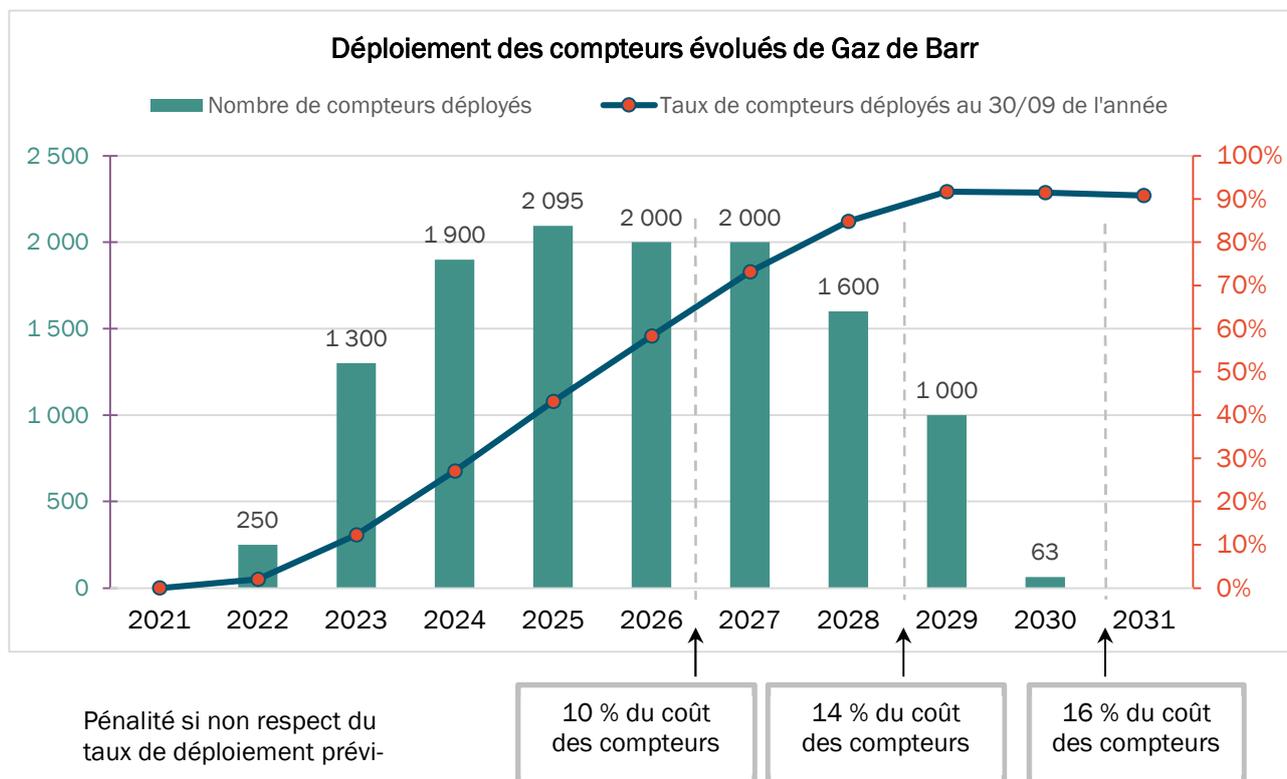
### 2.2 Régulation incitative des coûts d'investissement de comptage

S'agissant du cadre de régulation incitative des coûts d'investissement présenté dans la délibération n° 2021-103, les comparaisons entre les investissements en actif de comptage mis en service de Gedia et le coût de référence seraient effectuées aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative pour les délais de déploiement. Soit, pour Gedia : au 31 décembre 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 et 2029).

Les dates des jalons pourront évoluer en fonction de la date effective des décisions des ministres.

### 3. PARAMETRES ENVISAGES POUR LE PROJET DE GAZ DE BARR

#### 3.1 Régulation incitative des délais de déploiement



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

Cible à atteindre au :

	31 décembre 2026	31 décembre 2028	30 septembre 2030
Gaz de Barr	58,3 %	84,8 %	91,5 %

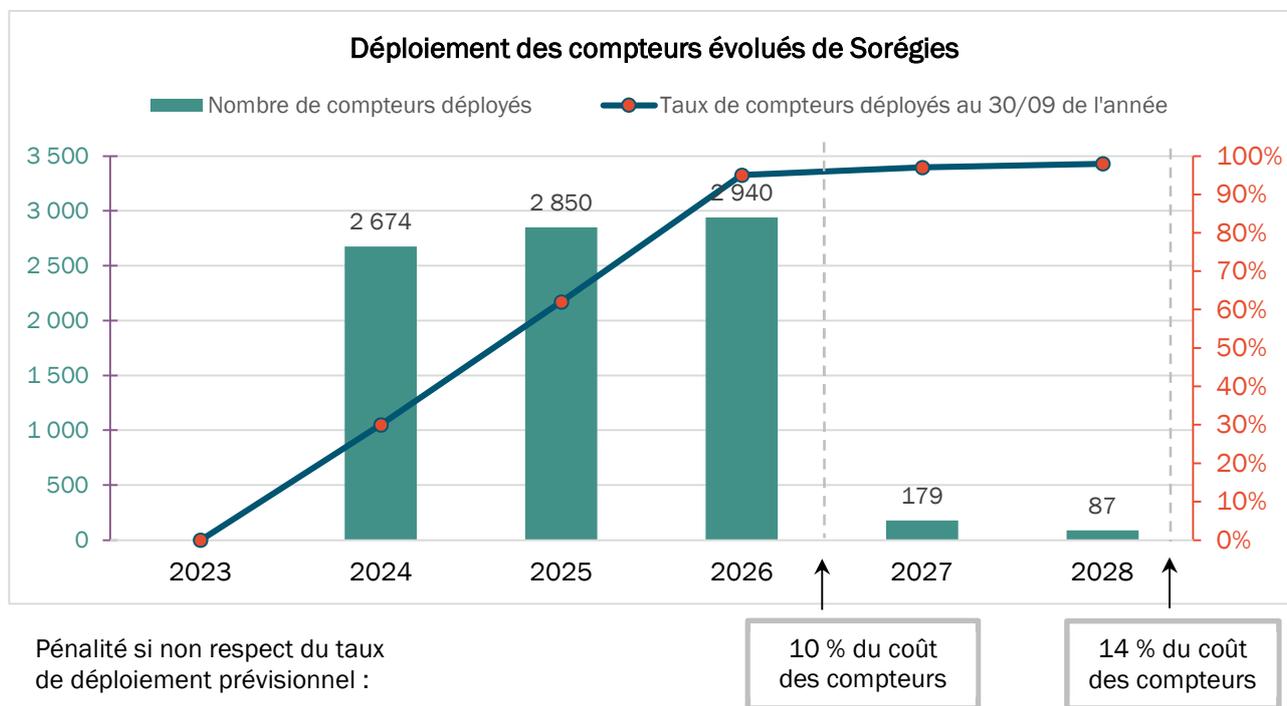
#### 3.2 Régulation incitative des coûts d'investissement de comptage

S'agissant du cadre de régulation incitative des coûts d'investissement présenté dans la délibération n° 2021-103, les comparaisons entre les investissements en actif de comptage mis en service de Gaz de Barr et le coût de référence seraient effectuées aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative pour les délais de déploiement. Soit, pour Gaz de Barr : au 31 décembre 2026 (sur les années 2024 à 2026), au 31 décembre 2028 (sur les années 2027 et 2028) et, en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible à cette date, au 31 décembre 2030 (sur les années 2029 et 2030).

Les dates des jalons pourront évoluer en fonction de la date effective des décisions des ministres.

## 4. PARAMETRES ENVISAGES POUR LE PROJET DE SORÉGIES

### 4.1 Régulation incitative des délais de déploiement



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

Cible à atteindre au :

Sorégies	31 décembre 2026	31 décembre 2028
	95,0 %	98,0 %

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

S'agissant du cadre de régulation incitative des coûts d'investissement présenté dans la délibération n° 2021-103, les comparaisons entre les investissements en actif de comptage mis en service de Sorégies et le coût de référence seraient effectuées aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative pour les délais de déploiement. Soit, pour Sorégies : au 31 décembre 2026 (sur les années 2024 à 2026), et, en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible à cette date, au 31 décembre 2028 (sur les années 2027 et 2028).

Les dates des jalons pourront évoluer en fonction de la date effective des décisions des ministres.

## ANNEXE 4 – INDICATEURS DE SUIVI DE LA PERFORMANCE DU SYSTEME DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD

Cette annexe détaille les indicateurs, envisagés par la CRE, de suivi de la performance du système de comptage évolué des ELD concernées par le lancement d'un projet de comptage évolué ainsi que les incitations financières correspondantes.

Cette régulation incitative de la performance dédiée aux compteurs évolués complètera le mécanisme de suivi de la qualité de service des opérateurs défini dans les tarifs ATRD des ELD.

### 1. « TAUX DE PUBLICATION MENSUELLE DES INDEX AUX FOURNISSEURS SUR LE PERIMETRE DES COMPTEURS EVOLUES »

ELD	R-GDS, Vialis, Gedia Gaz de Barr, Sorégies	
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>37</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) (relèves 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 R-GDS et Gedia : <ul style="list-style-type: none"> <li>• pour 2023 : 91,0 %</li> <li>• pour 2024 : 93,0 %</li> <li>• pour 2025 : 98,5 %</li> <li>• pour 2026 : 99,0 %</li> </ul> </li> <li>o pour Vialis, Gaz de Barr et Sorégies : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2024 : 91,0 %</li> <li>o pour 2025 : 93,0 %</li> <li>o pour 2026 : 98,5 %</li> <li>o pour 2027 : 99,0 %</li> </ul> </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>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>	
	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> <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> </ul>

<sup>37</sup> Les compteurs au « statut télérelevé » sont des compteurs équipés (compteurs intégrés ou compteurs classiques équipés d'un module) et communicants.

	Vialis	- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2024 : - 6 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 10 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 13 000 €</li> <li>o pour 2027 : - 17 000 €</li> </ul>
	Gedia	- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2023 : - 2 000 €</li> <li>o pour 2024 : - 4 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 6 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 8 000 €</li> </ul>
	Gaz de Barr	- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2024 : - 3 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 5 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 6 000 €</li> <li>o pour 2027 : - 7 000 €</li> </ul>
	Sorégies	- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 4 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 6 000 €</li> <li>o pour 2027 : - 6 000 €</li> </ul>
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1er janvier 2023	

## 2. « TAUX D'INDEX CYCLIQUES MESURES SUR LE PERIMETRE DES COMPTEURS EVOLUES »

ELD	R-GDS, Vialis, Gedia Gaz de Barr, Sorégies
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : $\frac{\text{(Nombre d'index cycliques mesurés sur les PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus durant le mois M)}}{\text{(Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un Contrat d'Acheminement Distribution (CAD), durant le mois M)}}$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques - tous fournisseurs confondus
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour R-GDS et Gedia : <ul style="list-style-type: none"> <li>• pour 2023 : 94,0 %</li> <li>• pour 2024 : 95,5 %</li> <li>• pour 2025 : 96,0 %</li> <li>• pour 2026 : 97,0 %</li> </ul> </li> <li>o pour Vialis, Gaz de Barr et Sorégies <ul style="list-style-type: none"> <li>• pour 2024 : 94,0 %</li> <li>• pour 2025 : 95,5 %</li> <li>• pour 2026 : 96,0 %</li> <li>• pour 2027 : 97,0 %</li> </ul> </li> </ul>
Incitations	- 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

	- versement : à travers le CRCP
R-GDS	- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ pour 2023 : - 9 000 €</li> <li>○ pour 2024 : - 23 000 €</li> <li>○ pour 2025 : - 37 000 €</li> <li>○ pour 2026 : - 51 000 €</li> </ul>
Vialis	- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ pour 2024 : - 6 000 €</li> <li>○ pour 2025 : - 10 000 €</li> <li>○ pour 2026 : - 13 000 €</li> <li>○ pour 2027 : - 17 000 €</li> </ul>
Gedia	- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ pour 2023 : - 2 000 €</li> <li>○ pour 2024 : - 4 000 €</li> <li>○ pour 2025 : - 6 000 €</li> <li>○ pour 2026 : - 8 000 €</li> </ul>
Gaz de Barr	- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ pour 2024 : - 3 000 €</li> <li>○ pour 2025 : - 5 000 €</li> <li>○ pour 2026 : - 7 000 €</li> <li>○ pour 2027 : - 8 000 €</li> </ul>
Sorégies	- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>○ pour 2025 : - 4 000 €</li> <li>○ pour 2026 : - 6 000 €</li> <li>○ pour 2027 : - 6 000 €</li> </ul>
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> janvier 2023

### 3. « TAUX D'INDEX CYCLIQUES CALCULES 3 FOIS ET PLUS SUR LE PERIMETRE DES COMPTEURS EVOLUES »

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>○ pour R-GDS et Gedia :                 <ul style="list-style-type: none"> <li>● pour 2023 : 4,0 %</li> <li>● pour 2024 : 3,0 %</li> <li>● pour 2025 : 2,0 %</li> <li>● pour 2026 : 1,5 %</li> </ul> </li> <li>○ pour Vialis, Gaz de Barr et Sorégies                 <ul style="list-style-type: none"> <li>● pour 2024 : 4,0 %</li> <li>● pour 2025 : 3,0 %</li> <li>● pour 2026 : 2,0 %</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2027 : 1,5 %</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 : <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- bonus : <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>		
	<table border="1"> <tr> <td>R-GDS</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2023 : - 6 000 €</li> <li>pour 2024 : - 16 000 €</li> <li>pour 2025 : - 25 000 €</li> <li>pour 2026 : - 34 000 €</li> </ul> </li> </ul> </td> </tr> </table>	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2023 : - 6 000 €</li> <li>pour 2024 : - 16 000 €</li> <li>pour 2025 : - 25 000 €</li> <li>pour 2026 : - 34 000 €</li> </ul> </li> </ul>
	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2023 : - 6 000 €</li> <li>pour 2024 : - 16 000 €</li> <li>pour 2025 : - 25 000 €</li> <li>pour 2026 : - 34 000 €</li> </ul> </li> </ul>	
	<table border="1"> <tr> <td>Vialis</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2024 : - 4 000 €</li> <li>pour 2025 : - 7 000 €</li> <li>pour 2026 : - 9 000 €</li> <li>pour 2027 : - 11 000 €</li> </ul> </li> </ul> </td> </tr> </table>	Vialis	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2024 : - 4 000 €</li> <li>pour 2025 : - 7 000 €</li> <li>pour 2026 : - 9 000 €</li> <li>pour 2027 : - 11 000 €</li> </ul> </li> </ul>
	Vialis	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2024 : - 4 000 €</li> <li>pour 2025 : - 7 000 €</li> <li>pour 2026 : - 9 000 €</li> <li>pour 2027 : - 11 000 €</li> </ul> </li> </ul>	
	<table border="1"> <tr> <td>Gedia</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2023 : - 2 000 €</li> <li>pour 2024 : - 3 000 €</li> <li>pour 2025 : - 4 000 €</li> <li>pour 2026 : - 6 000 €</li> </ul> </li> </ul> </td> </tr> </table>	Gedia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2023 : - 2 000 €</li> <li>pour 2024 : - 3 000 €</li> <li>pour 2025 : - 4 000 €</li> <li>pour 2026 : - 6 000 €</li> </ul> </li> </ul>
Gedia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2023 : - 2 000 €</li> <li>pour 2024 : - 3 000 €</li> <li>pour 2025 : - 4 000 €</li> <li>pour 2026 : - 6 000 €</li> </ul> </li> </ul>		
<table border="1"> <tr> <td>Gaz de Barr</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>pour 2025 : - 3 000 €</li> <li>pour 2026 : - 4 000 €</li> <li>pour 2027 : - 5 000 €</li> </ul> </li> </ul> </td> </tr> </table>	Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>pour 2025 : - 3 000 €</li> <li>pour 2026 : - 4 000 €</li> <li>pour 2027 : - 5 000 €</li> </ul> </li> </ul>	
Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>pour 2025 : - 3 000 €</li> <li>pour 2026 : - 4 000 €</li> <li>pour 2027 : - 5 000 €</li> </ul> </li> </ul>		
<table border="1"> <tr> <td>Sorégies</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>pour 2025 : - 3 000 €</li> <li>pour 2026 : - 4 000 €</li> <li>pour 2027 : - 4 000 €</li> </ul> </li> </ul> </td> </tr> </table>	Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>pour 2025 : - 3 000 €</li> <li>pour 2026 : - 4 000 €</li> <li>pour 2027 : - 4 000 €</li> </ul> </li> </ul>	
Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>pour 2025 : - 3 000 €</li> <li>pour 2026 : - 4 000 €</li> <li>pour 2027 : - 4 000 €</li> </ul> </li> </ul>		
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> janvier 2023		

#### 4. « TAUX D'INDEX RECTIFIES SUR LE PERIMETRE DES COMPTEURS EVOLUES »

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>o l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle</li> <li>o objectif de référence :</li> <li>o pour R-GDS et Gedia :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>pour 2023 : 1,9 %</li> <li>pour 2024 : 1,2 %</li> </ul> </li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ pour 2025 : 0,8 %</li> <li>○ pour 2026 : 0,5 %</li> <li>○ Pour Vialis, Gaz de Barr et Sorégies : <ul style="list-style-type: none"> <li>● pour 2024 : 1,9 %</li> <li>● pour 2025 : 1,2 %</li> <li>● pour 2026 : 0,8 %</li> <li>● pour 2027 : 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 : <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- bonus : <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>	
	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ pour 2023 : - 6 000 €</li> <li>○ pour 2024 : - 16 000 €</li> <li>○ pour 2025 : - 25 000 €</li> <li>○ pour 2026 : - 34 000 €</li> </ul> </li> </ul>
	Vialis	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ pour 2024 : - 4 000 €</li> <li>○ pour 2025 : - 7 000 €</li> <li>○ pour 2026 : - 9 000 €</li> <li>○ pour 2027 : - 11 000 €</li> </ul> </li> </ul>
	Gedia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ pour 2023 : - 2 000 €</li> <li>○ pour 2024 : - 3 000 €</li> <li>○ pour 2025 : - 4 000 €</li> <li>○ pour 2026 : - 6 000 €</li> </ul> </li> </ul>
	Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>○ pour 2025 : - 3 000 €</li> <li>○ pour 2026 : - 4 000 €</li> <li>○ pour 2027 : - 5 000 €</li> </ul> </li> </ul>
	Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>○ pour 2025 : - 3 000 €</li> <li>○ pour 2026 : - 4 000 €</li> <li>○ pour 2027 : - 4 000 €</li> </ul> </li> </ul>
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> janvier 2023	

## ANNEXE 5 – DETAILS DES DEMANDES DE CNE DES ELD ET DE L'ANALYSE DE LA CRE ET DE L'AUDITEUR

### 1. REGAZ-BORDEAUX

#### 1.1 Bilan de la période ATRD5

Sur la période ATRD5, les charges nettes d'exploitation supportées par Régaz-Bordeaux ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation de la trajectoire tarifaire :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation (inflation réelle)	31 037	31 403	30 806	31 363
Charges nettes d'exploitation réalisées	28 899	30 327	26 427	
Ecarts	- 2 138	- 1 076	- 4 379	

Au cours de la période 2018-2020, l'écart cumulé entre la trajectoire réalisée et la trajectoire du tarif ATRD5 trajectoire réalisée s'élève ainsi à - 7 593 k€, soit - 8.14 % par rapport aux charges prévisionnelles.

Les principaux écarts entre le délibéré et le réalisé sur la période 2018-2020 portent notamment sur les postes suivants :

- les charges de personnels, sur lesquelles on observe un gain de - 15 472 k€ au total sur la période 2018-2020 ;
- les charges de consommations externes à retenir correspondant aux redevances non couvertes qui ont été plus importantes de - 4 538 k€ au total ;
- les recettes extra-tarifaires, sur lesquelles on observe un gain de - 4 707 k€ sur la période ;
- les consommations externes, sur lesquelles on observe un coût supplémentaire de + 15 417 k€ au total.

#### 1.2 Charges d'exploitation

##### 1.2.1 Demande de l'opérateur

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Charges nettes d'exploitation	29 433	30 037	30 451	30 767

Pour les charges nettes d'exploitation, la demande de Régaz-Bordeaux conduirait en 2022 à une hausse des charges de 3 006 k€, soit 11,4% par rapport au réalisé 2020. Sur la période 2022-2025, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de + 1,5 % en moyenne par an, tandis que l'inflation prévisionnelle sur la période est estimée à +1,3 % par an.

Les principaux postes expliquant cette hausse entre 2020 et 2022 dans la demande de l'opérateur sont les suivants :

- Une baisse importante des recettes, composées des recettes extra-tarifaires (- 811 k€/an en moyenne) et de la production immobilisée (- 637 k€/an en moyenne).

## 1.2.2 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires envisagés par la CRE

### 1.2.2.1 Ajustements préconisés par l'auditeur

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de Régaz-Bordeaux sur la période ATRD6 :

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Trajectoire demandée par Régaz-Bordeaux	29 433	30 037	30 451	30 767
Trajectoire auditeur (avant efficience)	28 857	29 009	29 188	29 444
<b>Trajectoire auditeur (après efficience)</b>	28 857	29 009	29 188	29 444
Ecart opérateur / auditeur (après efficience)	576	1 028	1 263	1 323

Les principaux ajustements de l'auditeur portent sur 4 100 k€ au total (1 047,5 k€/an en moyenne) et notamment sur les consommations externes pour + 2 576 k€, les charges de personnels pour +1 187 k€, les impôts et taxes pour + 421 k€.

Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après.

#### Consommations externes :

- services extérieurs entretien et maintenance : ajustement du projet de végétalisation (291k€ ajustés sur 2022-2025) et prise en compte uniquement des projets justifiés pour la maintenance et sous-traitance informatique (59k€ ajustés sur 2022-2025). Pour les éléments récurrents, application des montants moyens 2019-2020 retraités de l'inflation ;
- sous-traitance intra-groupe : refacturation des charges du site de Bacalan (ajustement de 52 k€ sur la période) et ajustement des coûts de maintenance informatique (ajustement de 1 006 k€ sur 2022-2025 majoritairement lié à l'ajustement sur la montée de version de l'ERP AX);
- exclusion du périmètre des CNE à couvrir par le tarif ATRD 6 les mêmes redevances non retenues par la CRE dans le cadre du tarif ATRD 5 (ajustement de 424 k€ sur la période 2022-2025), à savoir : la redevance accès à la base de données urbaine de BME ; le terme R2 et autres de la redevance de concession et les redevances d'utilisation du réseau.

#### Charges de personnel :

- reprise du GVT- calculé par Régaz-Bordeaux (effet de Noria) et modification des trajectoires de GVT+ et de SNB comme appliqué pour l'ensemble des ELD (ajustement de 595 k€ sur la période 2022-2025) ;
- taux de charges sociales proposé par l'opérateur sur les années 2021 et 2022 (impact covid) et taux de charges 2023-2025 égal au taux de charges 2020 (neutralisation de l'effet covid). Les ajustements représentent 450 k€ sur la période 2022-2025 ;

#### Impôts et taxes :

- taxe foncière, CVAE et CFE : Réduction de 50% du taux d'imposition pour tenir compte de la réduction des taux (ajustement de 248 k€ sur la période 2022-2025) ;
- ajustement de 88 k€ sur la période tarifaire de la trajectoire d'impôts et taxes sur les rémunérations indexées sur la rémunération principale ;
- conservation des trajectoires prévisionnelles pour les autres taxes après vérification de la cohérence avec l'historique.

### 1.2.2.2 Ajustements complémentaires de la CRE

Régaz-Bordeaux a fait l'objet d'ajustements complémentaires de la CRE portant sur les budgets associés au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel ainsi que sur les budgets de R&D. Les montants de ces ajustements complémentaires sont détaillés au paragraphe 4.1.2.4 de la présente consultation publique.

## 2. R-GDS

### 2.1 Bilan de la période ATRD5

Sur la période ATRD5, les charges nettes d'exploitation supportées par R-GDS ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation de la trajectoire tarifaire :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation (inflation réelle)	20 811	20 970	21 380	21 752
Charges nettes d'exploitation réalisées	19 796	19 536	19 381	
Ecarts	- 1 015	- 1 435	- 1 998	

Au cours de la période 2018-2020, l'écart cumulé entre la trajectoire réalisée et la trajectoire du tarif ATRD5 s'élève ainsi à - 4 448 k€, soit - 7.04 % par rapport aux charges prévisionnelles.

Les principaux écarts entre le délibéré et le réalisé sur la période 2018-2020 portent sur les postes suivants :

- les consommations externes, sur lesquelles on observe un gain de - 6 262 k€ au total sur la période 2018-2020 ;
- les charges de personnels, sur lesquelles on observe un gain de - 3 978 k€ au total sur la période 2018-2020 ;
- les recettes extra-tarifaires, sur lesquelles on observe une baisse de 6 170 k€ sur la période.

### 2.2 Charges d'exploitation

#### 2.2.1 Demande de l'opérateur

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Charges nettes d'exploitation	22 542	21 891	22 283	22 663

Pour les charges nettes d'exploitation, la demande de R-GDS conduirait en 2022 à une hausse de +3 161 k€, soit + 16.3 % par rapport au réalisé 2020. Sur la période 2022-2025, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de + 0.2 % en moyenne par an, tandis que l'inflation prévisionnelle sur la période est estimée à +1,3 % par an.

Les principaux postes présentant une hausse entre 2020 et 2022 dans la demande de R-GDS sont les suivants :

- charges de personnel (+328 k€/an en moyenne) ;
- consommations externes (+2 328 k€/an en moyenne).

#### 2.2.2 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires envisagés par la CRE

##### 2.2.2.1 Ajustements préconisés par l'auditeur

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de R-GDS sur la période ATRD6 :

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Trajectoire demandée par R-GDS	22 542	21 891	22 283	22 663
Trajectoire auditeur (avant efficacité)	21 454	20 664	20 940	21 082
<b>Trajectoire auditeur (après efficacité)</b>	21 454	20 664	20 940	21 082
Ecart opérateur / auditeur (après efficacité)	1 088	1 227	1 343	1 581
<i>Dont différence entre demande mise à jour et demande initiale</i>	80	81	44	55

Les principaux ajustements de l'auditeur portent sur les consommations externes (+1 104 k€/an en moyenne) et les charges de personnel (+ 181 k€/an en moyenne).

Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après.

#### Consommations externes :

- Achats stockés (ajustement de 655 k€ sur la période 2022-2025): le poste contrepartie production immobilisée est calculé à partir de la moyenne 18-20 des taux historiques, pour les autres postes utilisation de la moyenne 18-20 indexée sur l'inflation ;
- Aides commerciales et communication : calcul à partir de la moyenne de dépenses 18-19 indexée sur l'inflation (ajustement de 1 479 k€ sur la période tarifaire) ;
- Services extérieurs entretien et maintenance (ajustement de 817 k€ sur la période 2022-2025) : sur la majorité des coûts utilisation de la moyenne des coûts 2018-2019 indexés sur l'inflation et ajustement des coûts des contrats de maintenance.

#### Charges de personnel :

- Reprise du GVT- calculé par R-GDS (effet de noria) et modification des trajectoires de GVT + (ajustement de 388 k€ sur 2022-2025) ;
- Dépenses associées au projet CICM validées dans le cadre d'une analyse transverse entre ELD ;
- Taux de charges sociales proposé par l'opérateur sur les années 2021 et 2022 (impact covid) et taux de charges 2023 égal au taux de charges 2020 (suppression de l'effet covid) entraînant un ajustement de 304 k€ sur 2022-2025 ;
- Trajectoires de participation et CCAS 1% indexées sur l'évolution des ETP (ajustement de 31k€ sur la période tarifaire).

#### **2.2.2.2 Ajustements complémentaires de la CRE**

R-GDS a fait l'objet d'ajustements complémentaires de la CRE portant sur les budgets associés au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel ainsi que sur les budgets de R&D. Les montants de ces ajustements complémentaires sont détaillés au paragraphe 4.1.2.4 de la présente consultation publique.

### **3. GREENALP**

#### **3.1 Bilan de la période ATRD5**

Sur la période ATRD5, les charges nettes d'exploitation supportées par GreenAlp (Villard-Bonnot n'était pas inclus dans le périmètre) ont été légèrement inférieures aux charges d'exploitation de la trajectoire tarifaire :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation (inflation réelle)	7 457	7 529	7 461	7 477
Charges nettes d'exploitation réalisées	7 358	7 574	7 503	
Ecart	-99	45	42	

Au cours de la période 2018-2020, l'écart cumulé entre la trajectoire réalisée et la trajectoire du tarif ATRD5 s'élève ainsi à -12 k€, soit - 0,06 % par rapport aux charges prévisionnelles.

Les principaux écarts entre le délibéré et le réalisé sur la période 2018-2020 portent sur les postes suivants :

- consommations externes, (+ 4 352 k€ sur la période) majoritairement porté par les services extérieurs entretien et maintenance ;
- charges de personnels, avec un écart de - 5 363 k€ sur la période ;
- les recettes de production immobilité, avec un écart de 1 089 k€ sur la période.

### 3.2 Charges d'exploitation

#### 3.2.1 Demande de l'opérateur

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Charges nettes d'exploitation	8 142	8 494	8 899	9 114

Pour les charges nettes d'exploitation, la demande de GreenAlp conduirait en 2022 à une hausse de 638 k€, soit 8,51 % par rapport au réalisé 2020. Sur la période 2022-2025, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +3,8 % en moyenne par an, tandis que l'inflation prévisionnelle sur la période est estimée à +1,3 % par an.

Les principaux postes présentant une hausse entre 2020 et 2022 dans la demande de GreenAlp sont les suivants :

- consommations externes (225 k€/an en moyenne) ;
- charges de personnels (101 k€/an en moyenne).

#### 3.2.2 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires envisagés par la CRE

##### 3.2.2.1 Ajustements préconisés par l'auditeur

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de GreenAlp sur la période ATRD6 :

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Trajectoire demandée par GreenAlp	8 142	8 494	8 899	9 114
Trajectoire auditeur (avant efficience)	7 900	8 239	8 615	8 730
<b>Trajectoire auditeur (après efficience)</b>	7765	7948	8174	8294
Ecart opérateur / auditeur (après efficience)	376	546	726	821

Les principaux ajustements de l'auditeur portent sur les consommations externes (176 k€/an en moyenne), les charges de personnel (78 k€/an en moyenne) et les recettes extra-tarifaires (22 k€/an en moyenne).

Ces ajustements se répartissent principalement comme décrit ci-après.

##### Consommations externes :

- Redevances : ajustement de 421 k€ sur la période 2022-2025 basée sur une évolution de la VNC en année-1 hors projet AMR ;
- Services extérieurs entretien et maintenance : ajustement de 153 k€ sur la période tarifaire. Sur la maintenance SI l'auditeur a indexé sur l'inflation les coûts moyens 2018-2020 et n'a pas pris en compte les travaux autour de l'harmonisation des SI des GRD dont les montants restent à déterminer précisément. Sur l'entretien et réparation de réseau matériel et outillage, la trajectoire de l'ELD a été retenue avec un ajustement de 20k€/an sur la période pour le projet DPBE basé sur une analyse transverse des ELD ;
- Loyers, crédit bail et charges locatives : ajustement de 41 k€ sur 2022-2025 sur l'enveloppe globale d'augmentation des loyers associé à la réalisation de travaux de réaménagement/rénovation.

##### Charges de personnel :

- Rémunérations principales, ajustement de 190 k€ sur la période tarifaire lié à l'ajustement de la trajectoire de GVT + sur la base d'une analyse historique pour l'ensemble des ELD et de la ventilation des ajustements sur le projet CICM sur la rémunération principale (selon le prorata des charges proposées par l'ELD).
- Charges sociales, ajustement de 103 k€ au titre de la période 2022-2025 directement lié à l'ajustement sur les rémunérations principales, la trajectoire de taux de charges sociales de l'opérateur ayant été retenue.

##### Recettes extra-tarifaire :

- Facturation des prestations catalogue, ajustement de 90 k€ sur 2022-2025 car l'auditeur n'a pas retenu l'évaluation d'évolution du prix des prestations, comme proposée par l'opérateur, mais une indexation des prix dans une logique conservatrice.

### 3.2.2.2 Ajustements complémentaires de la CRE

GreenAlp a fait l'objet d'ajustements complémentaires de la CRE portant sur les budgets associés au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel ainsi que sur les budgets de R&D. Les montants de ces ajustements complémentaires sont détaillés au paragraphe 4.1.2.4 de la présente consultation publique.

## 4. VIALIS

### 4.1 Bilan de la période ATRD5

Sur la période ATRD5, les charges nettes d'exploitation supportées par Vialis ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation de la trajectoire tarifaire :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation (inflation réelle)	4 570	4 639	4 589	4 604
Charges nettes d'exploitation réalisées	4 301	4 520	4 313	
Ecart	- 269	- 119	- 276	

Au cours de la période 2018-2020, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATRD5 et la trajectoire réalisée s'élève ainsi à - 663 k€, soit - 3,6 % par rapport aux charges prévisionnelles.

Les principaux écarts entre le délibéré et le réalisé sur la période 2018-2020 portent sur les postes suivants :

- les charges de personnel, sur lesquelles on observe un gain de 644 k€ au total sur la période 2018-2020 ;
- les consommations externes, sur lesquelles on observe un gain de 499 k€ au total sur la période 2018-2020 ;
- la production immobilisée, sur laquelle on observe une perte de 370 k€ au total sur la période 2018-2020 ;
- les impôts et taxes, sur lesquels on observe une perte de 110 k€, au total sur la période 2018-2020.

### 4.2 Charges d'exploitation

#### 4.2.1 Demande de l'opérateur

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Charges nettes d'exploitation	4 924	5 455	5 683	5 906

Pour les charges nettes d'exploitation, la demande de Vialis conduirait en 2022 à une hausse de + 404 k€, soit + 8,9 % par rapport au réalisé 2019. Sur la période 2022-2025, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de + 6,3 % en moyenne par an, tandis que l'inflation prévisionnelle sur la période est estimée à +1,3 % par an.

Les principaux postes présentant une hausse entre 2019 et 2022 dans la demande de Vialis sont les suivants :

- Consommations externes (+936 k€ soit une hausse de 36,5%) ;
- Les recettes extratarifaires en baisse (-82 k€ soit une baisse de 33,4%).

Ces éléments sont compensés par les variations des postes ci-dessous, qui conduisent à diminuer la demande de Vialis :

- Charges de personnel (-104 k€ soit une baisse de 3,3%) ;
- Les impôts et taxes (-41 k€ soit une baisse de 10,3%) ;
- La production immobilisée en hausse, qui contribue à diminuer la demande en charges d'exploitation (+ 467 k€ soit une augmentation de 34,6 %).

## 4.2.2 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires envisagés par la CRE

### 4.2.2.1 Ajustements préconisés par l'auditeur

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de Vialis sur la période ATRD6 :

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Trajectoire demandée par Vialis	4 924	5 455	5 683	5 906
Trajectoire auditeur (avant efficience)	4 518	4 847	4 960	5 160
<b>Trajectoire auditeur (après efficience)</b>	<b>4 518</b>	<b>4 847</b>	<b>4 960</b>	<b>5 160</b>
Ecart opérateur / auditeur (après efficience)	- 406	- 609	- 722	- 746

Les principaux ajustements de l'auditeur portent sur les consommations externes (- 435 k€/an en moyenne), les impôts et taxes (- 112 k€/an en moyenne) et les charges de personnel (- 49 k€/an en moyenne).

Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après.

#### Consommations externes :

- Services extérieurs entretien et maintenance (- 176 k€/an en moyenne) ;
- Assurances (- 79 k€/an en moyenne) ;
- Achats stockés (- 57 k€/an en moyenne) ;
- Autres charges (- 56 k€/an en moyenne).

#### Impôts et taxes :

- CET (- 70 k€/an en moyenne) ;
- Autres (- 42 k€/an en moyenne).

#### Charges de personnel :

- Rémunération principale (- 32 k€/an en moyenne) ;
- Charges sociales (- 18 k€/an en moyenne).

### 4.2.2.2 Ajustements complémentaires de la CRE

Vialis a fait l'objet d'ajustements complémentaires de la CRE portant sur les budgets associés au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel. Le montant de cet ajustement complémentaire est détaillé au paragraphe 4.1.2.4 de la présente consultation publique.

## 5. GEDIA

### 5.1 Bilan de la période ATRD5

Sur la période ATRD5, les charges nettes d'exploitation supportées par Gedia ont été globalement alignées avec les charges d'exploitation de la trajectoire tarifaire :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation (inflation réelle)	2 810	2 858	2 748	2 969
Charges nettes d'exploitation réalisées	2 705	2 869	2 827	
Ecart	-105	11	79	

Au cours de la période 2018-2020, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATRD5 et la trajectoire réalisée s'élève ainsi à -15 k€ par rapport aux charges prévisionnelles, soit -0,17 %.

Les principaux écarts entre le délibéré et le réalisé sur la période 2018-2020 portent sur les postes suivants :

- la production immobilisée (+715 k€) résultant d'écarts sur la trajectoire d'investissement de l'opérateur ;
- les charges de personnel (-725 k€), plus basses que prévu en raison d'une rotation importante des effectifs ;
- les recettes extraterritoriales (+158 k€), en raison d'une surévaluation des prestations catalogue.

## 5.2 Charges d'exploitation

### 5.2.1 Demande de l'opérateur

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Charges nettes d'exploitation	3 302	3 358	3 464	3 511

Pour les charges nettes d'exploitation, la demande de Gedia conduirait en 2022 à une hausse de 433 k€, soit + 15,11 % par rapport au réalisé 2019. Sur la période 2022-2025, les charges nettes d'exploitation augmentent de + 2,06 % en moyenne par an entre 2022 et 2025, tandis que l'inflation prévisionnelle sur la période est estimée à +1,3 % par an.

Les principaux postes présentant une hausse entre 2019 et 2022 dans la demande de Gedia sont les suivants :

- Charges de personnel, en hausse de 32,7 %, soit +513 k€.
- Impôts et taxes, en hausse de 13,5 %, soit 2 k€.
- La production immobilisée, en hausse de 11,6 %, soit 22 k€.

### 5.2.2 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires envisagés par la CRE

#### 5.2.2.1 Ajustements préconisés par l'auditeur

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de Gedia sur la période ATRD6 :

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Trajectoire demandée par Gedia	3 302	3 358	3 464	3 511
Trajectoire auditeur (avant efficience)	3 190	3 213	3 287	3 330
<b>Trajectoire auditeur (après efficience)</b>	<b>3 004</b>	<b>3 053</b>	<b>3 119</b>	<b>3 158</b>
Ecart opérateur / auditeur (après efficience)	-298	-305	-346	-352

Les principaux ajustements de l'auditeur portent sur :

Impôts et taxes (-75 k€/an en moyenne) :

- Concernant les impôts et taxes sur les rémunérations, l'opérateur a basé sa trajectoire sur le prévisionnel des rémunérations brutes, auquel il a appliqué un taux de 5,5%, comme en ATRD5. L'auditeur a néanmoins retenu la moyenne des valeurs réalisées en 2018-2020, indexée sur les rémunérations principales, pour un retraitement de 5 k€/an en moyenne.
- De même, l'auditeur a ajusté la trajectoire de CET pour prendre en compte les évolutions du taux en 2021 à la suite de la crise sanitaire et l'évolution de l'assiette de la CFE de Gedia à partir de 2021, pour un ajustement de -18 k€/an en moyenne.

Charges de personnel (-45 k€/an en moyenne) :

- L'opérateur a calculé la trajectoire des rémunérations principales en appliquant la trajectoire de SNB et de GVT+ aux rémunérations des employés, pour un total de 4,6 M€ sur la période. L'auditeur a ajusté la trajectoire suite à son analyse des coûts de CICM, retraitant 19 k€/an en moyenne de la trajectoire de l'opérateur.
- L'auditeur a également ajusté les charges sociales et le CCAS en prenant en compte les changements de méthodologie de calcul et la réduction du taux à la suite de la crise sanitaire, retraitant au total environ 25 k€/an de la trajectoire de l'opérateur.

Consommations externes (-32 k€/an en moyenne) :

- Concernant le calcul des autres charges, et notamment des impayés, l'opérateur a basé sa trajectoire prévisionnelle sur l'hypothèse d'une baisse des aides versées par l'Etat post-crise sanitaire, et donc d'une hausse du montant d'impayés sur la période. Cependant, l'auditeur n'a pas retenu cette hypothèse et ajusté la trajectoire sur le réalisé de 2020 indexé sur l'inflation, ce qui correspond à un retraitement de 15 k€/an en moyenne.
- La trajectoire « Loyers, crédit-bail et charges locatives » se fonde en partie sur la moyenne 2018-2020, et en partie sur un coût estimé en 2021 (l'année 2020 constituant une année exceptionnelle en raison d'une régularisation comptable). L'auditeur a néanmoins retenu, pour toute la ligne, l'année 2020 comme dernier réalisé pertinent, pour un ajustement de -5 k€/an en moyenne.
- Les services extérieurs d'entretien et de maintenance ont fait l'objet d'un ajustement à la suite de l'analyse transverse de l'auditeur sur les coûts relatifs au projet de CICM. Cet ajustement s'élève à -5k €/an en moyenne.
- Les dépenses de communication et relatives aux aides commerciales ont fait l'objet d'un ajustement de -2 k€/an suite à l'analyse transverse de l'auditeur sur les coûts de promotion du gaz.

**5.2.2.2 Ajustements complémentaires de la CRE**

Gedia a fait l'objet d'ajustements complémentaires de la CRE portant sur les budgets associés au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel, sur les budgets de comptage évolué ainsi que sur les budgets de R&D. Les montants de ces ajustements complémentaires sont détaillés au paragraphe 4.1.2.4 de la présente consultation publique.

**6. GAZ DE BARR****6.1 Bilan de la période ATRD5**

Sur la période ATRD5, les charges nettes d'exploitation supportées par Gaz de Barr ont été légèrement inférieures aux charges d'exploitation de la trajectoire tarifaire :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation (inflation réelle)	2 642	2 654	2 662	2 684
Charges nettes d'exploitation réalisées	2 370	2 532	2 508	
Ecart	- 272	- 122	- 154	

Au cours de la période 2018-2020, l'écart cumulé entre la trajectoire réalisée et la trajectoire du tarif ATRD5 s'élève ainsi à -547 k€, soit - 6,88 % par rapport aux charges prévisionnelles.

Les principaux écarts entre le délibéré et le réalisé sur la période 2018-2020 portent sur les postes suivants :

- les consommations externes à hauteur de - 509 k€ sur la période ;
- les charges de personnels avec un écart de - 672 k€ sur la période ;
- les recettes de production immobilisée représentant un écart de 846 k€.

**6.2 Charges d'exploitation****6.2.1 Demande de l'opérateur**

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Charges nettes d'exploitation	2 606	2 718	2 804	2 870

Pour les charges nettes d'exploitation, la demande de Gaz de Barr conduirait en 2022 à une hausse de 97 k€, soit 3,88 % par rapport au réalisé 2020. Sur la période 2022-2025, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +3,3 % en moyenne par an, tandis que l'inflation prévisionnelle sur la période est estimée à +1,3 % par an.

Les principaux postes présentant une hausse entre 2020 et 2022 dans la demande de Gaz de Barr sont les suivants :

- les consommations externes (67 k€/an en moyenne) ;

- les charges de personnels (62 k€/an en moyenne) ;
- la production immobilisée (-52/an en moyenne).

## 6.2.2 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires envisagés par la CRE

### 6.2.2.1 Ajustements préconisés par l'auditeur

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de Gaz de Barr sur la période ATRD6 :

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Trajectoire demandée par Gaz de Barr	2 606	2 718	2 804	2 870
Trajectoire auditeur (avant efficience)	2 563	2 667	2 703	2 766
<b>Trajectoire auditeur (après efficience)</b>	2 563	2 667	2 703	2 766
Ecart opérateur / auditeur (après efficience)	- 42	- 51	- 101	- 104

Les principaux ajustements de l'auditeur portent au total sur -299 k€ sur la période 2022-2025 et notamment sur les consommations externes -169 k€ (-42 k€/an en moyenne), les charges de personnel - 108 k€ (-27 k€/an en moyenne).

Ces ajustements se répartissent principalement comme décrit ci-après.

#### Consommations externes :

- Achat de matériel, équipement et travaux pour un ajustement de -31k€ sur la période suite aux ajustements sur l'intégration des CICM (ratio de coût ajusté à 150€/CICM contre 195€/CICM demandé par l'opérateur) qui ont été ventilés sur les différents postes de coûts (Achats de matériel, Prestation externes et Charges de personnel) ;
- Achats matières et fournitures non stockables pour un ajustement de -20 k€ sur la période. L'auditeur a indexé la moyenne des coûts 2018-2020 sur l'inflation alors que l'opérateur avait reconduit la valeur de 2021.
- Services extérieurs entretien et maintenance pour un ajustement de -24 k€ sur la période. L'auditeur a retenu la moyenne 2018-2020 (contre une demande sur 2019-2020 de Gaz de Barr) indexée sur l'inflation à laquelle est ajoutée les charges de l'outil E-fluid et du méthaniseur comme demandé par l'opérateur ;
- Assurances pour un ajustement de -26 k€ sur la période. L'auditeur a reconduit les charges de l'année 2020, pour tenir compte de la hausse de l'assurance de responsabilité civile, en ajustant de l'assurance pour atteinte à l'environnement, non indispensable selon l'auditeur ;
- Prestations externes pour un ajustement de -28 k€ portant sur les besoins liés au personnel d'accueil dont les coûts moyens ont été reconduits et non augmentés comme le demandait Gaz de Barr ainsi que sur l'ajustement des CICM pour la part ventilée sur les prestations externes.

#### Charges de personnel :

- Rémunérations principales pour un ajustement de -36 k€ notamment lié à l'ajustement du GVT+ comme pour l'ensemble des ELD mais aussi à la part de l'ajustement sur les CICM ventilée sur les rémunérations principales ;
- Charges sociales pour un ajustement de -40 k€ sur la période, lié à l'ajustement des rémunérations principales ainsi qu'aux taux de charges sociales 2023 et 2024 retraités de l'effet Covid ;
- Autres charges sociales pour un ajustement de 30 k€ sur la période. L'auditeur retient la moyenne 2018-2020 indexée sur l'inflation, sauf pour les Avantages Nature Energie pour lesquels le niveau de 2020 est retenu, indexé sur les ETP et l'inflation. L'opérateur demandait majoritairement de retenir le prévisionnel 2021 indexé sur inflation.

### 6.2.2.2 Ajustements complémentaires de la CRE

Gaz de Barr a fait l'objet d'ajustements complémentaires de la CRE portant sur les budgets associés au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel. Le montant de cet ajustement complémentaire est détaillé au paragraphe 4.1.2.4 de la présente consultation publique.

## 7. VEOLIA EAU

### 7.1 Bilan de la période ATRD5

Sur la période ATRD5, les charges nettes d'exploitation supportées par Veolia Eau ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation de la trajectoire tarifaire :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation (inflation réelle)	1 929	1 951	1 934	1 958
Charges nettes d'exploitation réalisées	1 763	1 715	1 701	
Ecarts	-166	-237	-233	

Au cours de la période 2018-2020, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATRD5 et la trajectoire réalisée s'élève ainsi à - 635 k€, soit -10,9 % par rapport aux charges prévisionnelles.

Les principaux écarts entre le délibéré et le réalisé sur la période 2018-2020 portent sur les postes suivants :

- les charges de personnel (-316k€) du fait d'effectifs locaux inférieurs à la cible et d'une réorganisation au sein du groupe Veolia Eau en 2018 ;
- Les consommations externes (-293k€) du fait notamment de la baisse du poste « Autres charges » à la suite de la réorganisation de 2018.

### 7.2 Charges d'exploitation

#### 7.2.1 Demande de l'opérateur

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Charges nettes d'exploitation	1 885	1 966	2 015	2 076

Pour les charges nettes d'exploitation, la demande de Veolia Eau conduirait en 2022 à une hausse de 171 k€, soit + 10 % par rapport au réalisé 2019. Sur la période 2022-2025, les charges nettes d'exploitation augmentent de + 3,3 % en moyenne par an entre 2022 et 2025, tandis que l'inflation prévisionnelle sur la période est estimée à +1,3 % par an.

Les principaux postes présentant une hausse entre 2019 et 2022 dans la demande de Veolia Eau sont les suivants :

- Charges de personnel, en hausse de 14,9 %, soit +141 k€.
- Consommations externes, en hausse de 8,1 % soit +73 k€.

#### 7.2.2 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires envisagés par la CRE

##### 7.2.2.1 Ajustements préconisés par l'auditeur

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de Veolia Eau sur la période ATRD6 :

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Trajectoire demandée par Veolia Eau	1 885	1 966	2 015	2 076
Trajectoire auditeur (avant efficience)	1 850	1 964	2 012	2 074
<b>Trajectoire auditeur (après efficience)</b>	<b>1 875</b>	<b>1 949</b>	<b>1 972</b>	<b>2 009</b>
Ecart opérateur / auditeur (après efficience)	-10	-17	-43	-67

Les principaux ajustements poste à poste de l'auditeur portent sur :

Recettes extratarifaires (-4 k€/an en moyenne) :

- L'opérateur a calculé sa trajectoire de prestations catalogue sur la base de la moyenne des années 2018 et 2019, considérant la performance de 2020 non représentative au regard de la crise sanitaire. L'auditeur a néanmoins considéré la moyenne 2018-2020 comme pertinente, indexée sur l'inflation, considérant que l'opérateur n'était pas en mesure de prouver les effets exceptionnels sur l'année 2020.

Charges de personnel (-3 k€/an en moyenne) :

- L'opérateur a calculé la trajectoire prévisionnelle de l'intéressement et de l'abondement sur intéressement au prorata de l'évolution des effectifs sur la période 2022-2025. L'auditeur a réaligné ces trajectoires sur le taux moyen par rapport à la rémunération principale observé entre 2018 et 2020.
- L'opérateur a calculé la trajectoire prévisionnelle en appliquant un montant unitaire du forfait indexé sur le SNB + GVT, multiplié par le nombre de personnels IEG. L'auditeur a néanmoins reconduit la valeur réalisée en 2020 pour tenir compte du changement de méthodologie du CCAS, en l'indexant sur l'évolution des effectifs.

Impôts et taxes (-2 k€/an en moyenne) :

- L'auditeur a en particulier réajusté les trajectoires de taxe foncière et de CET prévisionnelles en reconduisant de la moyenne 2018-2020 et en divisant par deux dès 2021 afin de tenir compte de la réduction des taux à la suite de la crise sanitaire.

Il convient de noter, outre les ajustements poste à poste, que les ajustements de l'auditeur sur la trajectoire de Veolia Eau portent en majorité sur les objectifs d'efficacité, avec -24 k€/an. Les principes de cette analyse d'efficacité sont présentés en partie 4.1.2.3.

#### 7.2.2.2 Ajustements complémentaires de la CRE

Veolia Eau a fait l'objet d'ajustements complémentaires de la CRE portant sur les budgets associés au développement du nombre de consommateurs. Les montants de ces ajustements sont détaillés au paragraphe 4.1.2.4 de la présente consultation publique.

## 8. SOREGIES

### 8.1 Bilan de la période ATRD5

Sur la période ATRD5, les charges nettes d'exploitation supportées par Sorégies ont été globalement supérieures aux charges d'exploitation de la trajectoire tarifaire :

En k€ courants	2018	2019	2020	2021
Charges nettes d'exploitation (inflation réelle)	440	594	667	701
Charges nettes d'exploitation réalisées	820	758	917	
Ecart	+380	+164	+250	

Au cours de la période 2018-2020, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATRD5 et la trajectoire réalisée s'élève ainsi à +795 k€, soit + 46,7 % par rapport aux charges prévisionnelles.

Les principaux écarts entre le délibéré et le réalisé sur la période 2018-2020 portent sur les postes suivants :

- la sous-réalisation des recettes extratarifaires (-478 k€) en raison de l'abandon d'un projet de raccordement prévu en ATRD5 ;
- la sous-réalisation de la production immobilisée (-299 k€) liée à la baisse des investissements sur la période.

## 8.2 Charges d'exploitation

### 8.2.1 Demande de l'opérateur

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Charges nettes d'exploitation	834	660	1 070	1 032

Pour les charges nettes d'exploitation, la demande de Sorégies conduirait en 2022 à une baisse de 76 k€, soit 10,1 % par rapport au réalisé 2019. Sur la période 2022-2025, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de + 7,4 % en moyenne par an, tandis que l'inflation prévisionnelle sur la période est estimée à +1,3 % par an.

Les principaux postes présentant une hausse entre 2019 et 2022 dans la demande de Sorégies sont les suivants :

- Les consommations externes, en hausse de 9,4% (+125 k€) ;
- Les recettes extratarifaires, en hausse de 97,3 % (+220 k€) ;
- La production immobilisée, en baisse de 56% (-209 k€).

### 8.2.2 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires envisagés par la CRE

#### 8.2.2.1 Ajustements préconisés par l'auditeur

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de Sorégies sur la période ATRD6 :

En k€ courants	2022	2023	2024	2025
Trajectoire demandée par Sorégies	834	660	1 070	1 032
Trajectoire auditeur (avant efficience)	726	550	966	877
<b>Trajectoire auditeur (après efficience)</b>	<b>726</b>	<b>550</b>	<b>966</b>	<b>877</b>
Ecart opérateur / auditeur (après efficience)	-108	-110	-104	-155

Les principaux ajustements de l'auditeur portent sur :

#### Les consommations externes (-99 k€/an en moyenne) :

- Services extérieurs d'entretien et de maintenance : l'opérateur a calculé sa trajectoire de Services extérieures d'entretien et de maintenance à partir du réalisé en 2020, en intégrant les nouveaux projets d'injection de biométhane et de DPBE. L'auditeur a procédé à des ajustements à la suite de son analyse transverse sur les DPBE. Sur les autres services extérieurs, la moyenne 2019-2020 a été retenue comme base de référence, 2018 constituant une année atypique sans que les sous-jacents aient été explicités par l'opérateur. L'ajustement de la ligne s'élève à -50 k€/an en moyenne.
- Quant aux dépenses de communication, l'opérateur a calculé sa trajectoire sur la base de coûts de campagnes réalisées en 2020 et sur la mobilisation de 0,25 ETP/an, sur la base d'un retour d'expérience. Les aides commerciales ont été calculées à partir d'un coût unitaire fixe multiplié par la trajectoire prévisionnelle de nouveaux clients. L'auditeur a ajusté la trajectoire sur la base de son analyse transverse des coûts de promotion du gaz entre les ELD, pour un retraitement de 50 k€/an en moyenne.

#### Les impôts et taxes (-8 k€/an en moyenne) :

- Concernant les impôts et taxes sur la rémunération, l'auditeur a ajusté la trajectoire de l'opérateur, basée sur un taux moyen appliqué aux rémunérations principales, pour un ajustement de -4 k€/an en moyenne ;
- La CET a été ajustée par l'auditeur pour prendre en compte la réduction des taux de CVAE et CFE à partir de 2021, suite à la crise sanitaire. Cet ajustement s'élève à -3 k€/an en moyenne.

#### 8.2.2.2 Ajustements complémentaires de la CRE

Sorégies a fait l'objet d'ajustements complémentaires de la CRE portant sur les budgets associés au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel. Les montants de ces ajustements complémentaires sont détaillés au paragraphe 4.1.2.4 de la présente consultation publique.

## ANNEXE 6 – CHARGES SPECIFIQUES AUX PROJET DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD

Les charges liées aux projets de comptage des ELD seraient calculées sur la base des ajustements réalisés par la CRE, et présentés précédemment (cf. § 4.4.2).

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'analyse technico-économique se retrouvent bien dans les trajectoires de charges d'exploitation présentées par les opérateurs au moment de chaque révision tarifaire.

Les charges additionnelles liées aux projets de comptage évolué pour les ELD sont présentées ci-après.

### 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.

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

Pour la période ATRD6, les charges d'exploitation supplémentaires et évitées liées aux projets de comptage évolué seraient les suivantes :

Charges nettes d'exploitation (en k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022-2025
Régaz-Bordeaux	337	239	138	-21	173
<i>dont charges supplémentaires</i>	739	767	797	774	769
<i>dont charges évitées</i>	402	528	659	795	596
R-GDS	757	711	289	109	467
<i>dont charges supplémentaires</i>	783	891	648	636	739
<i>dont charges évitées</i>	-26	-179	-359	-527	273
GreenAlp	212	178	132	93	154
<i>dont charges supplémentaires</i>	280	294	291	290	289
<i>dont charges évitées</i>	68	116	159	197	135
Vialis	103	158	128	74	116
<i>dont charges supplémentaires</i>	110	190	191	180	167
<i>dont charges évitées</i>	6	31	63	105	52
Gedia	72	101	86	46	76
<i>dont charges supplémentaires</i>	75	119	127	109	108
<i>dont charges évitées</i>	3	18	41	63	32
Gaz de Barr	51	91	83	52	69
<i>dont charges supplémentaires</i>	55	107	115	102	95
<i>dont charges évitées</i>	4	16	32	49	25

Sorégies	0	70	74	45	47
<i>dont charges supplémentaires</i>	0	70	97	92	65
<i>dont charges évitées</i>	0	0	23	47	18

## 2. CHARGES DE CAPITAL

Les charges de capital prévisionnelles liées aux projets de comptage évolué des ELD et prises en compte dans les tarifs ATRD6 comprendraient :

- 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 ATRD6 pour chaque ELD.

Les charges de capital sont calculées avec un taux de rémunération de 4,02 %, réel, avant IS.

Dépenses d'investissement (en k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022-2025
Régaz-Bordeaux	3 168	2 879	2 922	2 960	3 085
R-GDS	2 037	3 054	2 442	2 257	2 447
GreenAlp	1 017	964	821	738	957
Vialis	496	680	640	617	608
Gedia	320	386	400	297	351
Gaz de Barr	263	473	357	225	330
Sorégies	131	388	609	401	382

BAR au 01.01.N (en k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022-2025
Régaz-Bordeaux	1 0303	12 996	14 924	16 767	12 380
R-GDS	1 383	3 226	5 976	7 997	4 646
GreenAlp	2 024	2 998	3 651	4 099	2 588
Vialis	437	872	1 460	1 983	1 188
Gedia	160	454	795	1 135	636
Gaz de Barr	128	370	803	1 105	601
Sorégies	0	124	487	1 051	416

CCN (en k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022-2025
Régaz-Bordeaux	2 019	2 504	2 898	3 210	2 357
<i>dont CCN comptage évolué</i>	1 599	1 950	2 206	2 374	1 856
<i>dont couverture des coûts échoués</i>	420	554	693	837	501
R-GDS	379	913	1 161	1 303	939
<i>dont CCN comptage évolué</i>	329	612	914	1 161	754
<i>dont couverture des coûts échoués</i>	56	343	335	286	255
<i>dont CCN évitées</i>	-6	-43	-88	-144	-70
GreenAlp	675	849	907	937	710
<i>dont CCN comptage évolué</i>	431	567	653	715	509
<i>dont couverture des coûts échoués</i>	244	282	254	222	200
Vialis	104	197	256	318	219
<i>dont CCN comptage évolué</i>	98	160	225	293	194
<i>dont couverture des coûts échoués</i>	7	44	45	48	36
<i>dont CCN évitées</i>	-1	-7	-14	-23	-11
Gedia	48	104	149	177	120
<i>dont CCN comptage évolué</i>	44	85	128	165	106
<i>dont couverture des coûts échoués</i>	5	22	30	25	21
<i>dont CCN évitées</i>	-1	-4	-9	-14	-7
Gaz de Barr	38	89	131	157	104
<i>dont CCN comptage évolué</i>	35	74	115	147	93
<i>dont couverture des coûts échoués</i>	3	18	22	21	16
<i>dont CCN évitées</i>	0	-3	-6	-10	-5
Sorégies	11	46	122	168	87
<i>dont CCN comptage évolué</i>	11	46	105	160	80
<i>dont couverture des coûts échoués</i>	0	0	21	18	10
<i>dont CCN évitées</i>	0	0	-5	-10	-4