

DÉLIBÉRATION N°2026-15

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 février 2026 portant projet de décision sur les tarifs de neuf entreprises locales de distribution de gaz pour les années 2026 à 2029

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER et Nadia FAURE, commissaires.

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 entre autres aux modifications de niveaux et de structures 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.

Il existe actuellement 20 entreprises locales de distribution (ELD) de gaz disposant d'un tarif péréqué en France, représentant près de 500 000 clients et environ 4 % de la consommation de gaz nationale. Les tarifs péréqués actuels d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD, dits « tarifs ATRD6 des ELD », sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2022 en application des délibérations du 27 janvier 2022 et du 28 avril 2022. Neuf ELD, présentant des comptes dissociés, disposent d'un tarif spécifique : Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Gedia, Barr Energies, Sorégies, Caléo, Trois-Frontières Distribution Gaz. Onze 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.

Evolution du cadre législatif et conséquences

La loi de finances pour 2026 promulguée en date du 19 février 2026 a introduit une péréquation tarifaire pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

Les travaux tarifaires ont été lancés en amont de cette évolution. De ce fait, un certain nombre de points sont devenus sans objet, et certaines modalités relatives à la mise en œuvre de cette péréquation devront être précisées dans le cadre d'une délibération ultérieure.

En particulier, le tarif appliqué sur les concessions péréquées des ELD à compter du 1^{er} juillet 2026 ne résulte plus de l'application du coefficient NIV à la grille de GRDF, mais de l'application d'une grille nationale commune à tous les gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie, et qui sera déterminée par la CRE.

De ce fait, la présente délibération fixe le niveau du revenu autorisé des ELD qui disposaient précédemment d'un tarif spécifique, le nombre de points de livraison et les volumes de gaz acheminés prévisionnels, ainsi que le cadre de régulation applicable à ces ELD pour la période 2026-2029, ci-après « tarif ATRD7 des ELD ». Les modalités s'appliquant aux ELD qui bénéficiaient du tarif commun (qui desservent environ 30 000 PDL) seront traitées dans le cadre des travaux de mise en œuvre de la péréquation tarifaire.

La CRE prévoit de consulter les acteurs sur les modalités de mise en œuvre de la péréquation tarifaire, notamment sur le niveau de la grille tarifaire nationale et des dotations prévisionnelles, la définition des modalités pour les ELD qui bénéficiaient du tarif ELD commun et les modalités de calcul et de versement des dotations.

Le tarif ATRD7 des ELD, dont la présente délibération constitue un projet en vue de la saisine du Conseil supérieur de l'énergie (CSE), entrera en vigueur à compter du 1^{er} juillet 2026.

La CRE adopte la présente délibération après consultation des acteurs. La CRE a organisé une consultation publique sur le prochain tarif ATRD7 du 9 octobre au 17 novembre 2025, à laquelle 16 acteurs de marché ont répondu et dont les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE. De plus, la CRE a auditionné les ELD et Gaz et Territoires à deux reprises.

Le présent projet de décision se fonde notamment sur les plans d'affaires transmis par les ELD, complétés par des échanges directs avec ces dernières, sur les analyses internes de la CRE, sur des rapports d'auditeurs externes et sur les avis exprimés par les acteurs en réponse à la consultation publique ou des auditions.

La CRE n'a pas reçu d'orientations de politique énergétique de la part des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, comme cela est prévu de manière facultative en application des dispositions de l'article L. 452- 3 du code de l'énergie. Toutefois, en novembre 2023, elle avait reçu les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition énergétique pour le tarif ATRD7 de GRDF, qu'elle a prises en compte pour l'élaboration du tarif ATRD7 des ELD. Ce projet de décision s'inscrit par ailleurs dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) en vigueur pendant les travaux tarifaires, et de la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) en cours, qui prévoient une diminution importante de la consommation de gaz accompagnée par une hausse de la production de biométhane, afin de respecter les objectifs climatiques français.

1. Principaux enjeux du prochain tarif de distribution (tarif ATRD7 des ELD)

En plus des objectifs de simplicité, de prévisibilité et de continuité poursuivis par la CRE de manière générale dans ses décisions tarifaires, le tarif ATRD7 des ELD répond aux enjeux de la période tarifaire à venir (2026-2029), tout en s'attachant à préparer les réseaux de distribution de gaz aux enjeux de plus long terme du système gazier.

Pour la période tarifaire 2026-2029, la CRE identifie les enjeux suivants :

- la maîtrise à long terme des coûts d'acheminement. Le volume de gaz acheminé et le nombre de consommateurs ont continué de diminuer en 2022 et 2023 du fait des prix élevés, des efforts de sobriété des consommateurs de gaz et de la bascule de certains consommateurs de gaz vers d'autres énergies. En 2024 et 2025, la majorité des ELD ont constaté une poursuite de l'érosion du parc, et, dans une moindre mesure, des consommations. Les opérateurs de réseaux continueront de supporter des coûts en majorité fixes indépendamment de l'assiette d'utilisateurs desservis, marqués par des exigences réglementaires nouvelles ainsi que par l'intégration des gaz renouvelables ;
- la mise en œuvre du règlement européen relatif à la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie renchérit les charges notamment en augmentant la fréquence des détections ;
- la période tarifaire précédente se solde avec un CRCP élevé chez de nombreux opérateurs, en grande partie en lien avec la baisse des consommations et donc des recettes tarifaires pour les années 2022 à 2024, du fait notamment de la crise des prix de l'énergie en 2022 et 2023. Ce CRCP se reporte sur la période 2026-2029 ;
- 7 ELD vont réaliser ou achever la phase de déploiement massif des compteurs évolués sur la période 2026-2029 ;
- Régaz-Bordeaux et R-GDS vont mettre en œuvre un portail aiguilleur, qui simplifiera les processus SI pour les fournisseurs dans le but de favoriser le développement de la concurrence, insuffisante dans les territoires des ELD ;

- les réseaux de distribution de gaz doivent continuer à bénéficier d'un niveau de sécurité élevé pour les biens et les personnes ;
- le cadre de régulation et le fonctionnement tarifaire doivent être adaptés à la taille et aux enjeux des ELD.

Dans ce contexte, la CRE considère que les charges d'exploitation et les investissements prévisionnels doivent être maîtrisés.

2. Des revenus autorisés des ELD en augmentation sur la période 2026-2029, comme celui de GRDF il y a deux ans

Les ELD de gaz ont toutes, à l'exception de GreenAlp, transmis des demandes d'évolution du niveau de leurs revenus autorisés en forte hausse pour la période 2026-2029. Elles indiquent faire face à des obligations croissantes en matière de maintenance et de sécurité, notamment en ce qui concerne les systèmes d'information et le maintien en conditions opérationnelles du réseau dans un contexte de mise en conformité des ouvrages à de nouvelles obligations réglementaires. En outre, elles intègrent, d'une part, une baisse du nombre de clients raccordés et de quantités distribuées et, d'autre part, le report de recettes manquantes du fait d'une baisse des consommations plus marquée qu'initialement prévue.

La prise en compte des éléments des dossiers tarifaires adressés à la CRE par les ELD aurait conduit à une hausse importante des charges à couvrir, alors que la consommation de gaz et le nombre de clients raccordés sont orientés durablement à la baisse.

	Revenu autorisé moyen/an Réalisé 2022-2024 k€/an	Revenu autorisé prévisionnel moyen/an 2026-2029 Demande ELD k€/an	Evolution du revenu autorisé moyen/an 2026-2029 Demande vs. réalisé	Nombre de points de livraison desservis en 2024
Régaz-Bordeaux (33)	64 898	80 686	+24,3 %	224 064
R-GDS (67)	43 435	56 426	+29,9 %	102 289
GreenAlp (38)	13 210	15 984	+21,0 %	36 196
Vialis (68)	10 469	12 989	+24,1 %	29 460
Gedia (28)	5 982	7 671	+28,2 %	12 675
Barr Energies (67)	6 041	7 456	+23,4 %	12 473
Caléo (68)	3 281	4 946	+50,7 %	10 746
Sorégies (86)	3 561	4 699	+32,0 %	8 365
Trois Frontières Distribution Gaz (68)	3 104	4 332	+39,6 %	7 774

Au terme de ses analyses et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec les ELD depuis la consultation publique du 9 octobre 2025, la CRE retient les paramètres suivants concernant les charges à couvrir :

- pour les charges d'exploitation, la CRE limite la hausse des charges nettes d'exploitation demandée par les ELD, en leur laissant les marges de manœuvre financières nécessaires au maintien d'un niveau de sécurité élevé et à la contribution active à la transition énergétique. Les trajectoires retenues prévoient notamment des ressources en hausse concernant la mise à niveau des systèmes d'information, la réduction des émissions de méthane et les dépenses de maintien en conditions opérationnelles du réseau. En revanche, les charges en rapport avec la promotion du gaz ont été ajustées. La trajectoire de charges nettes d'exploitation du tarif ATRD7 des ELD correspond à une enveloppe globale : les ELD sont libres de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de leurs choix de gestion ;

- pour les charges de capital : la CRE n'a globalement pas modifié la trajectoire d'investissements demandée par les ELD. Pour le coût moyen pondéré du capital, la CRE retient un taux de 4,0 % (réel, avant impôts, c'est-à-dire après déduction de l'inflation – soit 5,3 % en nominal avant impôts). La méthode retenue pour établir ce taux reproduit les évolutions mises en œuvre pour la rémunération de GRDF sur la période ATRD7 (taux de rémunération pondéré au *prorata* de la part des actifs historiques et des nouveaux actifs mis en service sur la période tarifaire, prenant ainsi en compte des données économiques plus récentes), et est en évolution notable par rapport au tarif ATRD6. De plus, pour les actifs mis en service à partir du 1^{er} juillet 2026, la BAR n'est plus indexée sur l'inflation. Enfin, la CRE ne retient pas la demande des ELD d'appliquer une prime « petit opérateur » au taux de rémunération pour la période 2026-2029.

La CRE retient en outre le solde estimé du CRCP de la période 2026-2029 correspondant aux dossiers tarifaires des ELD, ou à leur dernière prévision.

Enfin, la CRE retient les projections de nombre de consommateurs et de quantités de gaz distribuées présentées par les opérateurs. Compte tenu des différences de dynamiques des territoires, elles connaissent une érosion différente selon l'ELD concernée. Ainsi, pour ces 9 ELD, le nombre de consommateurs diminue en moyenne de 3,1 % sur la période 2026-2029, tandis que les volumes acheminés décroissent de 8,7 %.

Pour la majorité des ELD, la hausse du revenu autorisé demandée résulte du report d'un montant élevé de CRCP non apuré au cours de la période ATRD6 (2022-2025) sur la période 2026-2029. Cet effet est commun aux ELD et à GRDF.

Le tarif ATRD7 des ELD entre en vigueur deux ans après celui de GRDF. Compte tenu de ce décalage temporel, et alors que les effets de la crise des prix de l'énergie, sur le prix d'achat des pertes ou la moindre consommation de gaz en 2022 et 2023, ont été répercutés sur le tarif de GRDF dès 2024, les tarifs des ELD sont restés relativement stables, en application de la formule d'évolution annuelle et du plafonnement de l'apurement du CRCP. Les niveaux de revenus autorisés des ELD pour la période 2026-2029 sont en moyenne en forte hausse, compte tenu des effets de rattrapage mentionnés précédemment.

	Revenu autorisé prévisionnel moyen/an 2026-2029 retenu par la CRE k€/an	Evolution du revenu autorisé moyen/an 2026-2029 retenu par la CRE vs. réalisé
Régaz-Bordeaux (33)	76 515	+17,9 %
R-GDS (67)	53 259	+22,6 %
GreenAlp (38)	14 787	+11,9 %
Vialis (68)	12 454	+19,0 %
Gedia (28)	7 168	+19,8 %
Barr Energies (67)	6 869	+13,7 %
Caléo (68)	4 691	+43,0 %
Sorégies (86)	4 592	+28,9 %
Trois Frontières Distribution Gaz (68)	4 044	+30,3 %

Ces niveaux de revenus autorisés ne constituent pas les montants des compensations pour les ELD et ne préjugent pas du niveau du tarif applicable au 1^{er} juillet 2026.

Compte tenu de l'entrée en vigueur de la péréquation nationale, une seule grille tarifaire s'appliquera en commun à GRDF et aux ELD. La CRE consultera les acteurs de marché pour fixer le niveau de cette grille d'ici au 1^{er} juillet 2026, les modalités de compensation entre gestionnaires de réseaux, les modalités d'évolution annuelle de cette grille et le traitement des ELD bénéficiant jusqu'alors du tarif commun.

3. Un cadre de régulation des ELD qui évolue pour préparer l'avenir des réseaux de distribution de gaz

Le bilan des périodes tarifaires précédentes et les réponses à la consultation publique ont montré que le cadre de régulation incitative fonctionne bien et ne requiert que les améliorations nécessaires pour prendre en compte les évolutions du système gazier. En conséquence, la CRE reconduit, pour la période 2026-2029, les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur dans le tarif ATRD6, notamment la régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, la régulation incitative de la qualité de service et de la recherche et développement, ainsi que la couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

La période tarifaire qui s'achève a montré que le cadre tarifaire a protégé les gestionnaires de réseaux de la crise sanitaire et de la crise des prix de l'énergie tout en limitant sur la période ATRD6 l'impact sur les factures des clients. Toutefois, ce plafonnement des évolutions annuelles a conduit à reporter un déficit important de recettes tarifaires sur les charges à couvrir dans la période 2026-2029.

Par ailleurs, le cadre de régulation doit s'adapter aux évolutions du contexte économique et aux enjeux prioritaires pour les consommateurs de gaz.

En conséquence, pour la période 2026-2029, la CRE apporte plusieurs modifications au cadre de régulation tarifaire, en cohérence avec celles retenues dans le tarif ATRD7 de GRDF.

Le cadre de régulation s'adapte aux évolutions des usages et prépare l'avenir des réseaux

Par ailleurs, la CRE fait évoluer le cadre de régulation pour préparer l'avenir des réseaux de distribution de gaz, comme elle l'a fait dans le tarif ATRD7 de GRDF. Elle met ainsi fin à l'indexation sur l'inflation de la BAR des ELD pour les actifs mis en service à partir du 1^{er} juillet 2026, afin d'éviter de faire porter le coût de l'inflation aux futurs utilisateurs du réseau : la comptabilisation de ces actifs dans la BAR se fera à la valeur comptable à laquelle s'appliquera le taux du CMPC nominal (i.e. contenant l'inflation). Le cadre de régulation des actifs entrés dans la BAR avant 2026 n'est pas modifié.

Le tarif ATRD7 des ELD étend l'incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements à l'ensemble des ELD

Dans un contexte de décroissance de la consommation de gaz, le tarif ATRD7 prévoit une incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements pour chacune des ELD, sous la forme d'une enveloppe d'investissements sur la période tarifaire au-delà de laquelle l'ELD supporte un malus. Elle pourra être adaptée en cours de période pour tenir compte de la réalité de la dynamique des raccordements de sites de production de biométhane, et des éventuelles évolutions réglementaires.

La régulation incitative de la qualité de service pour la période 2026-2029 évolue pour s'adapter aux priorités des utilisateurs

Les objectifs et les incitations évoluent afin de maintenir globalement le niveau de qualité de service satisfaisant que les ELD ont atteint ces dernières années, tout en mettant fin à la dégradation de certains indicateurs sur la période ATRD6. Les incitations sur les délais d'intervention et le traitement des réclamations sont notamment renforcés.

Par ailleurs, la présente délibération introduit des nouveaux indicateurs et incitations liés à la qualité de service des ELD auprès des producteurs de biométhane, notamment concernant le volume de production écrétée.

Le tarif ATRD7 des ELD met fin à l'incitation sur le nombre de clients raccordés aux réseaux de distribution de gaz

Le tarif ATRD7 des ELD prévoit la couverture au CRCP des recettes d'acheminement associées au nombre de consommateurs de gaz, qui faisaient jusqu'alors l'objet d'une incitation financière pour les ELD. Les ELD sont ainsi protégées des effets d'érosion de leur portefeuille de clients et de baisse des volumes acheminés.

Le tarif ATRD7 des ELD introduit des incitations dédiées aux projets SI et R&D des ELD

Le tarif ATRD7 des ELD prévoit une nouvelle incitation à la mutualisation des charges d'exploitation de recherche et développement. 30 % des budgets alloués à chaque ELD devront ainsi être consacrés à des projets mutualisés entre 3 GRD au moins, ou financés par des tiers *a minima* à hauteur de 50 %. Les ELD devront en outre s'assurer que GRDF ne dispose pas de résultats à partager si ce dernier a réalisé des travaux similaires.

La CRE prévoit en outre une incitation financière sur le budget et la mise en œuvre du projet de création d'un portail aiguilleur pour les flux SI des fournisseurs, qui sera porté par R-GDS et Régaz-Bordeaux.

4. Transparence

La CRE publie sur son site internet, en complément de la présente délibération :

- l'audit externe de la demande de charges d'exploitation des ELD pour la période 2026-2029 ;
- les réponses non confidentielles à la consultation publique du 9 octobre 2025.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

Sommaire

1. Compétences de la CRE et processus d'élaboration tarifaire....	10
1.1. Compétences de la CRE	10
1.2. Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel et des tarifs	11
1.3. Processus d'élaboration tarifaire	12
1.3.1. Consultation des parties prenantes	12
1.3.2. Orientation de politique énergétique.....	12
1.3.3. Transparence	12
1.4. Evolutions législatives relatives à la péréquation des tarifs de réseaux de distribution de gaz naturel	12
2. Cadre de régulation tarifaire	13
2.1. Détermination du revenu autorisé	13
2.1.1. Charges nettes d'exploitation	13
2.1.2. Charges de capital normatives	13
2.1.3. Coût du capital et couverture des investissements	14
2.1.4. Compte de régularisation des charges et des produits.....	17
2.2. Calendrier tarifaire	17
2.2.1. Une période tarifaire d'environ quatre ans.....	17
2.2.2. Clause de rendez-vous	17
2.2.3. Principes de l'évolution annuelle du tarif et homothétie tarifaire.....	18
2.2.4. Calcul du solde du CRCP au 1 ^{er} jour de l'année N.....	20
2.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts.....	21
2.3.1. Régulation incitative des charges d'exploitation	21
2.3.2. Couverture au CRCP de certains postes de charges et recettes	21
2.3.3. Régulation incitative des investissements	24
2.4. Régulation incitative de la qualité de service	25
2.4.1. Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur	25
2.4.2. Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRD6 des ELD	26
2.4.3. Evolution du dispositif de régulation incitative de la qualité de service	26
2.5. Régulation incitative de l'innovation	30
2.5.1. Régulation incitative de la R&D	30
2.5.2. Projets de réseaux intelligents.....	31

2.5.3. Régulation incitative de l'innovation : régulation sur les délais de mise en œuvre des actions prioritaires	32
2.6. Régulation incitative associée au projet de comptage évolué des ELD	33
2.7. Régulation incitative de la performance des systèmes de comptage évolué	34
3. Niveau des charges à couvrir et trajectoires d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD.....	38
3.1. Niveau des charges à couvrir	38
3.1.1. Charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué).....	38
3.1.2. Charges de capital normatives	43
3.1.3. Charges d'exploitation et de capital associées aux projets de comptage évolué	48
3.1.4. CRCP de fin de période ATRD6	53
3.2. Hypothèses de quantités de gaz acheminé et de nombre de consommateurs desservis pour la période ATRD7	53
3.2.1. Evolutions prévues par les opérateurs sur la période 2026-2029.....	53
3.2.2. Analyse de la CRE.....	54
3.3. Trajectoire d'évolution du revenu autorisé des ELD.....	55
4. Tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD : spécificités des ELD	56
4.1. Modalités opérationnelles de facturation et de reversement du timbre d'injection.....	56
4.2. Traitement de la relève résiduelle.....	57
Projet de décision de la CRE.....	59
Annexe 1 : Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD à compter du 1^{er} juillet 2026	60
Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité de service.....	79
Annexe 3 : Indicateurs de suivi de la performance du système de comptage évolué des ELD.....	94
Annexe 4 : Régulation incitative des délais de déploiement pour le projet de comptage évolué de Trois-Frontières	107

Annexe 5 : Trajectoires de référence des coûts unitaires des actifs de comptage et formule d'indexation associée de Trois-Frontières (Annexe confidentielle) 108

Annexe 6 : Répartition des montants des pénalités entre les ELD aux tarifs spécifiques, en cas de non-réalisation dans les délais des actions identifiées comme « prioritaires » dans le cadre du dispositif de régulation incitative..... 109

Annexe 7 : Valeurs de référence pour les options T4 et le tarif de proximité (annexe confidentielle) 110

1. Compétences de la CRE et processus d'élaboration tarifaire

1.1. Compétences de la CRE

Les dispositions de l'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donnent compétence à la CRE pour préciser *« les conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel [...] y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires »*.

Les dispositions des articles L. 452-1-1 à L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

En particulier, les dispositions de l'article L. 452-1-1 prévoient notamment que ces tarifs *« sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46 »*.

Les dispositions de l'article L. 452-2 prévoient que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel.

Par ailleurs, l'article L. 452-3 du code de l'énergie dispose que la CRE délibère sur les évolutions tarifaires *« avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement »*. La délibération de la CRE peut prévoir *« un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité »*.

L'article L. 452-3 dispose également que la CRE *« procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie »*.

Evolution des compétences de la CRE introduites par la loi de finances pour 2026

La loi de finances pour 2026 a modifié l'article L. 452-1-3 qui dispose désormais 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. »*

En application de ces dispositions, le tarif appliqué sur les concessions péréquées des ELD à compter du 1^{er} juillet 2026 ne résulte plus de l'application du coefficient NIV à la grille de GRDF, mais est déterminé à partir de l'application d'une grille nationale commune à tous les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz exploitant des concessions historiques. En revanche, ces dispositions sont sans conséquence sur le niveau de charges à couvrir et le cadre de régulation incitative retenus, figurant dans la présente délibération pour la période 2026-2029.

La loi de finances pour 2026 dispose également que *« les charges supportées par les gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz mentionnés au I de l'article L. 111-53 pour réaliser les missions mentionnées notamment aux articles L. 432-8 à L. 432-15 sont réparties entre ces gestionnaires dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un gestionnaire de réseaux efficace.*

En cas d'écart entre les coûts à couvrir en application de l'article L. 452-1-1 et les recettes tarifaires d'un gestionnaire de réseaux de distribution de gaz naturel, la Commission de régulation de l'énergie détermine les méthodes de calcul ainsi que les montants à percevoir ou à verser au titre de cette péréquation, en tenant compte au besoin des particularités comptables des opérateurs. »

Compte tenu de ces dispositions, et dans la perspective de leur entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2026, la CRE consultera les acteurs de marché au printemps 2026 sur les conditions de mise en œuvre de ces dispositions, notamment concernant les modalités de perception des dotations des ELD de gaz.

1.2. Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel et des tarifs

Il existe actuellement 24 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 ;
- 23 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 ;
 - 18 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.

Ces ELD sont listées dans le tableau ci-dessous :

Tarif	ELD	Nombre de points de livraison en 2024
Spécifique	Régaz-Bordeaux	224 064
	R-GDS	102 289
	GreenAlp	36 196
	Vialis	29 460
	Gedia	12 675
	Barr Energies	12 473
	Caléo	10 746
	Sorégies	8 365
	Trois Frontières Distribution Gaz	7 774
Commun	Energis - Régie de Saint-Avoid	6 450
	Énergies Services Occitans - Régie de Carmaux	5 778
	Gascogne Energies Services	2 871
	Énergies Services Lannemezan	2 554
	Régie Municipale Gaz et Electricité de Bonneville	2 382
	Gazélec de Péronne	2 244
	Régies Municipales d'Electricité, de Gaz, d'Eau et d'Assainissement de Bazas	1 653
	Régie Municipale Multiservices de La Réole	1 610
	Régie Municipale Gaz et Electricité de Sallanches	1 577
	Énergies Services Lavour	1 167
	Synelva	277

A compter du 1^{er} juillet 2026, 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.

Par ailleurs, au 1^{er} juillet 2025, on dénombre 392 tarifs non péréqués, desservant de nouvelles zones de desserte créées après 2008, visées à l'article L. 432-6 du code de l'énergie. 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 CRE¹.

La présente délibération de la CRE détermine le revenu autorisé prévisionnel des 9 ELD disposant de comptes spécifiques pour la période 2026-2029 (ci-après, « les ELD »), et fixe leur cadre de régulation sur la même période.

1.3. Processus d'élaboration tarifaire

1.3.1. Consultation des parties prenantes

Pour déterminer les revenus autorisés prévisionnels des ELD pour la période 2026-2029, la CRE a organisé une consultation publique² qui s'est déroulée du 9 octobre 2025 au 14 novembre 2025, et qui a recueilli 16 réponses.

Les réponses à cette consultation sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

Enfin, la CRE a auditionné les ELD et leur syndicat professionnel Gaz & Territoires à deux reprises.

1.3.2. Orientation de politique énergétique

La CRE n'a pas reçu d'orientations de politique énergétique de la part des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, comme cela est prévu de manière facultative en application des dispositions de l'article L. 452- 3 du code de l'énergie.

Toutefois, en novembre 2023, elle avait reçu les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition énergétique pour le tarif ATRD7 de GRDF, qu'elle a également prises en compte dans la consultation publique relative aux prochains tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution des entreprises locales de distribution de gaz naturel (ATRD7 des ELD).

1.3.3. Transparence

La CRE est attachée à assurer la transparence des travaux d'élaboration des tarifs de réseau pour toutes les parties intéressées.

Dans cette démarche, la CRE a publié sur son site internet les rapports d'audit de la demande des ELD relative à leurs charges d'exploitation pour la période 2026-2029, le cas échéant dans leur version non confidentielle.

1.4. Evolutions législatives relatives à la péréquation des tarifs de réseaux de distribution de gaz naturel

La loi de Finances pour 2026 a introduit une péréquation tarifaire pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6.

Les travaux tarifaires ont été lancé en amont de cette évolution. De ce fait, un certain nombre de points sont devenus sans objet, et certaines modalités relatives à la mise en œuvre de cette péréquation devront être précisées dans le cadre d'une délibération ultérieure. De ce fait, la présente délibération fixe le niveau du revenu autorisé des ELD qui disposaient précédemment d'un tarif spécifique, ainsi que le cadre de régulation applicable aux ELD pour la période 2026-2029.

¹ [Délibération n°2018-028 de la CRE du 7 février 2018 portant décision sur les règles tarifaires applicables à la gestion des nouveaux réseaux de distribution de gaz naturel](#)

² [Consultation publique n°2025-09 de la CRE du 9 octobre 2025 relative aux prochains tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution des entreprises locales de distribution de gaz naturel \(ATRD7 des ELD\)](#)

La CRE prévoit de consulter les acteurs sur les modalités de mise en œuvre de la péréquation tarifaire, en particulier :

- le niveau de la grille tarifaire nationale et des dotations prévisionnelles ;
- la définition des modalités pour les ELD qui bénéficiaient du tarif ELD commun ;
- les modalités de calcul et de versement des dotations.

2. Cadre de régulation tarifaire

2.1. Détermination du revenu autorisé

Dans la présente délibération, sur la base du dossier tarifaire transmis par les ELD et de ses propres analyses, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel des 9 ELD bénéficiant jusqu'alors d'un tarif spécifique sur la période 2026-2029.

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

$$RA = CNE + CCN + CRCP$$

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.

2.1.1. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation se définissent comme les charges brutes d'exploitation desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les recettes extratarifaires notamment).

Les charges brutes d'exploitation se composent principalement des consommations externes, des charges de personnel, des charges de statut et œuvres sociales et des impôts et taxes.

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

2.1.2. Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives prévisionnelles comprennent la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés. La BAR est déterminée sur la base de la valeur nette réévaluée des actifs immobilisés, déduction faite des subventions et participations reçues de tiers.

La rémunération de la BAR correspond au produit de la valeur de la BAR par le CMPC :

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

2.1.3. Coût du capital et couverture des investissements

2.1.3.1. Modalités de calcul de la base d'actifs régulés

La base d'actifs régulés représente la somme des actifs corporels et incorporels immobilisés à l'actif de l'opérateur (évaluée au 1^{er} janvier de chaque année) :

- la BAR augmente lorsqu'un actif est mis en service ;
- la BAR diminue avec l'amortissement des actifs, ou si un actif est mis au rebut ou cédé.

Dans la délibération ATRD7 de GRDF, la CRE a souligné les enjeux des réseaux de distribution de gaz pour la prochaine période tarifaire. Parmi ces enjeux figure le risque d'un effet « ciseau » sur le tarif d'acheminement. En effet, afin d'accompagner l'injection des gaz verts, les GRD continueront d'investir pour développer les réseaux, en raccordant des sites de production et en renforçant la capacité d'accueil des réseaux. En parallèle, la consommation totale de gaz en France devrait continuer de décroître dans le contexte des objectifs de décarbonation du mix énergétique. Ainsi, les opérateurs répercuteraient des charges relativement stables sur un nombre d'utilisateurs en baisse, entraînant ainsi une hausse du coût unitaire d'acheminement.

Dans ce contexte, la CRE a fait évoluer les modalités de rémunération des investissements de GRDF, en mettant fin à l'indexation à l'inflation de la BAR, en passant à une rémunération de la BAR à un CMPC nominal et non plus réel, pour les nouveaux actifs entrant dans la BAR à partir du 1^{er} juillet 2024. Dès lors, ces actifs ne sont plus réévalués à l'inflation et se voient, en contrepartie, appliquer un CMPC nominal, c'est-à-dire incluant l'inflation.

Cette modification a pour objet d'éviter de faire porter le coût de l'inflation aux futurs utilisateurs du réseau tout en diminuant le risque de coût échoués. Elle est économiquement neutre dans la durée pour les GRD.

Compte tenu des enjeux précités partagés par tous les GRD de gaz, la CRE choisit d'appliquer cette évolution aux ELD de gaz à compter du tarif ATRD7.

Valeur d'entrée dans la BAR et réévaluation

Pour les actifs dits « nouveaux actifs » entrés dans la BAR à partir du 1^{er} juillet 2026 inclus

La valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs en service. La date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire est fixée au 1^{er} juillet de chaque année de leur mise en service et la date de sortie des actifs au 30 juin. La CRE applique un CMPC nominal pour les actifs entrant dans la BAR à partir du 1^{er} juillet 2026.

Pour les actifs « dits historiques » entrés dans la BAR jusqu'au 1^{er} juillet 2025 inclus

La CRE reconduit pour le tarif ATRD7 les modalités de calcul de la BAR en vigueur pour le tarif ATRD6. Le traitement des actifs pour la définition de la BAR prévisionnelle est différent selon qu'ils ont été mis en service avant le 1^{er} janvier 2003 ou à partir de cette date.

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire est fixée au 1^{er} juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin.

Valeur initiale de la BAR au 31 décembre 2002 (actifs entrés en service avant le 1^{er} janvier 2003) :

Les actifs mis en service avant le 31 décembre 2002 sont valorisés à travers l'indexation des coûts historiques sur l'inflation, selon la méthode suivante :

- les valeurs brutes historiques des actifs sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976, des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements, et des participations reçues des bénéficiaires de ces investissements ;
- ces valeurs brutes retraitées sont réévaluées au 31 décembre 2002 par application de l'indice des prix « PIB marchand ».

Pour les actifs entrés dans la BAR entre le 1^{er} janvier 2003 et le 1^{er} juillet 2025 inclus :

Les actifs entrés dans la BAR entre le 1^{er} janvier 2003 et le 1^{er} juillet 2025 inclus sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute.

Une fois intégrés dans la BAR, les actifs entrés dans la BAR jusqu'au 1^{er} juillet 2025 inclus sont réévalués au 1^{er} janvier de chaque année de l'inflation en glissement de juillet à juillet. Pour cette raison, la CRE utilise un CMPC réel n'incluant pas l'inflation. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice 1763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France.

Pour tous les actifs, indépendamment de la date d'entrée en service

Les montants financés par les tiers sont traités de la même façon qu'en comptabilité :

- lorsque les participations de tiers sont comptabilisées au passif par l'opérateur, en contrepartie de la valeur des ouvrages enregistrée à l'actif, elles viennent en diminution des valeurs d'actifs intégrées dans la BAR ;
- lorsque les participations de tiers sont comptabilisées par l'opérateur en produits d'exploitation, les actifs sont intégrés dans la BAR à leur valeur totale et le montant des participations de tiers vient en diminution des charges d'exploitation à couvrir par le tarif.

Amortissement des actifs

Dans le cadre actuel, les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les terrains sont pris en compte à leur valeur historique réévaluée non amortie. Les durées de vie retenues par la CRE pour les principales catégories d'actifs sont les suivantes :

Catégorie d'actif	Durée de vie normative
Canalisations et branchements	Entre 50 et 30 ans
Postes de livraison, détente et comptage	40 ans
Compression	20 ans
Autres installations annexes	10 ans
Constructions	30 ans

Tableau 1. Durée de vie normative par catégorie d'actif

Mises en service

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire est fixée au 1^{er} juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin.

Actifs sortis de l'inventaire

Les actifs mis au rebut ou cédés avant la fin de leur durée de vie économique sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement, ni à rémunération.

2.1.3.2. Modalités de calcul du taux de rémunération

La méthode retenue pour évaluer le taux de rémunération est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il aurait pu obtenir, par ailleurs, 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).

Les actifs présents dans la BAR au premier jour et au dernier jour d'une année N sont rémunérés sur une base annuelle. Les actifs entrants dans la BAR et les actifs sortant de la BAR au cours d'une année sont rémunérés à un taux semestriel.

Pour tenir compte de la hausse des taux d'intérêt constatée depuis 2021, la CRE modifie le calcul du coût moyen pondéré du capital pour la période 2026-2029. Elle utilisera désormais une moyenne pondérée de deux taux, selon la méthode déjà appliquée pour le tarif de GRDF :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour le tarif ATRD6 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres constatés de long terme (moyenne 10 ans des taux sans risques) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes et sur une durée d'observation plus courte.

Cette pondération repose sur une répartition normative de la part respective des anciens actifs et des nouveaux actifs dans la période tarifaire à venir pour un opérateur gazier.

2.1.3.3. Traitement des actifs sortis de l'inventaire

Traitement des coûts échoués

Par « coûts échoués », la CRE entend la valeur nette comptable des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie économique, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont qui ne pourraient pas être immobilisées si les projets ne se réalisaient pas.

Dans le cadre du tarif ATRD6, les coûts échoués étaient traités comme suit, sur présentation des dossiers par les opérateurs :

- 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 est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

La CRE estime que le cadre de régulation actuel est bien adapté. Celui-ci permet en effet à la fois d'assurer la couverture des coûts échoués récurrents de GRDF via une trajectoire incitée, et de traiter au cas par cas la couverture des coûts échoués exceptionnels, selon le caractère efficace des coûts présentés par l'opérateur.

Par ailleurs, les ELD n'ont pas demandé d'évolution de ce cadre de régulation.

La CRE n'apporte donc pas de modification au cadre de régulation relatif aux coûts échoués pour la période 2026-2029.

Traitement des actifs cédés

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

Cas des actifs immobiliers ou de terrains

Dans le cadre tarifaire prévu dans le tarif ATRD6, dans le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est 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, dans la mesure où ces utilisateurs en ont supporté les coûts d'acquisition (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération des actifs de la BAR), tout en préservant une incitation pour l'opérateur à maximiser ce gain. Celui-ci conserve en effet les 20 % du gain restant ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par l'opérateur.

Le tarif ayant participé au financement des actifs concernés, la prise en compte dans le tarif des plus-values de cession est justifiée.

La CRE décide de reconduire ce cadre de régulation applicable aux ELD pour les actifs immobiliers et terrains cédés pour la période 2026-2029.

2.1.4. Compte de régularisation des charges et des produits

Le niveau des revenus autorisés prévisionnels pour la période 2026-2029 est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes. Un mécanisme de régularisation a posteriori, le CRCP, a été introduit afin 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 (cf. partie 2.3.2). Le CRCP protège en conséquence les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes. Le CRCP est également utilisé pour prendre en compte les incitations financières (bonus ou malus) résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Pendant la période ATRD6, le solde du CRCP est calculé au dernier jour de chaque année. Il est apuré du 1^{er} juillet de l'année N au 30 juin de l'année N+1 dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/-3 %. En cas d'atteinte de ce seuil, 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 pris en compte dans le calcul du CMPC s'applique au solde du CRCP (soit 1,7 % dans le cadre du tarif ATRD6 des ELD).

En TURPE7, ATRD7, ATRT8 et ATS3, la CRE a fait évoluer le taux de référence permettant l'actualisation du solde du CRCP en appliquant dorénavant le taux sans risque court terme. Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de répliquer cette évolution pour le tarif ATRD7 des ELD. Ainsi, pour le tarif ATRD7 des ELD, le CRCP est actualisé chaque année au taux de 3,8 %.

Compte tenu des modifications du code de l'énergie introduites par la loi de finances pour 2026, et l'entrée en vigueur de la péréquation des tarifs de distribution de gaz naturel au 1^{er} juillet 2026, les modalités d'apurement du CRCP et leur impact sur la dotation annuelle des ELD seront précisés par la CRE dans une délibération relative aux modalités de mise en œuvre de la péréquation tarifaire.

2.2. Calendrier tarifaire

2.2.1. Une période tarifaire d'environ quatre ans

Le tarif ATRD6 a été fixé pour une durée d'environ quatre ans. Dans la consultation publique, la CRE a considéré 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.

Les tarifs ATRD7 des ELD définis dans cette délibération s'appliqueront pour une durée d'environ quatre ans, à compter du 1^{er} juillet 2026. Ils visent à couvrir les charges des exercices comptables 2026 à 2029.

Les paramètres d'évolution annuelle des grilles tarifaires seront précisés par la CRE dans une délibération relative aux modalités de mise en œuvre de la péréquation tarifaire.

2.2.2. Clause de rendez-vous

Le tarif ATRD7 des ELD prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par les ELD au bout de deux ans.

Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2028 et 2029) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATRD7 des ELD se trouve modifié d'au moins 1 %.

2.2.3. Principes de l'évolution annuelle du tarif et homothétie tarifaire

Rappel du cadre ATRD6

Depuis le 1^{er} juillet 2018, date d'entrée en vigueur du tarif ATRD5 des ELD de gaz naturel, la CRE 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 R_f . Cette homothétie permet de faciliter le développement d'offres de marché pour les consommateurs raccordés aux réseaux exploités par les ELD.

La CRE a retenu cette homothétie et la formule d'évolution annuelle pour la période ATRD6, où le coefficient de niveau NIV de chaque ELD disposant d'un tarif spécifique évolue chaque année mécaniquement de l'inverse de l'évolution du tarif péréqué de GRDF au 1^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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. Depuis le 1^{er} juillet 2024, IPC_N est le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE³ et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la délibération tarifaire ;
- k_N est le facteur d'évolution de la grille tarifaire résultant de l'apurement du solde du CRCP ; jusqu'au 30 juin 2024, il était compris entre +2 % et -2 %. Depuis le 1^{er} juillet 2024, k_N est compris entre +3 % et -3 %.

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.

Par ailleurs, pour l'ensemble des ELD, le terme R_f est identique à celui en vigueur pour GRDF, qui évolue suivant l'inflation, conformément aux modalités définies par la délibération de la CRE n°2017-238 du 26 octobre 2017⁴.

⁴ [Délibération n°2017-238 de la CRE 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 grilles tarifaires applicables à compter du 1^{er} juillet 2026 sont nationales. Pour l'année 2026, la CRE prévoit de mettre à jour les grilles tarifaires pour tenir compte des évolutions législatives relatives à l'introduction de la péréquation nationale en amont de leur entrée en vigueur.

Dans la consultation publique, la CRE avait consulté sur deux modalités de simplification.

Proposition d'application des modalités de tarif commun aux ELD desservant moins de 15 000 points de livraison en 2024

Dans la consultation publique, la CRE a consulté les acteurs de marché sur l'opportunité d'appliquer, à compter de la période ATRD8 des ELD, les modalités de tarif commun aux ELD desservant moins de 15 000 points de livraison (PDL) en 2024. Cette proposition s'appuie sur le constat de la complexité élevée des travaux tarifaires pour les ELD disposant de comptes dissociés dont les structures et les ressources sont très hétérogènes.

Plusieurs répondants, parmi lesquels des GRD, se sont exprimés en défaveur de cette proposition. D'une part, ils considèrent qu'une telle évolution conduirait à ne plus couvrir les coûts des GRD concernés, car les 4 plus grandes ELD disposent d'effets d'échelle non atteignables par de plus petites ELD.

D'autre part, certains répondants considèrent le tarif commun comme un cadre dérogatoire appliqué d'un commun accord entre la CRE et l'ELD concernée, et les ELD soulignent qu'elles ne sont pas favorables à cette proposition.

Deux répondants favorables souhaitent que cette mesure ait lieu concomitamment à une harmonisation effective des conditions d'accès au réseau (données, délais, échanges SI) entre GRDF et les ELD et qu'elle soit articulée avec la mise en œuvre du portail commun.

Analyse de la CRE

La CRE constate que les décisions tarifaires successives érigent le tarif spécifique en modèle général, et le tarif commun en alternative par défaut, en l'absence de capacité pour les ELD de fournir à la CRE des comptes dissociés. Elle rappelle toutefois que dès lors que les ELD continuent de bénéficier d'un tarif commun, il est nécessaire qu'elles puissent, comme l'ensemble des GRD, assurer un dialogue de gestion régulier, dans les niveaux de qualité et de délais attendus par la CRE.

La mise en œuvre de la péréquation nationale des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz de GRDF et de ceux des tarifs péréqués d'utilisation des réseaux de distribution de gaz des ELD repose sur l'application d'une grille nationale commune à tous les GRD exploitant des concessions historiques.

Dans cette perspective, les modalités de différenciation de la détermination des coûts entre les différentes ELD (disposant jusqu'alors d'un tarif spécifique ou commun) sont susceptibles d'évoluer.

Sur la base de ces éléments, la CRE décide de fixer pour la période 2026-2029 un revenu autorisé individuel pour les ELD qui bénéficiaient jusqu'alors d'un tarif spécifique. Elle précisera, dans le cadre de sa consultation relative à la mise en œuvre de la péréquation tarifaire, les modalités de détermination des charges à couvrir pour les ELD qui bénéficiaient jusqu'alors d'un tarif commun.

Proposition d'évolution des modalités d'évolution annuelle

Les modalités d'évolution annuelle en vigueur permettent d'adapter chaque année les grilles tarifaires aux évolutions macroéconomiques (facteur IPC) et aux évolutions propres à l'activité des GRD (facteur k). Or, ces évolutions annuelles sont d'une complexité élevée à plusieurs égards, qui plus est pour des structures de taille très variable. Pour ces raisons, la CRE a envisagé dans sa consultation publique des alternatives possibles pour la période 2026-2029.

Une première option, privilégiée par la CRE dans la consultation publique, consiste à retenir à compter de la première évolution annuelle du tarif ATRD7 des ELD (c'est-à-dire à partir du 1^{er} juillet 2027), l'application de l'évolution tarifaire du tarif ATRD7 de GRDF aux ELD.

Une seconde option présentée en consultation publique consisterait à maintenir une évolution des grilles tarifaires au 1^{er} juillet de chaque année d'une formule « $IPC + X + k$ » dans laquelle :

- le coefficient X resterait déterminé pour chaque ELD, afin de tenir compte, notamment, de la baisse prévisionnelle de consommation sur son territoire de desserte ;

- le coefficient k de l'ensemble des ELD serait aligné sur le facteur k de GRDF. Ainsi, le CRCP des ELD serait apuré au rythme d'apurement du CRCP de GRDF.

La majorité des répondants sont défavorables aux deux options envisagées par la CRE. En particulier, plusieurs acteurs considèrent qu'elles n'engendreront pas de simplification pour les fournisseurs et les consommateurs, car les grilles tarifaires restent différentes. Certains considèrent au contraire que cette option pourrait entraîner une volatilité tarifaire importante résultant de l'apurement d'écarts en fin de période potentiellement plus importants, et ferait peser un risque sur les ELD en cas de décalage entre leur revenu autorisé et les recettes réelles ou en cas d'évolution antagoniste avec celle de GRDF. Toutefois, un acteur a considéré que la première option (alignement sur l'évolution du tarif de GRDF) serait de nature à favoriser la lisibilité des tarifs pour les fournisseurs multi-territoires et à réduire la complexité de gestion des offres commerciales.

Dans leur contribution, les ELD de gaz ont proposé à la CRE de lui soumettre annuellement un facteur k estimatif, qu'elle choisirait ou non d'auditer. A défaut de proposition reçue, la CRE appliquerait le k de GRDF. La CRE considère que cette proposition ne satisfait pas l'objectif de simplification poursuivi et pourrait introduire une asymétrie dans le traitement accordé aux ELD. La CRE décide donc de ne pas retenir cette proposition.

Compte tenu de la mise en œuvre de la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel à compter du 1^{er} juillet 2026, la question posée en consultation est devenue sans objet. La CRE précisera les modalités de l'évolution de la grille nationale dans une délibération ultérieure fixant le cadre de mise en œuvre du mécanisme de péréquation des tarifs de réseaux de distribution de gaz naturel.

Enfin, la CRE se réserve la possibilité d'adapter, en cours de période tarifaire, la régulation incitative de la qualité de service des ELD (cf. § 2.4).

2.2.4. Calcul du solde du CRCP au 1^{er} jour de l'année N

Rappel du cadre ATRD6

Le solde global du CRCP est calculé après la clôture définitive des comptes annuels de chaque ELD. Il est égal au montant à verser ou à déduire du CRCP au titre de l'année écoulée (année N-1) auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au dernier jour comptable de chaque année, en fonction de l'écart entre le réalisé, pour chaque poste concerné, et les montants de référence définis en annexe 1. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part étant déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Les postes de charges et de recettes couverts pour tout ou partie au CRCP pour la période 2026-2029 sont fixés au paragraphe 2.3.2 de la présente délibération. Les données comptables présentées par chaque ELD seront utilisées comme base des charges et produits réalisés pris en compte à travers le CRCP, quand cela est possible. Le cas échéant, la prise en compte des différents postes à travers le CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Les conséquences des audits conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP. Les éventuelles primes ou pénalités liées aux mécanismes de régulation incitative sont également prises en compte via le CRCP.

Le solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2026 (ou 1^{er} octobre 2025 pour les ELD clôturant leurs comptes le 30 septembre) est pris en compte pour l'élaboration des revenus autorisés prévisionnels de la période 2026-2029 et sera apuré sur les 4 ans du tarif. Les montants de référence et les taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans les délibérations du 27 janvier 2022 et du 28 avril 2022 portant décision sur le tarif ATRD6 des ELD.

Evolutions relatives à l'entrée en vigueur de la péréquation des tarifs de réseaux de distribution de gaz naturel

Compte tenu de la mise en œuvre de la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel à compter du 1^{er} juillet 2026, la CRE considère toutefois que les modalités d'apurement du CRCP pour le tarif ATRD7 des ELD ne s'appliquent plus de la même manière. La CRE précisera les modalités de couverture des écarts, sur les postes de charges et de recettes non incités, dans une délibération ultérieure fixant le cadre de mise en œuvre du mécanisme de péréquation nationale des tarifs ATRD des GRD de gaz.

2.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.3.1. Régulation incitative des charges d'exploitation

Le tarif ATRD6 prévoyait que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis difficiles à prévoir ou à maîtriser pour les ELD, font l'objet d'une incitation à 100 %.

Au vu du bilan positif des précédentes périodes tarifaires et de l'appréciation favorable des acteurs formulée dans le cadre de la consultation publique du 9 octobre 2025, la CRE reconduit ce principe pour la période 2026-2029.

Ainsi, à l'exception des natures de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au 2.3.2 de la présente délibération, les écarts par rapport à la trajectoire fixée pour la période 2026-2029 seront à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

2.3.2. Couverture au CRCP de certains postes de charges et recettes

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 dans la partie 2.3.2 de la présente délibération, 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.

Depuis plusieurs périodes tarifaires, la CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée notamment à l'aune des deux critères 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.

Par ailleurs, 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.

Dans sa consultation publique, la CRE envisageait plusieurs évolutions par rapport à la période ATRD6 concernant la couverture des charges et produits des ELD par le CRCP :

Recettes liées aux termes tarifaires d'abonnement

Les recettes liées aux termes tarifaires d'abonnement ne sont pas couvertes dans le tarif ATRD6. Dans le contexte de transition énergétique qui impose de diminuer fortement la consommation de gaz d'origine fossile, et les gaz « verts » ne pouvant compenser qu'en partie cette baisse, la CRE considère qu'il ne faut plus inciter les ELD sur le nombre de clients raccordés et a proposé dans la consultation publique de couvrir la totalité des recettes tarifaires, y compris les recettes liées aux termes d'abonnement, comme retenu dans le tarif ATRD7 de GRDF et demandé par les ELD.

Les contributeurs sont globalement favorables à cette évolution, compte tenu de la baisse de la consommation de gaz et de la nécessité de ne plus inciter les GRD à développer leur portefeuille.

La CRE décide de maintenir la position présentée en consultation publique.

Recettes extratarifaires issues des prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelables et bas carbone et charges associées

Compte tenu de l'incertitude sur l'ampleur et le rythme du développement du biométhane sur la période ATRD7, la CRE a envisagé dans sa consultation publique de couvrir, en miroir des recettes de prestations relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone, les charges d'exploitation associées, à 100 %.

Les répondants sont favorables à l'orientation portée par la CRE.

La CRE décide de maintenir l'orientation présentée en consultation de couverture des recettes extratarifaires liées à l'injection de gaz renouvelables et bas carbone, conformément au cadre ATRD7 de GRDF, ainsi que la couverture des charges d'exploitation liées à l'injection de biométhane dans les réseaux, en miroir des recettes. Cette mesure présentée en consultation est une évolution par rapport au cadre ATRD7 de GRDF et permet de corriger une asymétrie dans l'incitation : en cas de moindre développement du biométhane, les ELD seront couvertes des recettes non perçues, et restitueront les charges non dépensées.

Charges d'avantage en nature énergie (ANE)

La CRE a proposé de couvrir à 80 % les charges d'avantage en nature énergie (ANE), afin de prémunir les GRD contre la variation des prix de l'énergie sur laquelle ils n'ont pas de maîtrise, tout en conservant une incitation à la maîtrise des volumes consommés.

Les répondants sont majoritairement favorables à l'orientation portée par la CRE.

La CRE décide de maintenir l'orientation présentée en consultation.

Charges d'exploitation liées au portail commun

Dans sa consultation publique, la CRE a envisagé de ne pas retenir la demande des opérateurs concernant la couverture des charges d'exploitation liées à la mise en œuvre du portail commun.

A la suite d'échanges avec les opérateurs, la CRE décide de mettre en œuvre une régulation incitative dédiée sur les coûts à terminaison du projet (cf. partie 2.5.3).

Dès lors, les charges d'exploitation annuelles seront couvertes au CRCP, l'incitation étant calculée au moment de la mise en service du portail commun.

Par ailleurs, la CRE décide de ne pas de retenir les demandes suivantes formulées par certaines ELD :

- couverture de l'intégralité des coûts échoués : la CRE décide de maintenir le cadre de régulation en vigueur (couverture tarifaire des coûts échoués récurrents et prévisibles, et couverture au CRCP au cas par cas des coûts échoués non récurrents et imprévisibles), y compris pour l'abandon des réseaux (cf. travaux sur l'avenir des infrastructures gazières) qui permet de prendre en compte les volumes récurrents d'actifs décommissionnés et permet de traiter les situations plus particulières ;
- couverture des charges d'exploitation liées à l'application du règlement européen concernant la réduction des émissions de méthane (jugée non prévisible par les répondants), en cohérence avec les orientations retenues par la CRE dans la consultation publique du 19 juin 2025⁵ dans laquelle elle présente le cadre de régulation envisagé pour ces charges s'agissant des GRT de gaz et de GRDF. La CRE décide de maintenir la position exprimée en consultation (incitation des charges d'exploitation et couverture au réel des charges de capital associées aux investissements).

⁵ [Consultation publique n°2025-06 de la CRE du 19 juin 2025 portant sur la prise en compte des coûts additionnels liés à la mise en œuvre du règlement européen sur les émissions de méthane par les gestionnaires de réseaux de transport \(NaTran et Teréga\) et de distribution \(GRDF\) et les opérateurs de stockage \(Storengy, Teréga et Géométhane\)](#)

En conséquence, les postes inclus au périmètre du CRCP pour le tarif ATRD7 des ELD sont les suivants :

Pour les postes de charges et assimilés :

- les charges de capital supportées par les ELD, prises en compte à 100 % ;
- les charges relatives à la contrepartie versée 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, prises en compte à 100 % ;
- les charges générées par les impayés des consommateurs sur leur part acheminement 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 leur approbation par les ministres des projets de comptage des ELD (cf. partie 2.6) ;
- les charges relatives aux pertes et différences diverses prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
- 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 ;
- le reversement effectué par les ELD aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) au titre du terme variable du timbre d'injection de gaz renouvelables et bas carbone 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 d'avantage en nature énergie, prises en compte à 80 % au CRCP ;
- les charges d'exploitation relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone, prises en compte à 100 % au CRCP.

Pour les postes de recettes et assimilés :

- les revenus tarifaires perçus par les ELD pris en compte à 100 % ;
- 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 (par exemple, les locations de compteur) notamment celles issues des prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone, pris en compte à 100 % ;
- 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, y compris les recettes extratarifaires issues des prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone ;
- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80 % au CRCP.

En outre, les bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative décrits dans les parties suivantes (régulation incitative des investissements, régulation incitative de la qualité de service, et régulation incitative de la recherche et développement et de l'innovation) sont versés ou retirés aux ELD via le CRCP.

2.3.3. Régulation incitative des investissements

2.3.3.1. Régulation incitative des coûts unitaires d'investissement

Afin d'assurer l'optimisation des coûts des investissements dans les réseaux, le tarif ATRD 5 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 les périodes ATRD6 et ATRD7 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.

Dans le tarif ATRD4, la CRE avait privilégié un suivi des coûts d'investissements des ELD. Dans le tarif ATRD 5, elle a répliqué le dispositif de coûts unitaires, en le limitant aux ELD desservant plus de 100 000 clients (Régaz-Bordeaux et R-GDS), selon les mêmes catégories d'ouvrages que GRDF et sans incitation financière. Ce mécanisme a été prolongé pour la période ATRD6.

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 ATRD6.

Le suivi des données de Régaz-Bordeaux et R-GDS, sur la période ATRD6, 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. La CRE a proposé en consultation publique de maintenir le suivi des coûts unitaires d'investissements pour ces deux opérateurs.

La majorité des répondants à la consultation publique s'est déclarée favorable à cette proposition. La CRE maintient donc pour la période 2026-2029 le suivi pour Régaz-Bordeaux et R-GDS des coûts unitaires d'investissements, pour les mêmes catégories d'investissements que pour la période ATRD6.

2.3.3.2. Mécanisme d'incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements

Le tarif ATRD6 des ELD a instauré pour GreenAlp une incitation spécifique à la maîtrise des investissements, consistant en une enveloppe d'investissements pluriannuelle, nette des subventions publiques ou privées, hors comptage évolué, que le GRD est incité à ne pas dépasser. Ainsi, en fin de période :

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

Ce mécanisme a été introduit pour 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, dans un contexte marqué par une forte baisse des consommations de gaz dans le périmètre de desserte de GreenAlp et une forte hausse de ses investissements prévisionnels.

Dans la consultation publique, la CRE a considéré important d'inciter les GRD à la maîtrise des investissements, compte tenu du contexte de baisse globale des consommations de gaz, y compris sur les zones de desserte des ELD. Elle a proposé d'étendre le mécanisme à l'ensemble des ELD, et d'exclure les dépenses de comptage évolué et de biométhane du périmètre incité du mécanisme, en cohérence avec le cadre en vigueur pour GRDF. La CRE a proposé de fixer le montant pluriannuel au niveau de la trajectoire d'investissements prévisionnelle des opérateurs, retraitée des investissements cités ci-dessus.

Plusieurs répondants à la consultation publique sont favorables à la proposition de la CRE, parmi lesquels plusieurs fournisseurs qui partagent l'analyse de la CRE concernant l'importance pour les GRD de maîtriser leurs trajectoires d'investissements.

Toutefois, les gestionnaires de réseaux sont défavorables au principe d'une telle incitation, considérant que la CRE n'a pas compétence pour contrôler les investissements des GRD et qu'il n'est pas légitime de pénaliser les collectivités propriétaires des réseaux. Ils considèrent également que les ELD ont une faible marge de manœuvre sur leurs investissements. Certains répondants demandent toutefois qu'en cas de mise en œuvre du dispositif, d'autres catégories d'investissements soient exclues, comme les investissements relatifs au portail fournisseurs ou les investissements relatifs aux systèmes d'information.

La CRE décide de maintenir l'orientation présentée en consultation publique, et d'étendre l'incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements à toutes les ELD au tarif spécifique pour la période 2026-2029. Elle décide toutefois d'exclure, outre les investissements de comptage évolué et de biométhane, les investissements relatifs au portail fournisseurs, qui font l'objet d'un mécanisme dédié. Elle fixe la trajectoire pluriannuelle d'investissements au niveau de la trajectoire d'investissements nets des participations de tiers et des subventions demandée par les opérateurs ci-dessous, révisée de l'inflation mise à jour en décembre 2025, et détaillée en partie 3.1.1.4.

k€courants	2026	2027	2028	2029	Moyenne
Régaz-Bordeaux	17 103	16 075	16 191	15 945	16 329
R-GDS	11 251	10 345	10 318	9 981	10 474
GreenAlp	2 599	2 393	2 731	2 465	2 547
Vialis	1 913	1 606	1 560	1 626	1 676
Gedia	2 345	1 932	1 366	1 178	1 705
Barr énergies	1 927	1 169	1 066	1 133	1 324
Caléo	1 613	1 123	923	1 043	1 176
Sorégies	584	305	302	308	375
Trois Frontières Distribution Gaz	796	897	914	932	885

Tableau 2. Synthèse des trajectoires pluriannuelles retenues par la CRE pour l'incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements, pour la période ATRD7 des ELD

La CRE décide également d'introduire, en cohérence avec le cadre prévu pour le tarif ATRD7 de GRDF, une clause de rendez-vous, activable par la CRE au bout de deux ans si elle estime que de nouvelles dispositions législatives, réglementaires, ou des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles peuvent entraîner des conséquences sur les investissements prévisionnels des ELD. Le cas échéant, la CRE pourra procéder à un réexamen de la trajectoire d'investissements des ELD pour les deux dernières années de la période tarifaire.

2.4. 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.

2.4.1. Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur

Pour la période ATRD6, les neuf ELD disposant d'un tarif spécifique suivent jusqu'à 13 indicateurs, dont 5 à 12 selon les ELD font l'objet d'une incitation financière. Ils peuvent être communs à l'ensemble des ELD (comme le « Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs et de consommateurs dans les délais » par exemple) ou spécifiques à certaines.

Ils portent sur les thèmes suivants :

- les devis et les interventions (jusqu'à 4 indicateurs) ;
- la relation avec les consommateurs (jusqu'à 1 indicateur) ;
- la relation avec les fournisseurs (jusqu'à 2 indicateurs) ;

- la relève et la facturation (jusqu'à 5 indicateurs).

Les résultats de ces indicateurs sont publiés par les ELD sur leurs sites internet respectifs. En complément, depuis 2016, chaque ELD doit élaborer et publier sur son site internet un rapport annuel qui apporte un éclairage qualitatif sur les résultats des indicateurs de qualité de service. La CRE note toutefois que toutes les ELD ne réalisent pas cet exercice tous les ans.

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.

2.4.2. Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRD6 des ELD

Entre 2022 et 2024, la performance des 9 ELD sur les indicateurs incités financièrement s'est maintenue à un niveau satisfaisant de qualité de service, atteignant globalement les objectifs fixés par la CRE. La CRE relève en particulier, sur la période ATRD6 :

- de bons résultats pour les indicateurs liés à la relation avec les fournisseurs, avec 7 ELD présentant un taux de réponse aux réclamations des fournisseurs dans les délais égal à 100 % ;
- de bons résultats pour le taux de changement de fournisseurs réalisés dans les délais, avec 8 ELD présentant une performance supérieure à l'objectif fixé ;
- des résultats satisfaisants des 5 ELD incitées concernant la disponibilité du portail avec des taux globalement supérieurs à l'objectif de référence, fixé à 99,5 % ;
- des résultats globalement positifs pour le taux de relevés semestriels sur index réels (relevés ou autorelevés), avec 7 ELD présentant des résultats supérieurs à l'objectif, fixé à 96,5 % ;
- des résultats contrastés pour les ELD incitées sur le taux de mises en service et de mises hors service réalisées dans les délais (Régaz-Bordeaux, R-GDS et GreenAlp), avec des résultats régulièrement en-deçà des objectifs fixés. A titre d'exemple, le taux de mises en service réalisées dans les délais demandés s'élève en moyenne à 97,7 % en 2022, à 98,1 % en 2023 et à 97,1 % pour ces ELD, pour un objectif fixé à 98,0 % chaque année.

La CRE observe toutefois une dégradation des performances de Régaz-Bordeaux, qui est en-dessous des objectifs fixés sur 6 indicateurs sur 7 sur la période ATRD6.

La régulation incitative de la qualité de service de l'ensemble des ELD a ainsi généré un bonus global d'environ 126 k€ sur la période 2022-2024, soit une hausse par rapport au réalisé moyen 2018-2020 (119 k€)⁶.

2.4.3. Evolution du dispositif de régulation incitative de la qualité de service

Pour la période tarifaire à venir, la CRE reconduit le cadre de régulation incitative de la qualité de service des ELD mis en place durant le tarif ATRD6 des ELD. Toutefois, la CRE a proposé en consultation publique une évolution de périmètre afin de :

- renforcer le cadre d'incitation spécifique au biométhane :
 - en incitant des indicateurs jusque-là seulement suivis (« Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane » et « Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane ») ;
 - en introduisant de nouveaux indicateurs suivis, en cohérence avec le tarif ATRD7 de GRDF (respect des délais de raccordements des producteurs, respect des délais de mise en service des renforcements, volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés) ;

⁶ [Consultation publique n°2021-10 de la CRE du 7 octobre 2021 relative aux prochains tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution des entreprises locales de distribution de gaz naturel \(ATRD6 des ELD\)](#)

- répliquer les évolutions appliquées à GRDF sur les indicateurs relatifs au traitement des réclamations, notamment en créant l'indicateur « Taux de réclamations multiples » pour évaluer la qualité de la réponse donnée aux réclamations des clients ou des fournisseurs, et le nombre de réclamations en rebond.

2.4.3.1. Evolution du périmètre

Injection du gaz renouvelable et bas-carbone dans les réseaux publics de distribution de gaz

Dans le tarif ATRD6, la CRE a introduit ou reconduit le suivi sans incitation financière de plusieurs indicateurs qui concernent directement le biométhane et qu'elle a proposé de faire évoluer en consultation publique :

- indicateur « Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet de biométhane » : du fait du caractère obligatoire de cette prestation pour les producteurs, et en cohérence avec le cadre retenu pour le tarif ATRD7 de GRDF, la CRE a proposé d'inciter financièrement cet indicateur pour la période 2026-2029 ;
- indicateur « Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane » : la CRE a proposé d'une part, de modifier son intitulé pour l'étendre aux gaz renouvelables et bas carbone, et d'autre part de l'inciter financièrement pour la période 2026, compte tenu de la hausse du nombre de producteurs, qui mobilisent une part croissante des ressources des ELD.

La CRE a également proposé, pour la période 2026-2029, d'introduire de nouveaux indicateurs de qualité de service afin de suivre plus précisément la performance des ELD sur l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone sur leurs réseaux :

- indicateurs « Respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone » et « Respect des délais de mise en service des renforcements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone » : ces délais ne sont aujourd'hui pas suivis dans la qualité de service des ELD. En cohérence avec le cadre retenu pour le tarif ATRD7 de GRDF, la CRE a ainsi proposé de suivre le respect par les ELD des délais de ces raccordements et des mises en service dans deux nouveaux indicateurs à part entière ;
- indicateur « Volume d'écêtement de la production de gaz verts » : la CRE a proposé d'introduire un indicateur de suivi afin de mesurer l'évolution du nombre de zones et de producteurs concernés par l'écêtement de leur production dans l'attente de la réalisation des investissements de renforcement du réseau validés par la CRE, en cohérence avec l'indicateur introduit dans le tarif ATRD7 de GRDF.

Retour à la consultation publique et analyse de la CRE

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique accueille favorablement la proposition de la CRE concernant la création de l'indicateur incité relatif au « Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane ». En effet, les acteurs soulignent l'importance de cette régulation incitative dans le cadre actuel de développement du biométhane, qui plus est avec le développement à venir des Certificats de Production de Biométhane (CPB). Toutefois, les ELD indiquent que le délai de 120 jours inscrit dans l'indicateur ne garantit pas un optimum économique dans l'allocation des ressources du GRD et souhaiteraient un délai différent.

A ce titre, la CRE partage l'avis des acteurs concernant l'importance de cette incitation pour le développement de la filière. Cependant, la CRE souhaite garder une harmonisation de traitement sur le territoire concernant le développement du biométhane et fixe le délai de l'incitation à 120 jours en répliquant le cadre en vigueur pour GRDF.

Par ailleurs, les acteurs sont majoritairement favorables à la mise en œuvre de l'indicateur suivi sans incitation « Volume d'écêtement de la production de gaz verts ». Toutefois un acteur questionne la méthodologie de cet indicateur qui devrait selon lui tenir compte des périodes sur lesquels les producteurs produisent plus que leur Cmax et compensent ainsi les écêtements subis en période de basse consommation de la zone.

S'agissant de la méthodologie de mesure des écrêtements, la CRE estime que le périmètre actuellement proposé permet une vision absolue des écrêtements sur une zone reflétant l'écart réel constaté entre Cmax d'un producteur et consommation basse des zones. Elle sera attentive au retour d'expérience sur ce périmètre, et pourra en fonction envisager de faire évoluer la méthode.

En synthèse, la CRE maintient ses orientations de consultation publique et :

- incite financièrement les indicateurs relatifs au :
 - « Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet de biométhane » ;
 - « Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane » ;
- introduit les indicateurs suivis sans incitation financière suivants :
 - « Respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone » ;
 - « Respect des délais de mise en service des renforcements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone » ;
 - « Volume d'écrêtement de la production de gaz verts ».

Traitement des réclamations

Sur la période ATRD6, la qualité de service suivait séparément le délai de traitement des réclamations émanant :

- des fournisseurs (15 jours calendaires, sauf Vialis (8 jours)) ;
- et des consommateurs (30 jours calendaires, sauf R-GDS (21 jours) Gedia (15 jours) et Vialis (8 jours)).

Pour la période tarifaire 2026-2029 des ELD, la CRE a proposé dans la consultation publique :

- d'inciter les ELD sur le traitement des réclamations dans un unique délai (15 jours calendaires, sauf Vialis (8 jours)) pour l'ensemble des réclamations, fournisseurs comme consommateurs ;
- pour cet indicateur, de renforcer le niveau de l'incitation pour les ELD (cf. 2.4.3.2) ;
- d'introduire l'indicateur « Taux de réclamations multiples ».

Retour à la consultation publique et analyse de la CRE

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable aux orientations de la CRE concernant la fusion des indicateurs « Taux de réponse aux réclamations dans les délais » et « Taux de réponse aux réclamations des consommateurs dans les délais » pour créer l'indicateur « Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires ».

Concernant la création de l'indicateur « Taux de réclamations multiples », les acteurs sont favorables à sa mise en œuvre. Cependant, les ELD demandent que l'indicateur soit seulement suivi durant la période 2026-2029, puis incité à partir de la période tarifaire suivante (ATRD8 des ELD).

Certains acteurs ont également mis en évidence une nécessité de modifier le délai de traitement des réclamations pour harmoniser Vialis par rapport aux autres gestionnaires de réseau. A ce titre, la CRE estime qu'augmenter le délai pour Vialis induirait une diminution de l'exigence sur cet indicateur et ne permettrait pas d'inciter à une amélioration de la performance du gestionnaire de réseau. En conséquence, la CRE maintient le délai différencié entre Vialis et les autres opérateurs.

La CRE considère que l'indicateur de « Taux de réclamations multiples » est important pour s'assurer de la qualité de traitement des réclamations et doit alors être accompagné d'une incitation dès la période 2026-2029. Par ailleurs, l'introduction de cet indicateur est réalisée en réplique du cadre de GRDF et permettra de rapprocher la qualité de traitement des réclamations entre les différents gestionnaires de réseau.

La CRE maintient ainsi les orientations présentées de la consultation publique. Le détail des indicateurs incités et suivis sans incitation est présenté en annexe 2.

2.4.3.2. Evolution des incitations

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	Orientations	Proposition d'objectif
Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés	R-GDS / Régaz-Bordeaux / GreenAlp	Rehaussement de l'incitation et baisse du plancher	Maintien à 98 %
Taux de mises hors service réalisées dans les délais demandés	R-GDS / Régaz-Bordeaux / GreenAlp	Maintien de l'objectif et doublement de l'incitation	Maintien à 99 %
Taux de relevés semestriels (6M) sur index réels (relevés ou autorelevés)	Ensemble	Rehaussement de l'incitation Passage en suivi pour GreenAlp ⁷	Augmentation progressive de 96,5 % à 98,0 %
Taux de disponibilité du portail fournisseur	Vialis / R-GDS / GreenAlp / Sorégies / Gedia / Régaz-Bordeaux	Incitation asymétrique (malus seulement)	Maintien à 99,5 %
Taux de réponse aux réclamations des fournisseurs dans les délais	Ensemble	Fusion des indicateurs Suppression du plancher et rehaussement de l'incitation	100 %
Taux de réponse aux réclamations des consommateurs dans les délais			
Taux de changement de fournisseurs réalisés dans les délais	Ensemble		Augmentation progressive de l'objectif de 98 % à 99,5 %

Tableau 3. Synthèse des évolutions de niveaux d'incitation des indicateurs qualité de service envisagées par la CRE

⁷ A l'issue du déploiement massif des compteurs évolués sur son périmètre de desserte, et à l'instar de l'orientation retenue pour GRDF et Régaz-Bordeaux.

Retour à la consultation publique et analyse de la CRE

Les contributeurs à la consultation ont un avis mitigé concernant l'orientation de la CRE relative au niveau d'incitation de la qualité de service. En effet, les ELD et certains acteurs ont indiqué que le niveau atteint sur la période ATRD6 est suffisant et qu'un niveau d'objectif supérieur induira des coûts importants. Par ailleurs, les fournisseurs sont favorables aux orientations de la CRE mettant en avant les bénéfices d'une harmonisation de la qualité de service entre les gestionnaires de réseaux (ELD et GRDF). En effet, ils mettent en avant l'amélioration de l'expérience client et le développement de la concurrence sur le territoire des ELD rendues possible grâce à l'harmonisation et l'amélioration de la qualité de service.

La CRE estime que le mécanisme de régulation incitative doit permettre une amélioration continue et souhaite que le niveau de performance atteint par les différents GRD soit homogène et satisfaisant pour le consommateur et les acteurs. Par ailleurs, la CRE a proposé des objectifs tenant compte des performances passées et dans la mesure du possible se rapprochant des objectifs fixés pour GRDF en ATRD7. En conséquence, la CRE retient les niveaux d'incitation proposés en consultation publique.

Le détail de chaque indicateur est présenté en annexe 3.

Les indicateurs de performance du système de comptage évolué sont par ailleurs décrits dans la partie 2.6.

2.5. Régulation incitative de l'innovation

2.5.1. Régulation incitative de la R&D

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, les gestionnaires de réseaux doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement et d'innovation (R&D&I), essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer leurs outils d'exploitation de leurs réseaux. Les gestionnaires de réseaux se doivent, quant à eux, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Dans cette perspective, la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (R&D&I) s'appuie actuellement, pour l'ensemble des opérateurs d'infrastructures de gaz, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D&I 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&I, complété par un rapport public bisannuel.

La CRE a proposé dans sa consultation publique de prolonger le mécanisme de trajectoire incitée de manière asymétrique, c'est-à-dire que les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs. Dans le cadre de sa consultation publique, la CRE a suggéré que les ELD ne transmettent et ne publient leur rapport de bilan R&D qu'une fois tous les deux ans.

La CRE a également proposé d'introduire une incitation à la mutualisation des dépenses de R&D, à hauteur de 50 % des budgets alloués à chaque ELD : dans le cas où cette part d'enveloppe ne serait pas dépensée dans le cadre d'un ou des projet(s) mutualisé(s), cette partie de l'enveloppe serait restituée aux utilisateurs des réseaux en fin de période tarifaire. Un projet serait considéré comme mutualisé dès lors qu'il associerait au moins 3 ELD ou qu'un acteur externe prendrait en charge au moins 50 % du budget total du projet.

Dans leurs réponses à la consultation publique, les GRD soulignent des difficultés pratiques des modalités de mutualisation envisagées et estiment que mutualiser les projets entre deux GRD, plutôt que trois, serait déjà un objectif ambitieux. De plus, ils considèrent que le niveau de mutualisation de 50 % est trop élevé et risquerait de décourager les ELD de lancer des projets car la mutualisation des projets de R&D n'est possible que lorsque les problématiques sont largement partagées et entraîne généralement des ralentissements importants liés à la gouvernance, à la propriété intellectuelle, à la réactivité et au risque de dénaturation des projets. Les GRD estiment également que le dispositif envisagé présente une asymétrie, dans la mesure où ils n'ont pas accès aux livrables déjà produits par GRDF, bien qu'ils aient été financés par le tarif.

Un acteur considère qu'il est favorable de mutualiser des projets de R&D entre ELD et/ou avec GRDF avec en priorité le développement du portail SI commun et de la gestion des données.

Un acteur répond favorablement à l'orientation de la CRE, visant à ne publier que tous les deux ans un rapport présentant les actions de R&D réalisées par les ELD.

La CRE décide de maintenir l'incitation à la mutualisation envisagée, uniquement pour les nouveaux projets, dans la consultation publique, considérant que les thématiques de R&D exposées par les différents opérateurs sont souvent similaires (intégration H₂ et nouveaux gaz, emprise des injections de biométhane, sécurité du réseau, etc.) dans un contexte de nécessaire maîtrise des dépenses.

Dans la mesure où cette incitation est nouvelle, la CRE décide d'abaisser le seuil des montants soumis à cette incitation à 30 % du montant de R&D alloué à chaque GRD sur la période tarifaire 2026-2029. Ainsi, 30% des budgets alloués à la R&D sont à employer dans un ou des projets mutualisés. Sans cela, cette partie de l'enveloppe sera rendue aux consommateurs en fin de période tarifaire.

La CRE décide qu'elle considérera qu'un projet est mutualisé, dès lors qu'il répond à l'une des deux conditions suivantes :

- la participation de 3 GRD *a minima*, ou ;
- 50 % de financement du projet par un acteur externe.

La CRE demande aux ELD de s'assurer systématiquement que l'objet des études qu'elles engagent n'a pas déjà fait l'objet de travaux similaires chez GRDF : le cas échéant, les ELD devront solliciter formellement les résultats de GRDF, pour éviter les dépenses redondantes pour la collectivité.

Enfin, la CRE décide que la publication d'un rapport public bisannuel sur la R&D des ELD s'effectue à fréquence bisannuelle.

2.5.2. Projets de réseaux intelligents

La délibération tarifaire ATRD6 a étendu le guichet *smart grids* aux ELD de gaz, d'abord mis en place pour les opérateurs d'électricité et dupliqué à GRDF, leur permettant d'obtenir en cours de période tarifaire des financements supplémentaires, notamment pour leurs projets de démonstrateurs *smart grids*.

Le dispositif prévoit que les ELD puissent demander une fois par an l'intégration à leur trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets. Cette intégration est 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 dispositif n'ayant jamais été sollicité par les ELD, ni par les autres opérateurs, la CRE a proposé de supprimer le guichet *smart grids* dans une démarche de simplification du cadre de régulation et en cohérence avec l'orientation retenue dans le tarif ATRD7 de GRDF.

Dans leurs réponses à la consultation publique, les ELD sont globalement favorables à la suppression du guichet *smart grids*.

Deux acteurs soulignent leur regret quant à l'absence de mobilisation du guichet dédié aux *smart grids*. Un acteur met en avant la complémentarité des solutions hybrides, comme les pompes à chaleur couplées au gaz ou les cogénérations, qui pourraient bénéficier d'un tel dispositif et s'interroge donc sur la pertinence de supprimer ce guichet *smart grids*.

En l'absence d'utilisation du guichet *smart grids* depuis sa création, la CRE décide de maintenir l'orientation présentée en consultation publique et supprime le guichet *smart grids* dans une démarche de simplification du cadre de régulation et en cohérence avec l'orientation retenue dans le tarif ATRD7 de GRDF.

2.5.3. Régulation incitative de l'innovation : régulation sur les délais de mise en œuvre des actions prioritaires

La CRE a intégré, dans le cadre de régulation ATRD6, un dispositif de régulation incitative des délais d'exécution par les ELD d'actions identifiées comme prioritaires, qu'elle a également prévu dans les tarifs ATRD7 de GRDF et TURPE 7 HTA-BT d'Enedis. Ce dispositif associe un délai d'exécution à chacune de ces actions prioritaires ainsi que le versement de pénalités en cas de non-réalisation de ces actions dans les délais impartis. Calculé à fréquence mensuelle, le montant de la pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants.

Ce mécanisme n'a pas été activé pendant la période ATRD6. Toutefois, dans sa consultation publique, la CRE a proposé de le maintenir pour la période 2026-2029. Elle a également identifié la mise en œuvre du portail commun comme action prioritaire, compte tenu de la dynamique concurrentielle constatée sur les territoires de desserte des ELD d'électricité et de gaz, significativement plus faible que sur le territoire de desserte d'Enedis et GRDF.

Le projet de portail commun a pour objectif de simplifier, d'uniformiser les SI et limiter les coûts d'entrée sur le marché pour les fournisseurs alternatifs en harmonisant les données partagées entre les ELD en s'appuyant sur le référentiel de GRDF.

La CRE a proposé de commencer par un déploiement initial limité aux périmètres de Gérédis pour l'électricité et de R-GDS et Régaz-Bordeaux pour le gaz, compte tenu de plusieurs facteurs comme des coûts-bénéfices plus attractifs, avec seulement le SI de Gérédis à adapter pour l'électricité et des SI semblables à ceux de GRDF chez R-GDS et Régaz-Bordeaux.

Compte tenu de l'ampleur du projet et des charges engagées, et des enjeux associés, la CRE a proposé d'introduire les charges associées à ce projet dans les charges prévisionnelles incitées et d'inciter au respect de la date de mise en service du portail *via* la régulation incitative relative aux actions prioritaires. Les charges et la date de mise en service définies se basent sur le dernier chiffrage disponible, correspondant à l'audit des coûts de réalisation du projet pour lequel la CRE avait mandaté un auditeur externe en 2024. A l'instar des charges associées au projet, les incitations seraient également réparties au prorata du nombre de PDL desservis par R-GDS et Régaz-Bordeaux.

La CRE a ainsi proposé que R-GDS et Régaz-Bordeaux soient incités à la mise en service du portail commun au 1^{er} janvier 2028.

Plusieurs répondants à la consultation sont favorables à la proposition de la CRE. En particulier, plusieurs fournisseurs considèrent qu'il convient d'envisager un calendrier de déploiement plus ambitieux que celui proposé par la CRE. Un répondant considère que le portail fournisseurs ne doit pas générer de coûts excessifs. Toutefois, plusieurs répondants, parmi lesquels les gestionnaires de réseaux, considèrent que les délais fixés par la CRE doivent être incitatifs mais doivent faire l'objet d'un consensus avec les ELD.

La CRE considère la mise en œuvre du portail fournisseurs comme une priorité pour la période tarifaire 2026-2029. La CRE décide d'inciter Régaz-Bordeaux et R-GDS à la mise en œuvre du portail, à l'horizon du 1^{er} janvier 2029, soit à la même échéance que fixée par la CRE pour la mise en œuvre du portail fournisseurs en électricité par Gérédis.

Concernant les coûts du projet, la CRE introduit une incitation sur la maîtrise des coûts totaux du projet à terminaison.

D'une part, afin de permettre aux ELD concernées de bénéficier de la trésorerie nécessaire à la mise en œuvre du portail fournisseurs, l'écart entre les CNE prévisionnelles détaillées ci-dessous et les CNE effectivement dépensées par R-GDS et Régaz-Bordeaux sera couvert à 100 % au CRCP sur la base de la trajectoire prévisionnelle suivante, révisée des hypothèses d'inflation mise à jour en décembre 2025 (cf. paragraphe 3.1.1.4) :

€ courants	2028	2029	Total
Régaz-Bordeaux	456 288	664 225	1 120 512
R-GDS	212 891	312 216	525 107

Par ailleurs, les CCN, non incitées, sont couvertes à 100 % au CRCP.

D'autre part, la CRE fixe le niveau total de coûts d'exploitation et d'investissements à terminaison du projet de portail commun sur la base des investissements estimés par l'auditeur mandaté par la CRE en 2024 et selon les modalités suivantes :

€ courants	Régaz-Bordeaux	R-GDS	Total
Charges nettes d'exploitation	1 120 512	525 107	1 645 619
CAPEX	1 283 390	1 283 390	2 566 780
Coût total à terminaison	2 403 902	1 808 497	4 212 399

- quelles que soient les dépenses réalisées par l'ELD, l'actif entrera dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
- si les dépenses réalisées par l'ELD pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
- si les dépenses réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, l'ELD bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses réalisées ;
- si les dépenses réalisées sont supérieures à 110 % du budget cible, l'ELD supportera un malus égal à 20 % de l'écart entre 110 % du budget cible et les dépenses réalisées.

Toutefois, compte tenu du risque d'augmentation des coûts relatifs aux systèmes d'information à l'horizon de la mise en service de ce portail, la CRE introduit une clause de rendez-vous, activable à la demande des ELD et après examen de la CRE, en cas d'évolution significative des coûts du projet.

2.6. Régulation incitative associée au projet de comptage évolué des ELD

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 viendrait, au travers de pénalités, diminuer la prime incitative et, au-delà de certains seuils de contre-performance, réduire la rémunération des actifs de comptage en deçà du taux de rémunération retenu dans les tarifs de distribution de gaz naturel. Une dérive significative pourrait conduire à une suppression de la rémunération pour la part des dépenses au-delà de certains seuils. La rémunération globale du projet ne pourrait toutefois pas être inférieure au taux de rémunération diminué de 100 pbs.

A l'inverse, une réduction des coûts unitaires globaux d'investissement durant la période de déploiement massif par rapport aux coûts unitaires prévisionnels du projet conduirait à l'attribution d'un bonus supplémentaire égal à la prime incitative qu'aurait touchée l'ELD si les coûts d'investissement évités avaient été dépensés. De cette façon, les ELD seraient incitées à réaliser leur projet au meilleur coût pour la collectivité et les utilisateurs bénéficieraient de la plus grande part des gains de productivité.

Pour mettre en œuvre ces incitations, un suivi régulier des projets tout au long de leur déploiement est prévu avec notamment :

- un suivi du respect du calendrier prévisionnel de déploiement du projet, avec 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 évolués, avec des pénalités (respectivement bonus) en cas de dérive (respectivement 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 de la performance du système en termes de qualité du service rendu, dès le début de la phase de déploiement, avec des incitations financières (bonus et pénalités) versées en fonction de l'atteinte ou non d'objectifs prédéfinis (cf. partie 2.6.1 ci-après).

2.7. Régulation incitative de la performance des systèmes de comptage évolué

2.7.1. Rappel du dispositif en vigueur dans le tarif ATRD6 des ELD de gaz

Le mécanisme de régulation incitative sur le respect du niveau de performance attendu pour les systèmes de comptage évolué des ELD, est constitué de trois indicateurs faisant l'objet d'un suivi et d'une incitation financière à compter du début du déploiement industriel. Ces incitations financières donnent lieu à des pénalités et des bonus versés respectivement aux utilisateurs et aux ELD, à travers un poste *ad hoc* du CRCP du tarif ATRD de chaque ELD en vigueur au moment du calcul de l'incitation.

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

Afin de donner de la visibilité aux ELD et aux acteurs de marché sur le niveau de performance attendu lors du déploiement, la CRE a déjà fixé, à l'instar de ce qui a été mis en place pour GRDF, la trajectoire d'objectifs et d'incitations financières pour les quatre premières années du déploiement industriel des ELD. Ceux-ci ont d'abord été appliqués au suivi du projet de Régaz-Bordeaux⁸, puis à celui de GreenAlp⁹. Sont aujourd'hui également concernés les projets de R-GDS et Sorégies, qui ont tous deux démarré le déploiement industriel des compteurs évolués sur leurs parcs respectifs en 2024. A compter de 2026, les projets de comptage évolué de Barr Energies, Caléo, Gedia et Vialis seront également concernés par le suivi et l'incitation de ces indicateurs¹⁰.

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

- le taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs : cet indicateur mesure la capacité du portail fournisseur à mettre à disposition des fournisseurs les index mensuels relevés ou estimés utilisés pour la facturation ;
- le taux d'index cycliques mesurés : cet indicateur mesure la capacité du système à remonter des index réels et non estimés lors des relèves cycliques mensuelles ;

⁸ [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](#)

⁹ [Délibération n°2020-123 de la CRE du 4 juin 2020 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution GreenAlp](#)

¹⁰ [Délibération n°2024-212 de la CRE du 4 décembre 2024 portant décision sur le cadre de régulation incitative des projets de comptage évolué des entreprises locales de distribution de gaz naturel disposant d'un tarif spécifique](#)

- le taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus : cet indicateur mesure la capacité des ELD à remettre en service des compteurs/concentrateurs défectueux dans un délai inférieur ou égal à 3 mois.

2.7.2. Bilan des indicateurs de performance du système de comptage évolué sur la période 2022-2024

Sur la période 2022-2024, les 4 ELD de gaz déjà concernées par le suivi et l'incitation d'indicateurs relatifs à leur projet de comptage évolué ont été performantes au global.

Les résultats de Régaz-Bordeaux sont très satisfaisants sur les trois indicateurs incités sur l'ensemble de la période 2022-2024. Régaz-Bordeaux a ainsi bénéficié d'un bonus global de près de 70 k€ pour les indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué.

GreenAlp a également présenté de bons résultats sur l'ensemble des indicateurs, mais n'est pas parvenu à atteindre les objectifs de référence fixés sur les indicateurs de « Taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs » en 2023 et de « Taux d'index cycliques mesurés » sur le périmètre des compteurs évolués en 2023 et en 2024. Ces sous-performances ont engendré des pénalités pour GreenAlp, qui a néanmoins bénéficié d'un bonus global de 16 k€ sur la période 2022-2024, traduisant sa bonne performance dans l'ensemble sur les indicateurs relatifs au comptage évolué.

R-GDS et Sorégies sont incités financièrement sur ces mêmes indicateurs depuis 2024. R-GDS a été performant et a bénéficié d'un bonus global de 14 k€ sur les indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué pour l'année 2024 seulement.

Sorégies a, en revanche, partagé à la CRE les difficultés rencontrées en 2024 à mettre en service les premiers concentrateurs et à rendre communicant les premiers compteurs évolués déployés sur son territoire, entraînant des pénalités pour l'année 2024.

Le résultat des indicateurs sur la période 2022-2024 est détaillé dans la consultation publique relative aux tarifs ATRD7 des ELD¹¹.

2.7.3. Evolutions du suivi de la performance du système de comptage en vigueur pour la période 2026-2029

Pour la période du déploiement au-delà des quatre premières années, et au-delà des six premières années pour Régaz-Bordeaux¹², la CRE considère qu'elle peut se fonder sur le retour d'expérience de Régaz-Bordeaux, ainsi que GreenAlp, R-GDS et Sorégies, pour prolonger la trajectoire des objectifs et incitations des indicateurs.

Dans sa consultation publique, la CRE a considéré que les trois indicateurs incités susmentionnés (« Taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs évolués », « Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs évolués », « Taux d'index cycliques calculés trois fois et plus sur le périmètre des compteurs évolués ») étaient suffisants pour suivre la performance des systèmes de comptage évolué qui sont mis en place par les ELD.

A ce titre, pour chacun de ces indicateurs, la CRE a proposé, dans sa consultation publique, de :

- fixer des objectifs de référence communs à l'ensemble des ELD, en fonction de la progression du déploiement massif :
 - pour les années 1 à 6, la CRE a proposé de retenir des niveaux d'objectifs similaires à ceux déjà fixés pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp ;

¹¹ [Consultation publique n°2025-09 de la CRE du 9 octobre 2025 relative aux prochains tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution des entreprises locales de distribution de gaz naturel \(ATRD7 des ELD\)](#)

¹² [Délibération n°2024-41 de la CRE du 15 février 2024 portant décision modifiant des délibérations de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2022 et du 28 avril 2022 relatives aux tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution](#)

- pour les années suivantes, la CRE a consulté sur l'établissement de niveaux d'incitations financières progressifs pour tenir compte du rythme de déploiement des compteurs évolués, de l'effet d'apprentissage et pour inciter les ELD à éviter toute dégradation durable des niveaux de performance attendus du système de comptage évolué par rapport au niveau de qualité dont bénéficient actuellement les utilisateurs de leurs réseaux ;
- d'adapter, le cas échéant, les valeurs « plafond » correspondant aux valeurs maximales du montant des pénalités financières. Ces valeurs seront fixées en s'assurant que celles-ci correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

S'agissant de la rectification des index (« Taux d'index rectifié sur le périmètre des compteurs évolués », cet indicateur mesure la qualité des index remontés par la chaîne de comptage évolué), la CRE a souhaité maintenir, dans sa consultation publique, un suivi de la performance des ELD sur cet indicateur, pour lequel elle avait préalablement supprimé l'incitation financière dans sa délibération n°2024-41 du 15 février 2024. Dans sa consultation publique, la CRE a envisagé de prolonger son suivi sur la période ATRD7 des ELD de gaz.

Par ailleurs, la CRE a également considéré que la mise en place du suivi de la qualité de la transmission par ces GRD des données journalières de consommation aux acteurs de marché était désormais pertinente et que celle-ci devait être suivie une fois la période de déploiement massif achevée. La CRE a proposé d'étendre son suivi à toutes les ELD concernées à compter de la quatrième année de déploiement massif et dès la troisième année de déploiement massif pour Sorégies.

En outre, la CRE a également proposé d'introduire le suivi de cinq autres indicateurs relatifs à la relation utilisateurs et à la mise à disposition de données, pour les ELD qui ont ou auront finalisé le déploiement massif :

- le nombre de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées aux données de consommation, par nature ;
- le taux de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées aux données de consommation ;
- le taux de mise à disposition des données aux consommateurs finals ;
- le nombre de demandes de passage au pas horaire ;
- le taux de passages au pas horaire réalisés dans les délais demandés.

Retours à la consultation publique

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont globalement favorables aux orientations proposées par la CRE.

Les ELD considèrent que les nouveaux indicateurs que la CRE a proposé de suivre sont cohérents et alignés avec ceux de GRDF. En revanche, certaines ELD estiment que les objectifs fixés pour les indicateurs « Taux de publication des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs communicants » et « Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs communicants » sont plus exigeants que ceux de GRDF et contestent cette disparité.

Un autre GRD est favorable aux propositions de la CRE, mais demande plus de tolérance face aux difficultés qui peuvent être rencontrées dans la phase de déploiement.

Deux autres acteurs sont favorables aux orientations de la CRE. L'un d'eux souligne dans sa réponse l'importance que les ELD atteignent des hauts niveaux de performance pour que les fournisseurs alternatifs puissent accéder aux données de consommation de chaque consommateur et ainsi proposer des offres fondées sur des profils réels.

Analyse de la CRE

Compte tenu du bilan des indicateurs de performance du système de comptage évolué pour la période ATRD6 des ELD, la CRE considère que les objectifs qu'elle a proposés en consultation publique sont alignés avec les résultats réalisés par les ELD.

A ce titre, la CRE décide de maintenir les objectifs et niveaux d'incitations des indicateurs de comptage évolué, tels que proposés en consultation publique, et d'introduire le suivi des cinq nouveaux indicateurs relatifs à la relation utilisateurs et à la mise à disposition de données.

En outre, la CRE rappelle que les objectifs fixés pour chaque GRD au lancement de son projet de comptage évolué, puis étendus par la suite, le cas échéant, visent à garantir que les opérateurs déploient les compteurs évolués dans le calendrier convenu et au coût le plus bas pour la collectivité. La CRE rappelle que les trajectoires de déploiement ont été mises à jour en 2024, sur la base du retour d'expérience de premiers GRD et que les incitations ont pour objectif de limiter les dérives inhérentes à tout projet de cette ampleur.

La liste des indicateurs retenus pour le suivi des niveaux de performance du système de comptage évolué des ELD, ainsi que les objectifs et incitations financières associés, figurent en annexe 3 de la présente délibération.

2.7.4. Mise à jour de la régulation incitative sur les coûts des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GreenAlp

La délibération n°2020-039 de la CRE du 27 février 2020 a fixé le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué de Régaz-Bordeaux, mis à jour par la délibération n°2024-41 de la CRE du 15 février 2024 ; le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué de GreenAlp a quant à lui été fixé par la délibération n°2020-123 de la CRE du 4 juin 2020. Ce cadre est organisé autour de trois incitations : maîtrise des coûts d'investissement, respect du calendrier de déploiement et performance de la chaîne communicante.

La régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage vise à inciter les GRD à réaliser les investissements de comptage du projet (hors investissements de systèmes d'information) au meilleur coût pour la collectivité. Le mécanisme repose sur l'attribution d'un bonus au GRD si ce dernier parvient à maintenir ses coûts d'investissements de comptage en deçà de ceux définis par la CRE dans une trajectoire de référence. A l'inverse, le GRD est pénalisé par un malus si ses coûts d'investissement dépassent la trajectoire de référence fixée par la CRE. La régulation mise en place par la CRE prévoit donc le calcul, chaque année, d'une BAR de référence fondée sur les coûts unitaires évalués avant le début du projet permettant le versement d'un bonus sur les investissements qui ont pu être évités.

Le déploiement massif prendra fin au 31 décembre 2025 pour GreenAlp et est prévu au 30 septembre 2026 pour Régaz-Bordeaux.

Passées ces échéances respectives, il n'y aura plus de nouveaux investissements associés au projet de comptage évolué intégrant la BAR « comptage ». Dans ces conditions, l'incitation à la maîtrise des coûts n'est plus effective.

Par ailleurs, le cadre de régulation mis en place par la CRE dans sa délibération n°2024-212 du 4 décembre 2024 pour les projets de comptage évolué de R-GDS, Vialis, Gedia, Barr Energies, Sorégies et Caléo, qui ont lancé leur projet de comptage évolué à la suite de GreenAlp et Régaz-Bordeaux, prévoit que la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage s'applique sur la période de déploiement industriel, et non pas sur toute la durée de vie des actifs de comptage.

A cet égard, la CRE a proposé de limiter, en proportion, les incitations à la maîtrise des coûts des projets de comptage évolué de GreenAlp et Régaz-Bordeaux, en plafonnant les montants pouvant être versés respectivement à GreenAlp et à Régaz-Bordeaux, au titre de la régulation incitative, à 20 % du montant des investissements évités, à l'image de ce qui a été retenu pour le projet Linky d'Enedis dans la délibération tarifaire TURPE 7 HTA-BT¹³.

Retours à la consultation publique et analyse de la CRE

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique s'expriment en majorité en défaveur de l'orientation proposée par la CRE.

¹³ [Délibération n°2025-78 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 7 HTA-BT\)](#)

Un acteur rappelle que cette modification n'a pas été appliquée à GRDF à l'issue de la période de déploiement massif des compteurs Gazpar.

Un autre acteur considère que le dispositif serait source d'instabilité du cadre réglementaire. Il estime que GreenAlp et Régaz-Bordeaux seraient dès lors pénalisés alors qu'ils ont répondu aux objectifs de performance qui leur avaient été fixés par la CRE.

En revanche, un acteur estime que l'incitation n'a plus lieu d'être une fois les investissements associés au projet de comptage évolués réalisés. Il soutient l'application d'un même cadre de régulation pour toutes les ELD concernées et considère que la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage doit s'appliquer uniquement sur la période de déploiement industriel et non sur toute la durée de vie des actifs de comptage.

Compte tenu des échanges avec les opérateurs concernés et de ses propres analyses, la CRE maintient l'orientation présentée en consultation et met en place un plafond des montants pouvant être versés respectivement à GreenAlp et à Régaz-Bordeaux, au titre de la régulation incitative, à hauteur de 20 % du montant des investissements évités, rappelant que ce même mécanisme a déjà été appliqué pour Enedis.

2.7.5. Cadre de régulation incitative relatif au projet de comptage évolué de Trois-Frontières Distribution Gaz

A l'instar des projets de comptage des autres ELD, la CRE a proposé de retenir un cadre de régulation incitatif afin de responsabiliser et inciter Trois-Frontières Distribution Gaz à la bonne réussite de son projet en termes de performance et de respect des coûts et des délais.

Les répondants à la consultation publique ne se sont pas exprimés sur les modalités envisagées pour le cadre de régulation du projet de comptage de Trois-Frontières Distribution Gaz.

La CRE retient de mettre en œuvre un cadre identique à celui retenu pour les autres ELD dans sa délibération n°2024-212 du 4 décembre 2024. Ce cadre portera notamment sur les délais de déploiement, les coûts d'investissement de comptage et la performance des systèmes de comptage.

Les objectifs retenus par la CRE pour la régulation incitative relative aux délais de déploiement et à la performance des systèmes de comptage sont précisés en annexe 3. Les coûts unitaires retenus dans la régulation incitative des coûts d'investissement sont précisés en annexe confidentielle.

3. Niveau des charges à couvrir et trajectoires d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD

3.1. Niveau des charges à couvrir

3.1.1. Charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué)

3.1.1.1. Demande tarifaire des ELD

Dans leurs dossiers tarifaires respectifs, les ELD ont formulé leur demande d'évolution tarifaire avec une première marche tarifaire au 1^{er} juillet 2026, puis en suivant les hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE :

En %	2025	2026	2027	2028	2029
Inflation	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation (hors projets de comptage évolué) présentées par les ELD pour la période 2026-2029 sont les suivantes :

Demande k€ _{courants}	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029	Marche 2024- 2026	Evol. annuelle moyenne ATRD7
Régaz-Bordeaux	31 004	33 975	34 887	35 888	37 085	+10%	+3%
R-GDS	21 066	25 561	25 899	26 477	27 703	+21%	+3%
GreenAlp	8 050	9 648	9 788	9 890	10 229	+20%	+2%
Vialis	5 136	5 518	5 775	5 977	6 205	+7%	+4%
Gedia	3 545	3 707	3 779	3 871	3 917	+5%	+2%
Barr Energies	2 898	3 087	3 237	3 211	3 275	+6%	+2%
Caléo	1 950	1 996	2 170	2 249	2 279	+2%	+5%
Sorégies	1 295	752	821	627	202	-42%	-36%
Trois-Frontières Distribution Gaz	1 781	2 270	2 270	2 307	2 348	+27%	+1%

Tableau 4. Demandes de charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué) des ELD de gaz sur la période 2026-2029

Ces trajectoires n'intègrent pas les coûts d'exploitation prévisionnels liés aux projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux, R-GDS, Vialis, Gedia, Barr Energies, Caléo et Sorégies, dont le déploiement est prévu pour tout ou partie pendant la période tarifaire ATRD7 des ELD. Ces trajectoires sont présentées au paragraphe 3.1.3. Les trajectoires présentées ci-dessus incluent, pour Régaz-Bordeaux et R-GDS, les charges prévisionnelles relatives au développement du portail commun.

La CRE a demandé aux ELD une mise à jour de leurs demandes tarifaires au 15 juin 2025, 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. Toutefois, en raison de l'envoi tardif de leurs dossiers tarifaires par certaines ELD, la CRE a signifié à ces dernières qu'elle n'accepterait pas de demande tarifaire mise à jour après le 15 juin 2025.

Caléo est le seul GRD à avoir transmis une mise à jour de sa demande tarifaire, afin de rendre compte des effets sur ses charges prévisionnelles de la perte de la délégation de service public de l'eau à Guebwiller à compter de fin 2026. Cette trajectoire est présentée au paragraphe 3.1.1.3.

3.1.1.2. Approche d'analyse retenue

La CRE a sollicité les cabinets AEC et PIA pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation des ELD de gaz. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2025.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des ELD gaz constatés lors de la période ATRD6. Il analyse également en détail les éléments prévisionnels présentés par les opérateurs pour la période tarifaire à venir (période 2026-2029). 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 (2022-2024) et prévisionnelles (2026-2029) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRD7 des ELD.

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 pour la plupart des charges de consommations externes ou des effectifs ;
- 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 transversale à l'ensemble des ELD et ont été appliqués de manière cohérente à l'ensemble des ELD concernées.

La CRE a par ailleurs analysé certains postes spécifiques, notamment les dépenses de Recherche et Développement (R&D) et les charges d'énergie.

Dans leurs réponses à la consultation publique, les acteurs se sont assez peu prononcés sur les ajustements proposés par les consultants. Les gestionnaires de réseaux et leur syndicat professionnel ont toutefois considéré que les trajectoires retenues par les consultants étaient artificiellement basses, ces derniers ayant parfois proposé des ajustements qui ne reflètent pas fidèlement la réalité des activités des ELD. Ils considèrent également que les nouvelles obligations qui incombent aux GRD engendrent inévitablement des charges supplémentaires qu'elles n'ont plus la capacité d'absorber par des économies réalisées sur d'autres postes de dépenses, sans compromettre les exigences essentielles de sécurité.

3.1.1.3. Analyse de la CRE

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre les ELD et la CRE sur un certain nombre de postes des charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de ses échanges avec les ELD et de ses propres analyses sur les ajustements recommandés par les consultants, présentées ci-dessous.

Charges de personnel

En complément d'ajustements spécifiques à chaque ELD, concernant par exemple sa trajectoire d'effectifs, les auditeurs ont 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 ATRD7 ont été ajustés par l'auditeur pour retenir une valeur cohérente avec les valeurs observées sur la période ATRD6. Cela se traduit par un ajustement du GVT pour 3 ELD.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse générale de l'auditeur, mais a procédé à plusieurs adaptations à la hausse à la suite de ses échanges avec les ELD. Notamment, elle a retenu les demandes de GVT des ELD lorsque celles-ci étaient cohérentes avec les niveaux historiquement observés.

Aides commerciales

Dans la continuité des orientations retenues par la CRE pour le tarif ATRD7 de GRDF, l'auditeur a retraité les budgets d'aides commerciales des ELD destinés à accompagner la conversion des utilisateurs vers le gaz ou la fidélisation des clients déjà raccordés au réseau. De même, les budgets de communication relatifs à la promotion du gaz ont été ajustés.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse générale de l'auditeur.

Recherche et développement

Dans la continuité des orientations retenues par la CRE pour le tarif ATRD7 de GRDF, l'auditeur a retraité des budgets de R&D les montants de soutien à la production de gaz verts et aux projets d'hydrogène pur, considérant que ces activités dépassent le périmètre d'activité régulé d'un gestionnaire de réseaux.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse générale de l'auditeur. A l'issue de l'audit, la CRE a réintégré la demande de R&D d'une ELD correspondant à l'aboutissement d'un projet déjà largement entrepris pendant la période ATRD6 et dont elle a considéré qu'il relevait du périmètre d'activité monopolistique du GRD.

Hypothèses de développement du biométhane chez Sorégies

L'auditeur a rehaussé le niveau des charges d'exploitation de Sorégies, retenant une perspective moins optimiste que l'opérateur quant au développement du biométhane sur la période 2026-2029, fondée sur l'avancement connu des projets et occasionnant moins de recettes extratarifaires prévisionnelles pour l'ELD. Ces recettes étant déduites des charges prévisionnelles, cela rehausse mécaniquement la trajectoire de charges de l'opérateur.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse générale de l'auditeur. A l'issue de l'audit, elle a mis en cohérence d'autres postes de charges et de produits d'exploitation de Sorégies avec cette hypothèse de développement du biométhane, ainsi que la trajectoire prévisionnelle d'investissements (cf. partie 3.1.2.1), ce qui donne lieu à un rehaussement additionnel de la trajectoire de charges d'exploitation et de capital de Sorégies pour la période 2026-2029. En effet, une majorité des ajustements correspondent à des postes couverts au CRCP : ces ajustements sont donc neutres pour la collectivité dans le temps.

Demande mise à jour de Caléo

Caléo estime l'impact de la perte de la délégation du service public de l'eau à Guebwiller à +1,3 M€ sur la période tarifaire, soit +12 % par rapport à sa demande initiale. Caléo indique que la gestion de cette DSP permettait de mutualiser une partie des ressources de l'entreprise pour les deux activités, et ainsi de faire bénéficier aux utilisateurs d'un tarif de distribution de gaz de charges moins élevées que d'autres ELD. Les principaux écarts portent sur les consommations externes, en particulier les « services extérieurs entretien et maintenance » (+227 k€) et les loyers et charges locatives (+176 k€), ainsi que sur les charges de personnel (+487 k€).

L'opérateur a également corrigé deux erreurs sur les valeurs du poste « Redevances », pour un impact total de -76 k€ sur sa demande tarifaire.

Demande k€ _{courants}	2026	2027	2028	2029	Total
Demande initiale	1 996	2 170	2 249	2 279	8 695
Demande mise à jour	1 996	2 687	2 620	2 686	9 989
Ecart	-	+517	+371	+407	+1 295

Tableau 5. *Ecart entre la demande initiale et la demande mise à jour de CNE de Caléo pour la période 2026-2029*

Dans la consultation publique, la CRE a considéré que les surcoûts induits par la perte de la DSP eau n'avaient pas vocation à être supportés par le tarif de réseaux.

Analyse de la CRE

Plusieurs répondants se sont exprimés défavorablement à cette proposition. Plusieurs acteurs ont en effet considéré que la répercussion de la perte du service public de l'eau ne devrait se faire sur le tarif gaz qu'à due proportion des économies que les usagers gaz de Caléo perdent avec la disparition de ladite mutualisation.

Lors de ses échanges avec Caléo à l'issue de la consultation, la CRE a analysé les coûts pouvant faire l'objet d'une optimisation non dans un contexte de rationalisation de l'activité.

La CRE considère que Caléo a démontré la réalité du surcoût subi à partir de 2027. Elle considère toutefois que Caléo a les moyens de réduire ce surcoût et doit entreprendre toute mesure de nature à optimiser ses charges d'exploitation. A l'issue de ses analyses, la CRE décide de retenir une partie du surcoût estimé par Caléo (750 k€ sur la période par rapport à 1,2 M€ estimé).

Ajustement d'efficience additionnel

A l'issue de l'audit des charges d'exploitation des opérateurs, la CRE a analysé la trajectoire retenue par le consultant (borne basse) en la comparant aux charges effectivement supportées en 2024, à un périmètre restreint, excluant notamment les charges relatives au comptage évolué, les recettes extratarifaires (dont l'évolution dépend notamment du nombre de consommateurs), des pertes (dont le prix dépend de la situation du marché de gros), du tarif agent et des impayés, des postes qui ont été très affectés par la crise des prix de l'énergie en 2022-2023. Ce périmètre restreint permet d'avoir une vision des charges d'exploitation courantes et maîtrisables par l'opérateur.

La trajectoire prévisionnelle de certains opérateurs est supérieure au niveau du réalisé 2024 inflaté, au périmètre restreint. Dans la consultation publique, la CRE a considéré nécessaire pour les GRD de maîtriser l'évolution de leurs charges afin de limiter le risque de « ciseau tarifaire », et envisagé de retenir un ajustement additionnel d'efficience pour les ELD dont la trajectoire prévisionnelle resterait supérieure au réalisé, afin de limiter la progression de ces charges à un niveau similaire au réalisé 2024 inflaté.

Analyse de la CRE

Les réponses des acteurs à la consultation mettent en évidence des positions mitigées sur cette proposition. Plusieurs répondants, parmi lesquels des fournisseurs, sont favorables à l'application d'un ajustement d'efficience additionnelle dans une optique de maîtrise des charges des opérateurs. D'autres acteurs, notamment des gestionnaires de réseaux et leurs syndicats professionnels, sont en désaccord à plusieurs titres. La référence du réalisé 2024 est imparfaite et peut être, selon les GRD, éloignée d'une année plus représentative. Pour certains répondants, le périmètre de charges maîtrisables appliqué aux années passées ne prend pas en compte le renforcement des contraintes réglementaires et la hausse globale de l'activité des GRD.

A l'issue de la consultation, la CRE a procédé à l'analyse de la productivité des opérateurs sur la base d'autres ratios, en les comparant notamment à l'évolution des volumes de gaz acheminé ou du nombre de points de livraison desservis. Cette analyse met en évidence que les opérateurs présentent des niveaux de performance variables dans le temps, des configurations économiques différentes (économies d'échelle faibles ou élevées), des dynamiques locales différentes (ELD urbaines ou rurales), et qu'il est donc difficile d'appliquer une méthode de calcul de l'efficience commune à toutes les ELD. La CRE décide donc de ne pas appliquer d'efficience additionnelle aux ELD pour la période 2026-2029 en plus des ajustements réalisés par la CRE poste à poste.

3.1.1.4. Synthèse des trajectoires de charges nettes d'exploitation

A titre de synthèse, les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué) et des ajustements retenus par la CRE pour établir les revenus autorisés prévisionnels des ELD pour la période 2026-2029 :

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 décembre 2025, la CRE a mis à jour ces hypothèses d'inflation pour prendre en compte le projet de loi de finances pour 2026, ainsi que les hypothèses d'inflation du FMI d'octobre 2025. Les revenus autorisés des ELD ainsi que les valeurs de référence retenues pour la détermination des revenus autorisés définitifs (cf. partie 3.1.1) sont exprimés avec l'inflation mise à jour.

%	2025	2026	2027	2028	2029
<i>Inflation initiale</i>	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %
<i>Inflation cumulée depuis 2024</i>	101,80 %	103,63 %	105,50 %	107,40 %	109,33 %
<i>Inflation mise à jour</i>	1,10 %	1,30 %	1,90 %	1,90 %	1,90 %
<i>Inflation cumulée depuis 2024</i>	101,10 %	102,41 %	104,36 %	106,34 %	108,36 %

Trajectoire k€ _{courants}	2026	2027	2028	2029	Moyenne
Régaz-Bordeaux	31 869	32 680	33 713	34 899	33 290
R-GDS	24 079	24 390	24 762	25 837	24 767
GreenAlp	8 874	8 853	8 875	9 176	8 945
Vialis	5 369	5 635	5 810	6 012	5 706
Gedia	3 515	3 560	3 655	3 677	3 602
Barr Energies	2 864	3 007	2 958	3 021	2 963
Caléo	1 693	2 202	2 235	2 249	2 095
Sorégies	624	706	846	627	701
Trois-Frontières Distribution Gaz	2 074	2 094	2 126	2 162	2 114

Tableau 6. Trajectoires de CNE retenues par la CRE pour la période 2026-2029 (inflation mise à jour)

3.1.2. Charges de capital normatives

3.1.2.1. Trajectoires d'investissement (hors comptage évolué)

Demande des ELD

Les trajectoires d'investissements hors projets de comptage évolué prévues par les ELD sur la période 2026-2029 sont hétérogènes, mais en croissance pour la majorité d'entre elles par rapport à la période ATRD6.

Au global, la hausse totale des demandes des ELD s'élève à +20 % entre la moyenne 2022-2024 et la moyenne de la demande pour la période 2026-2029, en euros courants, soit deux fois plus que l'inflation prévisionnelle cumulée (+9,3 %).

Demande k€ _{courants}	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	18 046	17 121	16 033	18 520	16 281
R-GDS	7 971	12 525	11 038	11 914	11 065
GreenAlp	1 845	2 703	2 435	2 870	2 569
Vialis	1 643	1 935	1 623	1 576	1 640
Gedia	1 221	2 378	1 958	1 385	1 194
Barr Energies	960	1 782	960	902	885
Caléo	1 021	1 632	1 135	932	1 053
Sorégies	1 249	653	2 152	928	2 147
Trois-Frontières Distribution Gaz	448	805	907	923	940

Tableau 7. Trajectoire des dépenses d'investissement (hors projets de comptage évolué) des ELD de gaz pour la période 2026-2029

Pour la période 2026-2029, les investissements prévisionnels des ELD sont de plusieurs ordres :

- le renouvellement et la modernisation des ouvrages de réseau, afin de se mettre en conformité avec les obligations réglementaires (rajeunissement des régulateurs, résorption des conduites en tôle bitumée, en fonte ductile et cuivre...) introduites pendant la période ATRD6 ;
- les systèmes d'information, afin de se mettre en conformité avec de nouvelles obligations en matière de cybersécurité et de facturation électronique ;
- pour certaines ELD, la hausse des investissements liés à l'insertion de la production de biométhane dans les réseaux, du fait de l'accroissement du nombre de sites en exploitation.

Ces trajectoires d'investissements aboutiraient à l'évolution des BAR des ELD (hors comptage évolué) détaillée dans le tableau ci-dessous :

BAR k€ _{courants}	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	324 773	336 214	340 772	343 443	348 066
R-GDS	242 023	244 106	245 749	245 247	244 878
GreenAlp	38 602	39 983	41 170	41 927	42 970
Vialis	54 591	54 890	54 565	53 808	52 880
Gedia	23 587	24 629	25 661	26 176	26 071
Barr Energies	32 629	32 441	33 142	33 026	32 887
Caléo	18 532	19 404	19 991	19 993	19 879
Sorégies	35 648	36 547	36 315	37 481	37 338
Trois-Frontières Distribution Gaz	13 575	13 844	14 209	14 660	15 064

Tableau 8. Trajectoire des Bases d'actifs régulés (hors projets de comptage évolué) des ELD de gaz sur la période 2026-2029

Analyse de la CRE

A l'issue de la consultation, Barr Energies a demandé à apporter des ajustements à sa trajectoire prévisionnelle d'investissements, en particulier pour intégrer une hypothèse de renouvellements de conduites montantes / conduites d'immeuble sur la période 2026-2029, et une hypothèse de mise à niveau de ses SI. Régaz-Bordeaux a également apporté des corrections méthodologiques sur la construction de sa trajectoire.

La CRE considère que ces demandes sont cohérentes et les intègre donc à la trajectoire de Barr Energies pour la période 2026-2029.

Par ailleurs, et comme indiqué en partie 3.1.1.3, la CRE a également révisé à la baisse la trajectoire prévisionnelle d'investissements biométhane de Sorégies compte tenu du nombre de projets actuellement inscrits au registre de capacités.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire de dépenses d'investissements (hors comptage évolué) suivante pour les ELD pour la période 2026-2029, révisée de l'inflation mise à jour (cf. partie 3.1.1.4) :

k€courants	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	17 448	16 075	18 547	16 335
R-GDS	12 378	10 919	11 797	10 967
GreenAlp	2 672	2 409	2 841	2 546
Vialis	1 913	1 606	1 560	1 626
Gedia	2 350	1 937	1 371	1 184
Barr Energies	1 927	1 169	1 066	1 133
Caléo	1 613	1 123	923	1 043
Sorégies	646	2 129	610	560
Trois-Frontières Distribution Gaz	796	897	914	932

Tableau 9. Trajectoire d'investissements (hors projets de comptage évolué) des ELD de gaz retenus par la CRE sur la période 2026-2029

Ces trajectoires d'investissements donnent lieu à l'évolution des BAR des ELD (hors comptage évolué) suivante :

k€courants	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	331 776	335 357	338 064	342 205
R-GDS	240 883	241 843	241 402	241 309
GreenAlp	39 415	40 517	41 310	42 385
Vialis	54 110	53 692	53 004	52 145
Gedia	24 280	25 258	25 796	25 718
Barr Energies	32 091	32 612	32 479	32 282
Caléo	19 129	19 676	19 701	19 608
Sorégies	36 026	35 730	36 925	36 524
Trois-Frontières Distribution Gaz	13 647	13 976	14 414	14 804

Tableau 10. Trajectoire des Bases d'actifs régulés (hors projets de comptage évolué) des ELD de gaz sur la période 2026-2029

3.1.2.2. Coût moyen pondéré du capital

Demande des ELD

La demande tarifaire des ELD a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital de 4,4 % (réel, avant impôt) et de 5,7 % (nominal, avant impôt), en hausse par rapport aux 4,02 % (réel, avant impôt) retenus lors du tarif ATRD6.

Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les ELD auprès d'un consultant externe.

La méthode de détermination du CMPC présentée par le consultant externe intègre :

- une distinction entre, d'une part, un taux de long terme, dont les modalités restent inchangées (à savoir un taux calculé sur des moyennes des dix dernières années) et, d'autre part, un taux court terme fondé sur des données récentes ;
- le maintien d'un niveau de bêta de l'actif à 0,48, au motif que les risques systémiques (conjoncture économique défavorable, hausse des prix du gaz, décarbonation des usages, réchauffement climatique) seraient particulièrement exacerbés pour les gestionnaires de réseaux de distribution de la taille des ELD gazières ;

- l'application d'une prime spécifique « petit opérateur » de 0,36 % additionnée au coût de la dette les ELD au motif que les ELD gazières supportent des coûts proportionnellement plus importants, une illiquidité accrue et un accès limité au marché de la dette engendrant un surcoût de financement.

Analyse de la CRE

La méthode de détermination par la CRE du coût moyen pondéré du capital est fondée sur un CMPC à structure normative assurant une rémunération appropriée des capitaux investis. Jusqu'à présent, elle s'appuyait sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, reflétant la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz. Cette méthode, qui a très peu évolué depuis trois périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la tendance d'évolution des taux, observée à la baisse depuis 10 ans.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis 2021. Face à cette situation nouvelle, la CRE fait évoluer la méthode de calcul du CMPC pour mieux prendre en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt.

La CRE décide de retenir des paramètres de rémunération alignés avec ceux fixés pour le tarif ATRD7 de GRDF, qui sont les suivants :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour le tarif ATRD6 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme, qui s'établit à 3,6 % réel avant impôts (soit 4,8 % en nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation moyenne de 1,2 % constatée ces dix dernières années) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui s'établit à 5,4 % réel avant impôts (soit 7,5 % en nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation prévisionnelle moyenne de 2,0 % sur la période tarifaire ATRD7). Cette évolution s'applique en cohérence avec les évolutions apportées aux tarifs ATRD7 de GRDF, ATRT8 et ATS3.

Ces taux sont combinés selon une pondération qui repose sur une répartition normative de la part respective des anciens actifs et des nouveaux actifs dans la période tarifaire à venir pour un opérateur gazier, soit 80 % d'actifs historiques et 20 % de nouveaux actifs.

Pour déterminer le niveau du CMPC des ELD gaz, la CRE a décidé de ne pas retenir les demandes spécifiques formulées par les ELD et d'aligner les paramètres en question avec ceux du CMPC de l'ATRD7 de GRDF. Cette approche conduit à :

- une baisse du bêta des actifs de 0,48 à 0,45, pour refléter la résilience des activités régulées en comparaison des autres secteurs de l'économie durant les crises récentes (Covid 19, crise gazière) et pour laquelle la CRE appuie sa décision sur les observations de marché et les bêtas de l'activité des opérateurs gaziers en Europe. Les facteurs spécifiques mis en avant par le consultant externe n'ont pas vocation à être pris en compte dans le cadre de l'approche normative du calcul du bêta de l'actif retenue par la CRE. En outre, le cadre de régulation pour la période 2026-2029 est plus protecteur pour les ELD que celui du tarif ATRD6. Cependant, les risques sur l'avenir des infrastructures gazières persistent, ce qui justifie de retenir un bêta plus élevé que celui des tarifs de réseaux d'électricité ;
- la non prise en compte d'une prime spécifique « petit opérateur ». La détermination du coût de la dette des opérateurs régulés reposant sur une approche normative.

Le CMPC pondéré s'établit dès lors à 4,0 % réel avant impôts, soit 5,3 % nominal avant impôts.

Pour rappel, le CMPC est calculé par application des formules suivantes :

$$\text{CMPC nominal avant IS} = [(TSR + \text{spread de dette}) \times (1 - \text{déductibilité des charges financières} \times IS) / (1 - IS)] \times g + (TSR + \beta \times PRM) / (1 - IS) \times (1 - g)$$

$$\text{CMPC réel avant IS} = (1 + \text{CMPC nominal avant IS}) / (1 + \text{inflation}) - 1$$

Les valeurs arrondies retenues par la CRE pour chacun des paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Paramètres du CMPC ATRD7 (valeurs arrondies)			
	Données de long terme	Données de court terme	Valeur pondérée (80 % - 20 %)
Taux sans risque nominal (TSR)	1,3 %	3,8 %	1,8 %
Spread de dette	1,1 %	0,5 %	1,0 %
Bêta de l'actif	0,45		
Bêta des fonds propres (β)	0,79		
Prime de risque de marché (PRM)	5,2 %		
Levier (dette/(dette+fonds propres)) (g)	50 %		
Taux d'impôts sur les sociétés (IS)	25,83 %		
Coût de la dette (nominal, avant IS)	2,4 %	4,3 %	2,8 %
Coût des fonds propres (nom., après IS)	5,4 %	7,9 %	5,9 %
CMPC (nominal, avant IS)	4,8 %	7,5 %	5,3 %
Inflation	1,2 %	2,0 %	1,3 %
CMPC (réel, avant IS)	3,6 %	5,4 %	4,0 %

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le CMPC du tarif ATRD6, les principales modifications, en cohérence avec l'évolution des données macro-économiques et financières, portent notamment sur l'évolution du taux sans risque, du bêta des actifs et de la fiscalité.

Le taux sans risque s'établit à 1,8 % et est déterminé sur l'observation des rendements des obligations de l'Etat français (OAT), considérées comme les placements les moins risqués. Ce taux est déterminé comme la pondération entre la moyenne sur 10 ans de l'OAT de maturité 15 ans et la moyenne des quatre taux à terme implicites des années 2024 à 2027 d'une OAT de maturité 15 ans. La pondération retenue est de 80/20 pour la période tarifaire considérée comme exposé ci-dessus. Pour la détermination du taux sans risque, la CRE a retenu l'observation des rendements des OAT non plus d'une maturité de 10 ans comme cela était le cas jusqu'à présent, mais d'une maturité de 15 ans.

Le spread de dette s'établit à 1,0 % et est déterminé sur l'observation des rendements obligataires moyens iBoxx EUR NF 10+ BBB' ; pour les données de long terme sur une moyenne sur 10 ans et pour les données de court terme sur une moyenne de 1 an. La pondération retenue entre ces deux valeurs est également de 80/20 pour la période tarifaire considérée comme exposé ci-dessus.

Par rapport à la période tarifaire précédente, le bêta de l'actif est abaissé de 0,48 à 0,45 pour les raisons présentées précédemment.

La CRE prend également en compte la baisse de taux normal d'imposition sur les sociétés à 25,0 %, combinée à la contribution sociale correspondant à 3,3 % du montant de l'IS, soit un taux d'imposition de 25,83 %.

3.1.2.3. Charges de capital normatives hors comptage évolué

Demande des ELD

Les prévisions d'investissements présentées précédemment, associées à un coût moyen pondéré du capital de 4,4 % (réel, avant impôts) et 5,7 % (nominal, avant impôts) demandé par ELD, se traduisent par les trajectoires de charges de capital normatives hors comptage évolué suivante :

k€ courants	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	34 100	34 748	35 451	36 007
R-GDS	26 101	26 762	27 460	28 358
GreenAlp	4 033	4 248	4 444	4 631
Vialis	5 660	5 743	5 810	5 841
Gedia	2 908	3 047	3 102	3 112
Barr Energies	3 328	3 308	3 265	3 271
Caléo	2 270	2 373	2 275	2 162
Sorégies	3 118	3 196	3 250	3 198
Trois-Frontières Distribution Gaz	1 366	1 434	1 504	1 562

Tableau 11. Trajectoire des charges de capital normatives (hors projets de comptage évolué) demandées par les ELD de gaz sur la période 2026-2029

Analyse de la CRE

Le tableau ci-dessous présente les trajectoires prévisionnelles de charges de capital normatives des ELD, hors projets de comptage évolué, retenues pour la période 2026-2029.

Les charges relatives au comptage évolué sont distinguées et traitées ci-après (partie 3.1.3).

CCN k€ courants	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	32 291	32 830	33 516	34 089
R-GDS	24 770	25 353	26 048	26 966
GreenAlp	3 813	4 014	4 208	4 394
Vialis	5 360	5 434	5 509	5 549
Gedia	2 766	2 895	2 952	2 965
Barr Energies	3 194	3 181	3 157	3 183
Caléo	2 158	2 255	2 162	2 053
Sorégies	2 952	3 066	3 161	3 115
Trois-Frontières Distribution Gaz	1 290	1 354	1 422	1 480

Tableau 12. Trajectoire des charges de capital normatives (hors projets de comptage évolué) des ELD retenues par la CRE sur la période 2026-2029

3.1.3. Charges d'exploitation et de capital associées aux projets de comptage évolué

Dans le prolongement du projet de compteurs évolués « Gazpar » mis en œuvre par GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, qui représentent respectivement 230 000 compteurs et 45 000 compteurs, ont lancé leur propre projet de comptage évolué.

A l'occasion de l'étude technico-économique des projets de comptage de Régaz-Bordeaux et GreenAlp, il est apparu qu'un projet de déploiement de comptage évolué est difficilement rentable en dessous de 50 000 compteurs. Ainsi, la CRE a estimé que pour permettre le déploiement d'un comptage évolué sur l'ensemble du territoire des 14 ELD restantes (représentant 215 000 compteurs, dont près de 105 000 compteurs desservis par l'ELD R-GDS), parmi lesquelles R-GDS, Caléo, Barr Energies, Gedia, Sorégies et Vialis, la mutualisation de certains coûts, notamment fixes, liés à la mise en place d'un système de comptage évolué, était nécessaire.

La CRE a ensuite reçu les dossiers de projet de comptage évolué de gaz naturel de 6 autres ELD disposant de comptes dissociés: R-GDS, Caléo, Barr Energies, Gedia, Sorégies et Vialis. Ces projets ont été approuvés par décision ministérielle du 9 novembre 2023.

En septembre 2025, Trois-Frontières Distribution Gaz a transmis à la CRE son projet de comptage évolué. Celui-ci a fait l'objet d'une analyse par la CRE et fait l'objet d'une proposition d'approbation par la présente délibération. Le projet doit encore recevoir une approbation ministérielle.

Comme pour GRDF, leur projet vise à remplacer l'ensemble des compteurs des consommateurs du marché de détail du gaz naturel (de type « résidentiels et petits professionnels ») par des compteurs évolués, permettant la transmission à distance des index de consommation réelle.

3.1.3.1. Avancements des projets de déploiements de comptage évolué

Les projets de comptage évolué des ELD de gaz suivent des calendriers différents, synthétisés dans le tableau ci-dessous :

ELD	Période de déploiement industriel retenue	Nombre de compteurs à déployer	Taux de déploiement au 1 ^{er} septembre 2025
Régaz	2020 – 2026	230 000	93 %
GreenAlp	2021 – 2025	45 000	90 %
R-GDS	2024 – 2028	100 000	55 %
Vialis	2026 – 2030	31 112	-
Gedia	2026 – 2030	13 411	-
Barr Energies	2026 – 2030	12 242	-
Sorégies	2024 – 2026	8 908	91 %
Caléo	2026 – 2030	11 027	-

Tableau 13. Avancement des projets de déploiement de compteurs évolués des ELD de gaz disposant de comptes dissociés

Régaz-Bordeaux et GreenAlp ont été les premières ELD de gaz à déployer des compteurs communicants sur leur territoire de desserte. Au 1^{er} septembre 2025, Régaz-Bordeaux a atteint un taux de déploiement des compteurs évolués de près de 93 % sur son territoire de desserte, avec une fin de la phase de déploiement massif prévue au 30 septembre 2026. Ce même taux s'élève à environ 99 % chez GreenAlp, pour qui la phase de déploiement massif a pris fin au 31 décembre 2025.

En outre, les projets de déploiement de compteurs évolués de Sorégies et de R-GDS doivent prendre fin en cours de période tarifaire, respectivement en 2026 et 2028. Sorégies et R-GDS ont toutes les deux déjà débuté le déploiement des compteurs évolués sur leur parc. Au 1^{er} septembre 2025, Sorégies atteint un taux de déploiement de 91 % sur son territoire de desserte et R-GDS de 55 %.

Caléo, Barr Energies, Gedia, et Vialis n'ont pas encore démarré la phase de déploiement massif des compteurs évolués sur leurs parcs respectifs. A la suite de l'approbation ministérielle de leurs projets en 2023, les quatre ELD mentionnées ont revu leurs calendriers de déploiement, qui, comme les trajectoires de coûts des plans d'affaires initiaux, avaient été établis en 2021. Par conséquent, le déploiement industriel des compteurs évolués sur les territoires de desserte de ces ELD débutera en 2026 et prendra fin en 2030.

Enfin, Trois-Frontières Distribution Gaz est la dernière ELD à avoir soumis à la CRE son dossier relatif au déploiement des compteurs communicants sur son territoire, en septembre 2025. Le projet de Trois-Frontières Distribution Gaz fait l'objet, dans la présente délibération, d'une proposition d'approbation par la CRE et doit obtenir, à la suite, une approbation ministérielle.

3.1.3.2. Demandes des ELD pour la période 2026-2029

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 entraîne, 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.

Charges nettes d'exploitation relatives aux projets de comptage évolué

Les ELD ont transmis leurs prévisions de charges et produits d'exploitation en lien avec leur projet de comptage évolué pour la prochaine période tarifaire.

Concernant les charges nettes d'exploitation de comptage pour la période tarifaire 2026-2029 des ELD, R-GDS, Vialis et Sorégies prévoient déjà des économies associées au déploiement des compteurs évolués sur leur territoire de desserte. Ces économies se traduisent par des charges d'exploitation évitées supérieures aux charges d'exploitation supplémentaires nécessaires pour déployer les compteurs sur leurs parcs respectifs.

Des charges d'exploitation évitées sont prises en compte par les opérateurs dans leurs demandes de charges nettes d'exploitation relatives au comptage évolué, qui sont réduites à hauteur des économies réalisées. En dehors de Barr Energies et Gedia, tous les opérateurs intègrent des CNE évitées dans leurs demandes tarifaires relatives au comptage pour la période tarifaire 2026-2029. A ce titre, R-GDS estime à 836 k€ par an les CNE évitées en lien avec le déploiement des comptages évolués sur son territoire, dont les gains sont déjà nettement supérieurs aux coûts de déploiement sur toute la période ATRD7. Gedia, Barr Energies, Caléo et Trois-Frontières Distribution Gaz prévoient, dans leurs demandes tarifaires, que les charges nettes d'exploitation supplémentaires nécessaires au déploiement des compteurs évolués sur leurs parcs respectifs resteront supérieures aux gains de CNE qui résulteraient de leur projet de comptage évolué, au niveau d'avancement attendu sur les années 2026 à 2029.

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation relatives aux projets de comptage évolué présentées par les ELD pour la période 2026-2029 sont présentées dans le tableau ci-après.

Par ailleurs, Régaz-Bordeaux et GreenAlp finalisent le déploiement des compteurs évolués sur leur territoire de desserte. A ce titre, elles n'ont pas fait de demandes de CNE spécifiques au comptage. Les gains relatifs au déploiement, sur l'ensemble du parc, de compteurs évolués sont par ailleurs intégrés dans les trajectoires de coûts d'exploitation prévisionnels globaux demandés par Régaz-Bordeaux d'une part, et GreenAlp d'autre part. Ces trajectoires sont présentées au paragraphe 3.1.1.

Charges de capital normatives relatives aux projets de comptage évolué

Compte tenu des différents calendriers de déploiement que suivent les projets de comptage des ELD de gaz, les trajectoires de charges de capital associées au comptage évolué sont hétérogènes.

Les trajectoires sont établies sur la base des prévisions d'investissement des ELD, associée au CMPC demandé par les ELD dans leurs dossiers tarifaires et la prime incitative de rémunération de 200 points de base (pbs) prévue dans le cadre de régulation incitative des projets de comptage évolué.

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation et de charges de capital normatives relatives aux projets de comptage évolué présentées par les ELD pour la période 2026-2029 sont les suivantes :

Demande ATRD7 k€ _{courants}	2026		2027		2028		2029	
	CNE	CCN	CNE	CCN	CNE	CCN	CNE	CCN
Régaz-Bordeaux	-	2 654	-	2 560	-	2 568	-	2 518
R-GDS	64	1 554	-72	1 716	-303	1 837	-370	1 762
GreenAlp	-	554	-	551	-	533	-	524
Vialis	74	242	23	325	-23	397	-82	462
Gedia	155	119	112	171	28	215	-	253
Barr Energies	128	99	122	139	123	171	123	200
Caléo	103	63	136	112	117	156	97	190
Sorégies	-17	167	-10	192	1	192	-5	191
Trois-Frontières Distribution Gaz	114	74	238	185	189	257	152	318

Tableau 14. Charges (CNE et CCN) relatives aux projets de comptage évolué présentées par les ELD pour la période 2026-2029

3.1.3.3. Trajectoires retenues par la CRE pour la période ATRD7 des ELD

Les calendriers des projets de comptage évolué de six ELD (R-GDS, Caléo, Barr Energies, Gedia, Vialis, Sorégies) ont été décalés pour tenir compte du délai entre la détermination de la trajectoire prévisionnelle de coûts et d'économies associés aux projets de comptage évolué de ces ELD d'une part, et leur approbation ministérielle, par décision du 9 novembre 2023, d'autre part.

Afin de donner de la visibilité aux acteurs du marché, la CRE a pris en compte, dans ses délibérations n°2022-28 du 27 janvier 2022¹⁴ et n°2022-120 du 28 avril 2022¹⁵ qui fixent notamment le niveau du tarif ATRD6 de R-GDS, Vialis, Gedia, Barr Energies, Sorégies et Caléo sur la période 2022-2025, la trajectoire prévisionnelle de coûts et d'économies associés aux projets de comptage évolué de ces ELD. Ces mêmes délibérations prévoient que ces coûts ne seront pris en compte qu'en cas de décision favorable des ministres.

Dans le cadre des évolutions annuelles des tarifs ATRD des ELD concernées au titre de 2023¹⁶, en l'absence de décision des ministres, la CRE a décidé de ne pas retraiter les montants prévisionnels alloués, afin de ne pas risquer de pénaliser les ELD ni retarder le projet de comptage évolué au titre des années 2022 et 2023. Elle a aussi précisé qu'elle pourrait procéder aux ajustements prévus à l'approbation du projet, ou, à défaut, en fin de période tarifaire. Elle a procédé de la même manière dans le cadre des évolutions annuelles des tarifs ATRD des ELD concernées au titre de 2024¹⁷.

Considérant que le seul décalage des calendriers de déploiement ne remet en cause ni la proposition d'approbation des projets, ni les niveaux de charges décidés pour le cadre prévisionnel de régulation incitative, la CRE a maintenu les niveaux de charges d'exploitation prévisionnels définis dans la délibération relative aux tarifs ATRD6 des ELD. Par conséquent, les budgets alloués aux ELD concernées, pour leurs projets de comptage en période tarifaire ATRD6, ont bien été versés.

¹⁴ [Délibération n°2022-28 de la CRE du 27 janvier 2022 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution](#)

¹⁵ [Délibération n°2022-120 de la CRE du 28 avril 2022 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Caléo et des entreprises locales de distribution de gaz naturel disposant d'un tarif commun](#)

¹⁶ [Délibérations de la CRE du 12 juin 2023 portant décision sur l'évolution des grilles tarifaires du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD au 1er juillet 2023](#)

¹⁷ [Délibérations de la CRE du 13 juin 2024 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD au 1er juillet 2024](#)

Dans sa délibération n°2024-212 du 4 décembre 2024, la CRE indiquait qu'elle se réservait « la possibilité de retraiter la part déjà perçue par les GRD des trajectoires de coûts pour la période 2026-2029 des ELD concernées » pour les projets de comptage évolué dont les calendriers de déploiement ont été revus. Pour éviter de couvrir deux fois les mêmes montants par le tarif, la CRE a proposé, dans sa consultation publique, de retraiter la demande des opérateurs comme suit :

- pour les périodes de déploiement industriel : la CRE a proposé de remplacer la demande des opérateurs par les montants prévus dans le plan d'affaires initial de l'opérateur (révisés de l'inflation). Ainsi, les opérateurs conservant les montants déjà alloués au cours de la période ATRD6 et se voyant allouer la suite de la chronique sur la période 2026-2029 percevront bien au total le montant prévu par la CRE dans les business plans validés ;
- pour les périodes post-déploiement industriel (toute la période 2026-2029 pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp, 2027-2029 pour Sorégies et 2029 pour R-GDS), la CRE a envisagé de retenir la demande des opérateurs, qui correspond à des coûts récurrents d'exploitation et à des gains pérennes cohérents avec les plans d'affaire validés par la CRE.

Concernant les charges de capital, qui sont couvertes au CRCP, la CRE décide de retenir les montants proposés dans sa consultation publique.

Enfin, le projet de comptage transmis par Trois-Frontières Distribution Gaz a fait l'objet d'une analyse par la CRE. Dans sa consultation publique, la CRE a considéré que les charges relatives au projet de comptage évolué de l'opérateur étaient dans l'ensemble cohérentes, à l'exception des postes « Compteurs », « Chantier préparatoire au déploiement » et « Pilotage, support et formation », pour lesquels les trajectoires demandées par Trois-Frontières Distribution Gaz sont significativement supérieures à celles constatées pour des projets équivalents. Aussi, la CRE a proposé d'ajuster la trajectoire de charges d'exploitation demandée par l'opérateur d'un montant de 289 k€ (-39 %).

A la suite de la consultation publique, Trois-Frontières Distribution Gaz a transmis à la CRE une nouvelle proposition de trajectoire sur les postes « Chantier préparatoire au déploiement » et « Pilotage, support et formation ». Cette nouvelle proposition basée sur une maîtrise par l'opérateur de ses besoins en ETP constitue un ajustement de 118k€ par rapport à sa trajectoire initialement demandée. La CRE juge la nouvelle trajectoire proposée par Trois-Frontières Distribution Gaz cohérente par rapport aux projets des autres ELD et décide de la retenir.

La CRE décide de retenir, dans les trajectoires tarifaires des ELD pour la période 2026-2029, les niveaux de charges associées aux projets de comptage évolués renseignés dans le tableau ci-dessous. Ces trajectoires sont similaires à celles présentées en consultation publique et ont été revues de l'inflation :

Charges AMR k€ _{courants}	2026		2027		2028		2029	
	CNE	CCN	CNE	CCN	CNE	CCN	CNE	CCN
Régaz-Bordeaux	-	2 548	-	2 447	-	2 458	-	2 414
R-GDS	-26	1 494	-181	1 646	-346	1 762	-406	1 689
GreenAlp	-	531	-	529	-	511	-	504
Vialis	10	234	-44	313	-86	383	-123	446
Gedia	32	114	-2	164	-25	207	-42	243
Barr Energies	52	94	29	133	12	164	-3	192
Caléo	93	59	60	106	21	148	2	181
Sorégies	38	159	-10	183	1	184	-5	183
Trois-Frontières Distribution Gaz	73	72	219	179	193	249	140	307

Tableau 15. Charges (CNE et CCN) relatives aux projets de comptage évolué retenues par la CRE pour la période 2026-2029

3.1.4. CRCP de fin de période ATRD6

Dans leur dossier de demande tarifaire, à l'exception de Caléo, les opérateurs ont inclus à leurs demandes d'évolution tarifaire au 1^{er} juillet 2026 une estimation de leur solde de CRCP prévisionnel en début de période ATRD7, soit au 1^{er} janvier 2026.

Lors de la consultation publique, la CRE avait retenu :

- pour Caléo : les valeurs de solde de CRCP issues des derniers travaux de mise à jour annuelle des tarifs ATRD6 des ELD, qui ont eu lieu en juin 2025 ;
- pour les autres ELD : l'estimation du solde de sortie du CRCP fournie par l'opérateur dans sa demande tarifaire, actualisée au taux sans risque de court terme (3,8 %).

A la suite de la consultation publique, Régaz-Bordeaux et Barr Energies ont transmis à la CRE une mise à jour de leurs soldes de CRCP estimés (réhaussée de 800 k€ pour Régaz-Bordeaux, et réduite de 200k€ pour Barr Energies), tenant compte des dynamiques observées sur les derniers mois.

La CRE retient les demandes des opérateurs, en harmonisant le taux d'actualisation pour retenir le taux sans risque court terme (3,8 %).

La CRE retient les annuités suivantes pour la période 2026-2029 :

	Solde au 1 ^{er} janvier 2026 (k€)	Annuité du solde de CRCP ATRD6 (k€/an)
Régaz-Bordeaux	28 680	7 576
R-GDS	4 917	1 299
GreenAlp	4 606	1 217
Vialis	3 791	1 001
Gedia	2 069	499
Barr énergies	2 118	559
Caléo	1 026	271
Sorégies	2 398	634
Trois-Frontières Distribution Gaz	703	186

Tableau 16. Solde et annuités du CRCP de la période ATRD6 reportés sur la période 2026-2029

3.2. Hypothèses de quantités de gaz acheminé et de nombre de consommateurs desservis pour la période ATRD7

3.2.1. Evolutions prévues par les opérateurs sur la période 2026-2029

Les trajectoires d'évolutions prévues par les ELD sont présentées dans les tableaux ci-dessous. Les situations sont contrastées entre ELD, en raison des caractéristiques locales, géographiques ou énergétiques notamment.

Nombre de PDL	Evolution 2026-2029	Nombre de clients moyen sur la période ATRD7 (2026-2029)
Régaz-Bordeaux	-3,6 %	214 779
R-GDS	-5,4 %	95 578
GreenAlp	-6,6 %	33 398
Vialis	-3,0 %	28 758
Gedia	-2,1 %	12 371
Barr Energies	-1,2 %	12 311
Caléo	-2,0 %	10 494
Sorégies	-3,0 %	8 073
Trois-Frontières Distribution Gaz	-1,2 %	7 659

Consommation (GWh)	Evolution 2026-2029	Consommation annuelle moyenne sur la période ATRD7 (2026-2029)
Régaz-Bordeaux	-7,6 %	3 130
R-GDS	-4,4 %	3 635
GreenAlp	-10,4 %	381
Vialis	-3,9 %	667
Gedia	-0,5 %	318
Barr Energies	-1,0 %	446
Caléo	-15,6 %	192
Sorégies	-1,8 %	183
Trois-Frontières Distribution Gaz	-32,9 %	178

Tableau 17. *Hypothèses de quantités de gaz acheminé et de nombre de consommateurs desservis des ELD de gaz sur la période 2026-2029*

3.2.2. Analyse de la CRE

La CRE est particulièrement attentive à la construction des trajectoires du nombre de clients ainsi que des consommations 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.

Dans sa consultation publique, la CRE a considéré que les méthodes et les trajectoires des opérateurs étaient cohérentes. Elle a proposé de les retenir comme référence pour la période 2026-2029.

Peu de répondants se sont prononcés sur ce point, hormis plusieurs GRD eux-mêmes qui ont considéré être les mieux placés pour estimer le niveau futur de ces trajectoires, en cohérence le cas échéant avec les schémas directeurs des énergies élaborés à l'échelle locale.

La CRE retient pour le tarif ATRD7 des ELD les trajectoires de volumes acheminés et de consommateurs desservis déterminées par les opérateurs.

Nombre de PDL	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	218 750	216 099	213 454	210 814
R-GDS	98 224	96 440	94 686	92 962
GreenAlp	34 545	33 763	33 008	32 278
Vialis	29 191	28 901	28 612	28 327
Gedia	12 501	12 414	12 327	12 240
Barr Energies	12 388	12 335	12 285	12 235
Caléo	10 602	10 530	10 458	10 386
Sorégies	8 198	8 115	8 031	7 948
Trois-Frontières Distribution Gaz	7 705	7 675	7 641	7 614

MWh acheminés	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	3 245 649	3 194 683	3 080 990	3 000 149
R-GDS	3 718 065	3 662 043	3 607 076	3 553 142
GreenAlp	401 645	387 256	373 383	360 007
Vialis	682 613	668 558	662 083	656 046
Gedia	318 715	317 944	317 173	316 969
Barr Energies	448 500	447 000	445 500	444 000
Caléo	208 999	197 295	186 434	176 344
Sorégies	184 162	183 064	181 977	180 902
Trois-Frontières Distribution Gaz	228 665	170 229	159 804	153 532

Tableau 18. Hypothèses de quantités de gaz acheminé et de nombre de consommateurs desservis des ELD de gaz sur la période 2026-2029

3.3. Trajectoire d'évolution du revenu autorisé des ELD

Le revenu autorisé des ELD pour la période 2026-2029 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (voir parties 3.1.1 et 3.1.3) ;
- les charges de capital (voir parties 3.1.2 et 3.1.3) ;
- les charges d'exploitation et de capital associées aux projets de comptage évolué (voir partie 3.1.3) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 1^{er} janvier 2026 (voir partie 3.1.4).

Le revenu autorisé des ELD pour la période ATRD7 se décompose de la façon suivante :

En k€ _{courants} /an sur la période	CNE	CCN	Apurement CRCP	Revenu autorisé
Régaz-Bordeaux	33 290	35 648	7 576	76 515
R-GDS	24 527	27 433	1 299	53 259
GreenAlp	8 945	4 626	1 217	14 787
Vialis	5 646	5 807	1 001	12 454
Gedia	3 593	3 076	499	7 168
Barr Energies	2 985	3 324	559	6 869
Caléo	2 139	2 281	271	4 691
Sorégies	707	3 251	634	4 592
Trois-Frontières Distribution Gaz	2 270	1 588	186	4 044

Tableau 19. Revenus autorisés des ELD de gaz sur la période 2026-2029

4. Tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD : spécificités des ELD

En application du principe de péréquation nationale, les grilles tarifaires applicables au 1^{er} juillet 2026 seront déterminées par la CRE pour l'ensemble des GRD à la maille nationale. Une délibération ultérieure fixera la grille tarifaire applicable au 1^{er} juillet 2026, ainsi que les modalités d'évolution annuelle des grilles.

4.1. Modalités opérationnelles de facturation et de reversement du timbre d'injection

Dans la délibération ATRD7 de GRDF, la CRE a retenu une tarification étendue à l'ensemble des gaz renouvelables et bas carbone selon les principes suivants :

- maintien d'un terme variable différencié selon le niveau de la zone (1 / 2 / 3) ;
- introduction d'un terme capacitaire (lié à la capacité maximale de production de gaz renouvelable et bas-carbone de chaque site) applicable à l'ensemble des phases des sites, en service et futures.

Pour le tarif ATRD7 de GRDF, la CRE a adapté la facturation du terme « volume » du timbre d'injection en retenant le principe d'une facturation par phase d'un même site et non plus d'un terme unique par site. De plus, la facturation entre les différentes phases d'un site est désormais effectuée au prorata des volumes injectés. La CRE étend ce principe aux ELD.

Par ailleurs, ce terme est versé à l'opérateur sur lequel le site est raccordé : les tarifs prévoient des modalités de reversement entre les gestionnaires de réseau. Ces modalités de reversement du terme variable resteraient celles prévues par la délibération ATRD7 de GRDF. En revanche, la CRE a proposé de ne pas répliquer le versement entre opérateurs sur la part capacitaire, prévue pour GRDF, en raison de la complexité induite au regard du faible nombre de producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone.

Le reversement du terme variable du timbre d'injection se fait de manière annuelle, en fonction du volume de recettes d'injection effectivement perçu au cours de l'année, pour les producteurs raccordés en distribution se voyant affecter le terme « volume » du timbre d'injection de niveau 3 ou 2. Les volumes associés à ces transferts entre opérateurs sont pris en compte au CRCP à 100 %.

La majorité des acteurs s'est exprimée en faveur de ces principes. En conséquence, la CRE reconduit le principe de reversement sur le terme variable du timbre d'injection, mais n'introduit pas le principe de reversement du timbre sur le terme capacitaire du timbre d'injection.

Sur la base de la grille applicable au 1^{er} juillet 2025, les modalités sont donc les suivantes :

Terme d'injection	Terme variable			Terme capacitaire		
	Grille retenue (€/MWh injectés)	Montants reversés les GRD par aux GRT	Montants reversés les GRT par aux GRD	Grille retenue (€/MWh/j/an installé)	Montants reversés par GRDF aux GRT	Montants reversés par les GRT à GRDF
Niveau 3	0,74	0,61	0,00 ¹⁸	53,03	12,73	40,30
Niveau 2	0,42	0,05	0,00 ¹⁹			
Niveau 1	0,00	0,00	0,00			

Ces termes évolueront selon les modalités prévues par le tarif de GRDF.

4.2. Traitement de la relève résiduelle

Dans le contexte de fin de déploiement massif des compteurs communicants, le tarif ATRD7 de GRDF a introduit un terme de relève résiduelle, visant à couvrir les surcoûts engendrés par les consommateurs muets (ne communiquant pas leur index de consommation pendant plus de 12 mois à compter du 1^{er} janvier 2024) non équipés de compteur Gazpar, dont le niveau au 1^{er} juillet 2025 est de 3,87 € HT par mois pour GRDF. Il vise à couvrir les coûts relatifs au parcours utilisateur (contacts, traitement des réclamations, contrôles sur le terrain) et les coûts relatifs aux SI.

Les différentes ELD de gaz déploient les compteurs évolués sur des périodes différentes. Régaz-Bordeaux et GreenAlp ont été les premières ELD de gaz à déployer des compteurs communicants sur leur territoire de desserte, avec une fin de la phase de déploiement massif respectivement au 31 décembre 2025 et au 30 septembre 2026. Sorégies et R-GDS finiront le déploiement des compteurs évolués sur leurs territoires au cours de période 2026-2029.

ELD	Période de déploiement massif	Taux de déploiement au T3 2025
Régaz-Bordeaux	2020 – 2026	93 %
R-GDS	2024 – 2028	55 %
GreenAlp	2021 – 2025	99 %
Vialis	2026 – 2030	-
Gedia	2026 – 2030	-
Barr Energies	2026 – 2030	-
Caléo	2026 – 2030	-
Sorégies	2024 – 2026	91 %
Trois-Frontières Distribution Gaz	-	-

Tableau 20. Périodes de déploiement massif et niveaux d'avancement des projets de comptage évolué des ELD de gaz au 1^{er} septembre 2025

Dans leurs dossiers tarifaires, les ELD n'ont pas formulé de demande concernant l'introduction d'un terme de relève résiduelle dans le tarif ATRD7.

¹⁸ Les producteurs raccordés aux réseaux de transport se voyant affecter un terme « volume » de niveau 3 du timbre d'injection sont ceux bénéficiant d'un rebours « Transport/Transport », aussi la CRE n'introduit pas de montant à reverser par les GRT aux GRD titre de ce terme.

¹⁹ Par défaut, les producteurs raccordés aux réseaux de transport ne peuvent se voir affecter de terme « volume » de niveau 2 du timbre d'injection, aussi la CRE n'introduit pas de montant à reverser par les GRT aux GRD au titre de ce terme.

La CRE constate que le taux d'équipement sur les territoires de desserte de Régaz-Bordeaux et GreenAlp est élevé, et que le nombre d'utilisateurs n'étant pas équipés d'un compteur communicant est faible (de l'ordre de quelques centaines de clients).

Compte tenu de ce volume marginal, la CRE a considéré, dans sa consultation publique, que l'introduction de la relève résiduelle n'était pas opportune pour les ELD, en ce qu'elle représenterait une complexité de mise en œuvre et de gestion lourde, mise en regard d'un bénéfice pour la collectivité plus limité (fiabilité du comptage sur un faible volume de consommation).

La majorité des acteurs s'est exprimée favorablement aux orientations de la CRE. Néanmoins, trois acteurs demandent qu'un terme de relève résiduelle soit introduit pour les ELD ayant achevé le déploiement des compteurs communicants, en cohérence avec le tarif ATRD7 de GRDF. Un acteur remarque notamment que la facturation de la relève résiduelle est une incitation nécessaire au déploiement des compteurs évolués.

La CRE rappelle que les catalogues de prestations des GRD permettent aux fournisseurs de solliciter une relève à pied du compteur (prestation « Relevé spécial »), facturée à l'utilisateur final selon les modalités en vigueur. De plus, les GRD disposent de modalités de contrôles ciblés en cas de doute sur la consommation d'un site. La CRE considère que ces dispositions permettent d'inciter les clients des ELD à installer un compteur évolué.

Compte du très faible nombre de refus de clients pour la pose de compteurs communicants, la CRE considère que les coûts de mise en œuvre seraient largement supérieurs aux bénéfices attendus. Pour le tarif ATRD7 des ELD, la CRE maintient l'orientation de la consultation publique et n'introduit pas de relève résiduelle pour les ELD.

Projet de décision de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe le cadre de régulation et le niveau des revenus autorisés prévisionnels des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz à compter du 1^{er} juillet 2026, selon la méthode et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de la régulation incitative applicables aux ELD suivantes de gaz naturel pour une durée d'environ 4 ans (partie 2) :
 - Régaz-Bordeaux ;
 - R-GDS ;
 - GreenAlp ;
 - Vialis ;
 - Gedia ;
 - Barr Energies ;
 - Caléo ;
 - Sorégies ;
 - Trois Frontières Distribution Gaz.
- la trajectoire des charges d'exploitation, le CMPC (4,0 %) et l'évolution prévisionnelle du revenu autorisé des ELD (partie 3) ;
- les principes de structure tarifaire spécifiques aux ELD, applicables à partir du 1^{er} juillet 2026 (partie 4).

En outre, la CRE propose l'approbation du projet de comptage évolué de Trois-Frontières conformément au point 3.1.3 de la présente délibération.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise au ministre chargé de l'énergie et de l'économie.

Délibéré à Paris, le 20 février 2026.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD à compter du 1^{er} juillet 2026

1. Calcul et apurement du CRCP

Pour chaque ELD, le solde du CRCP du tarif ATRD7, au premier jour de l'année 2026, est égal à la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du tarif ATRD6 et le montant provisoire pris en compte dans la présente délibération pour le calcul des revenus autorisés prévisionnels des ELD pour la période 2026-2029 (cf. § 3.1.4).

Pour chaque année N , à compter de l'année 2026, le solde définitif du CRCP au dernier jour de l'année N est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au dernier jour de l'année N ;
- et de la différence, au titre de l'année N , entre :
 - la différence entre le revenu autorisé définitif, tel que défini ci-après, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation ;
 - la différence entre les recettes perçues par l'ELD et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Le solde prévisionnel du CRCP au dernier jour de l'année N est défini comme la somme du solde du CRCP au premier jour de l'année N et la différence au titre de l'année N entre le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et les recettes prévisionnelles calculées à partir des hypothèses de quantités distribuées et de nombre de consommateurs desservis retenues dans la présente délibération, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Les recettes perçues par l'ELD sont définies comme la somme des recettes effectivement perçues par l'ELD sur la part proportionnelle aux quantités acheminées, les souscriptions de capacité et le terme proportionnel à la distance et des recettes liées aux abonnements hors terme R_f .

Le solde du CRCP au premier jour de l'année $N+1$ est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au dernier jour de l'année N au taux sans risque en vigueur de 3,8 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte des montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D), et d'éventuelles reprises de charges liées aux projets CI-CM, au cas où les obligations réglementaires de ELD ne se seraient pas concrétisées sur la période.

2. Valeurs de référence pour le calcul du revenu autorisé définitif

Pour chaque année N à compter de l'année 2026, le revenu autorisé définitif est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
 - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
 - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles relatives aux projets de comptage des ELD concernées ;
 - les charges de capital normatives, y compris relatives aux projets de comptage des ELD concernées ;
 - les charges relatives aux pertes et différences diverses pour les ELD qui assument la couverture de ces charges ;
 - les charges relatives aux impayés ;
 - les charges d'avantage en nature énergie, prises en compte à 80 % au CRCP ;
 - les charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;

- les charges relatives au biométhane, à savoir les charges supportées par les ELD pour la réalisation de prestations annexes relatives aux gaz bas-carbone et renouvelable, et le reversement effectué par les ELD aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) au titre du terme variable du timbre d'injection collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution (cf. paragraphe 4.2.4.3) ;
 - les charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession, traités au cas par cas et dont la CRE approuverait la couverture ;
 - l'apurement du solde du CRCP provisoire du tarif ATRD6 ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
 - les revenus tarifaires perçus par les ELD, y compris les recettes au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane ;
 - les recettes au titre des pénalités perçues pour les dépassements de capacité souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T4 et TP ;
 - les recettes extratarifaires non incitées ;
 - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes ;
 - les recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, pris en compte à 80 % ;
- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
 - la régulation incitative spécifique aux projets de comptage évolué des ELD concernées ;
 - la régulation incitative des dépenses de recherche et développement ;
 - la régulation incitative de la qualité de service ;
 - la régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ;
 - la régulation incitative relative à la maîtrise et à la priorisation des investissements.

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

2.1. Valeurs de référence pour le calcul du revenu autorisé définitif

a) Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation prises en compte pour établir le revenu autorisé des ELD pour la période 2026-2029, à l'exception des charges relatives aux projets de comptage évolué des ELD concernées, des charges relatives aux impayés, des charges relatives aux avantages en nature énergie, des charges relatives aux pertes et différences diverses, des charges d'exploitation relatives au portail aiguilleur et des recettes extratarifaires non incitées.

Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles sont les suivantes :

k€ courants	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	33 099	34 011	34 630	35 615
R-GDS	24 556	24 920	25 065	26 030
GreenAlp	8 935	8 917	8 931	9 226
Vialis	5 073	5 344	5 509	5 700
Gedia	3 450	3 498	3 590	3 609
Barr Energies	2 790	2 955	2 914	2 979
Caléo	1 692	2 203	2 235	2 248
Sorégies	1 432	1 486	1 674	1 711
Trois-Frontières Distribution Gaz	2 293	2 315	2 350	2 389

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2024 et l'année *N* ;

	2025	2026	2027	2028	2029
Inflation prévisionnelle entre l'année 2024 et l'année <i>N</i>	1,10 %	1,30 %	1,90 %	1,90 %	1,90 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2024 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile *N-1*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2024.

b) Charges de capital normatives non incitées

Pour R-GDS (jusqu'en 2028 compris), Vialis, Gedia, Barr Energies, Caléo, Sorégies (en 2026 seulement) et Trois-Frontières Distribution Gaz, le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital normatives, à l'exception de celles prises en compte dans les charges de capital relatives aux projets de comptage évolué, à savoir les groupes d'actifs G10, G10bis, G11, G12 et G13.

Pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp, ainsi qu'à l'issue des phases de déploiement massif pour R-GDS (en 2029) et Sorégies (en 2027, 2028 et 2029), le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital normatives totales, y compris celles associées au comptage évolué. En effet, les charges de capital normatives associées aux compteurs évolués ne sont désormais plus distinguées et sont intégrées à la trajectoire globale des charges de capital normatives déterminées pour chaque opérateur, pour la période 2026-2029.

Les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	34 839	35 277	35 974	36 503
R-GDS	24 770	25 353	26 048	28 656
GreenAlp	4 344	4 543	4 720	4 898
Vialis	5 360	5 434	5 509	5 549
Gedia	2 766	2 895	2 952	2 965
Barr Energies	3 194	3 181	3 157	3 183
Caléo	2 158	2 255	2 162	2 053
Sorégies	2 952	3 249	3 345	3 298
Trois-Frontières Distribution Gaz	1 290	1 354	1 422	1 480

c) Charges relatives aux pertes et différences diverses

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges effectivement supportées par l'ELD pour compenser les pertes et différences diverses, soit la différence entre les quantités livrées en entrée du réseau sur lequel elle opère et les quantités effectivement facturées aux consommateurs de ce réseau. Ces charges incluent ainsi les achats de gaz sur le marché, les charges et produits liés au compte d'écart distribution (CED) avec les fournisseurs et les charges et produits liés au compte inter-opérateur (CIO) avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT).

Les montants prévisionnels pris en compte dans les calculs des revenus autorisés pour la période 2026-2029 sont les suivants :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	379	301	245	219
R-GDS	-	-	-	-
GreenAlp	-	-	-	-
Vialis	41	42	43	44
Gedia	-	-	-	-
Barr Energies	87	70	59	54
Caléo	-	-	-	-
Sorégies	-	-	-	-
Trois-Frontières Distribution Gaz	-	-	-	-

d) Charges relatives aux impayés

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à la charge réellement supportée par l'ELD²⁰.

²⁰ A l'exception de charges qui seraient liées à des impayés sur la part acheminement de consommateurs bénéficiant d'un TRV antérieurement au 31 décembre 2015, en lien avec la [décision du Cordis du 19 septembre 2014](#).

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux impayés sont les suivantes :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	164	165	166	167
R-GDS	257	262	266	272
GreenAlp	63	64	65	66
Vialis	75	77	78	80
Gedia	18	18	19	19
Barr Energies	17	17	17	17
Caléo	45	46	47	47
Sorégies	10	10	10	10
Trois-Frontières Distribution Gaz	-	-	-	-

- e) Charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre la somme des contreparties versées aux fournisseurs par l'ELD au titre de la gestion des clients en contrat unique et la somme des recettes perçues par l'ELD au titre du terme R_r .

Pour la contrepartie versée aux fournisseurs par les ELD au titre d'une année N , le montant pris en compte correspond aux contreparties versées l'année N dans la limite des montants maximaux pour chaque point de livraison prévues dans la délibération n° 2018-12 du 18 janvier 2018 en vigueur²¹, auxquels s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts.

- f) Charges d'exploitation relatives au portail aiguilleur

Comme mentionné en partie 2.5.3, la CRE introduit une incitation à la mise en œuvre du portail aiguilleur pour Régaz-Bordeaux et R-GDS.

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à la charge réellement supportée par l'ELD.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges d'exploitation relatives au portail aiguilleur, détaillées en partie 2.5.3, sont les suivantes :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	-	-	456	664
R-GDS	-	-	213	312
GreenAlp	-	-	-	-
Vialis	-	-	-	-
Gedia	-	-	-	-
Barr Energies	-	-	-	-
Caléo	-	-	-	-
Sorégies	-	-	-	-
Trois-Frontières Distribution Gaz	-	-	-	-

²¹ Délibération n°2018-012 de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution de gaz naturel pour la gestion de clients en contrat unique, modifiée par la délibération n° 2020-139 de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2018

Par ailleurs, les CCN associées au projet, non incitées, sont couvertes à 100 % au CRCP.

g) Charges relatives au biométhane

Le montant de référence pris en compte au titre des recettes tarifaires associées à l'injection de biométhane, collectées par l'ELD et reversées aux GRT, correspond à la somme des éléments suivants :

- la partie du niveau 3 du terme tarifaire d'injection de biométhane correspondant aux charges d'exploitation des rebours. Le montant unitaire pris en compte est de 0,61 €/MWh injectés par les producteurs s'étant vu attribuer le niveau 3 ;
- la partie du niveau 2 du terme tarifaire d'injection de biométhane correspondant aux charges d'exploitation des canalisations transport. Le montant unitaire pris en compte est de 0,05 €/MWh injectés par les producteurs s'étant vu attribuer le niveau 2 ;
- les charges supportées par les ELD pour la réalisation des prestations annexes liées à l'injection de gaz renouvelables et bas-carbone, dont les recettes sont également couvertes au CRCP (cf. annexe 1, paragraphe 2.2.a).

h) Charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.3.2, les coûts échoués jugés récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire incluse dans les charges d'exploitation incitées. Les coûts échoués jugés récurrents et prévisibles intégrés aux charges opérationnelles incitées sont les suivants :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	202	206	210	214
R-GDS	140	143	146	148
GreenAlp	29	30	17	17
Vialis	7	7	8	8
Gedia	44	8	10	26
Barr Energies	-	-	-	-
Caléo	-	-	-	-
Sorégies	-	-	-	-
Trois-Frontières Distribution Gaz	-	-	-	-

La couverture *via* le CRCP des coûts échoués, autres que ceux qui seraient jugés récurrents et prévisibles, qui seraient retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable, et des moins-values de cession fait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base de dossiers argumentés présentés par l'ELD.

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond aux charges qui seront effectivement retenues à l'issue de cet examen.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession non récurrents et prévisibles sont nulles.

i) Charges relatives au projet de comptage évolué

Pour l'ensemble des ELD, le montant de référence pris en compte dans le revenu autorisé prévisionnel est égal à la somme, pour l'année considérée, des charges nettes d'exploitation et des charges de capital normatives liées au projet de comptage.

Les montants prévisionnels de référence des charges nettes d'exploitation associées aux projets de comptage évolué des opérateurs et pris en compte dans le calcul des revenus autorisés prévisionnels pour la période 2026-2029 sont les suivants :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	-	-	-	-
R-GDS	-26	-181	-346	-406
GreenAlp	-	-	-	-
Vialis	10	-44	-86	-123
Gedia	32	-2	-25	-42
Barr Energies	52	29	12	-3
Caléo	93	60	21	2
Sorégies	38	-10	1	-5
Trois-Frontières Distribution Gaz	73	219	193	140

En cas d'approbation du déploiement du système de comptage évolué de Trois-Frontières Distribution Gaz par les ministres chargés de l'énergie et de la consommation, les montants de référence à prendre en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif seront corrigés de l'inflation, comme les charges nettes d'exploitation incitées. La CRE pourra prendre une délibération pour revoir ces montants de référence.

Les montants prévisionnels de référence des charges de capital normatives associés aux projets de comptage évolués des opérateurs pris en compte dans le calcul des revenus autorisés prévisionnels pour la période 2026-2029 sont les suivants :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	-	-	-	-
R-GDS	1 494	1 646	1 762	-
GreenAlp	-	-	-	-
Vialis	234	313	383	446
Gedia	114	164	207	243
Barr Energies	94	133	164	192
Caléo	59	106	148	181
Sorégies	159	-	-	-
Trois-Frontières Distribution Gaz	72	179	249	307

Les charges de capital normatives associées aux projets de comptage des ELD seront prises en compte à hauteur du réalisé pour le calcul du revenu autorisé définitif.

Une fois le déploiement des compteurs évolués, les charges de capital normatives liées aux compteurs évolués ne sont plus incitées et ne sont donc plus distinguées. Elles sont comptabilisées parmi les charges de capital normatives non incitées, dont les montants prévisionnels de référence sont décrits au point b) de la présente partie.

j) Apurement du solde du CRCP provisoire du tarif ATRD6

Le montant de référence pris en compte au titre de l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD6 est le suivant :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	7 576	7 576	7 576	7 576
R-GDS	1 299	1 299	1 299	1 299
GreenAlp	1 217	1 217	1 217	1 217
Vialis	1 001	1 001	1 001	1 001
Gedia	499	499	499	499
Barr Energies	559	559	559	559
Caléo	271	271	271	271
Sorégies	634	634	634	634
Trois-Frontières Distribution Gaz	186	186	186	186

k) Couverture des charges liées à l'avantage en nature énergie

L'écart de charges d'avantage en nature énergie est couvert à 80 % au CRCP. L'opérateur sera alors couvert de 80 % de l'écart en cas de trajectoire réalisée plus haute que la trajectoire de référence. Inversement, l'opérateur restituera 80 % de l'écart au CRCP en cas de trajectoire réalisée inférieure à la trajectoire de référence.

La trajectoire de référence prise en compte pour la trajectoire d'avantage en nature par opérateur est la suivante :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	1 764	1 738	1 803	1 865
R-GDS	1 276	1 256	1 303	1 349
GreenAlp	178	176	182	189
Vialis	297	293	304	314
Gedia	97	96	100	103
Barr Energies	145	143	149	154
Caléo	84	83	86	89
Sorégies	7	7	7	7
Trois-Frontières Distribution Gaz	-	-	-	-

2.2. Postes de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif

a) Recettes extratarifaires non incitées

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes extratarifaires effectivement perçues par l'ELD pour l'année *N* au titre des participations de tiers et des recettes générées par les prestations annexes récurrentes facturées aux fournisseurs (par exemple, les locations de compteur).

Les montants prévisionnels pris en compte dans le calcul des revenus autorisés prévisionnels pour la période 2026-2029 sont les suivants :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	3 538	3 534	3 588	3 632
R-GDS	1 965	2 003	2 041	2 079
GreenAlp	302	303	304	305
Vialis	119	121	124	126
Gedia	51	52	53	54
Barr Energies	175	178	181	183
Caléo	128	130	133	135
Sorégies	824	797	845	1 102
Trois-Frontières Distribution Gaz	219	221	224	227

b) Écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre :

- les recettes effectivement perçues par l'ELD pour l'année *N* pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs en vigueur au 1^{er} janvier 2025²², à l'exception des prestations annexes récurrentes facturées aux fournisseurs ;
- les recettes qu'aurait perçues l'ELD pour l'année *N* pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs en vigueur au 1^{er} janvier 2025.

c) Recettes au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux montants associés au terme tarifaire d'injection effectivement collectés par l'ELD auprès des producteurs de biométhane, selon les règles suivantes :

Niveau de terme d'injection	Montant collecté (€/MWh injectés par les producteurs s'étant vu attribuer le niveau de terme d'injection concerné)	Timbre capacitaire du terme tarifaire d'injection (€/MWh/j/an installé)
Niveau 3	0,74	53,03
Niveau 2	0,42	
Niveau 1	0,00	

d) Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de cession d'actifs immobiliers ou de terrains

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé.

²² Les formules d'indexation annuelle sont définies par la délibération de la CRE n° 2021-158 du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel.

- e) Recettes au titre des pénalités perçues pour les dépassements de capacités souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T4 et TP

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal au montant des pénalités effectivement perçues par l'ELD pour les dépassements de capacités souscrites pour les consommateurs bénéficiant des options T4 et TP.

Les montants prévisionnels pris en compte dans le calcul des revenus autorisés prévisionnels pour la période 2026-2029 sont les suivants :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	-	-	-	-
R-GDS	-43	-44	-45	-46
GreenAlp	-	-	-	-
Vialis	-	-	-	-
Gedia	-	-	-	-
Barr Energies	-	-	-	-
Caléo	-	-	-	-
Sorégies	-	-	-	-
Trois-Frontières Distribution Gaz	-	-	-	-

2.3. Incitations financières au titre de la régulation incitative

- a) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué, telles que définies :

- dans la délibération de la CRE n°2024-212 pour Vialis, Gedia, Barr Energies ;
- dans la délibération de la CRE n°2024-212 et en annexe 3 de la présente délibération pour R-GDS et Sorégies ;
- en annexe 3 de la présente délibération pour Trois-Frontières.

- b) Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

Les montants de référence pour les dépenses de R&D (pris en compte pour le calcul des revenus autorisés prévisionnels pour la période 2026-2029) sont les suivants :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	40	41	42	43
R-GDS	154	33	-	-
GreenAlp	11	11	11	11
Vialis	10	10	11	11
Gedia	24	24	25	25

Si le montant total des dépenses de R&D (réalisées sur la période 2026-2029) est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour le calcul des revenus autorisés prévisionnels pour la période 2026-2029 recalés de l'inflation réalisée, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

En outre, une incitation à la mutualisation des dépenses de R&D a été introduite dans la présente délibération (partie 2.5.1). Si 30 % des budgets alloués à chaque ELD pour la R&D ne sont pas dépensés dans le cadre d'un ou des projets(s) mutualisé(s), cette partie de l'enveloppe sera restituée aux utilisateurs des réseaux par le biais du solde du CRCP de fin de période tarifaire.

La transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D&I sont assurés, entre autres, par la transmission bisannuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

c) Régulation incitative de la qualité de service

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour les ELD sur les domaines clés de l'activité de l'opérateur. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les ELD à la CRE et rendus publics sur leurs sites internet Fournisseurs et Grand Public.

Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché, sont soumis à un système d'incitation financière.

Les indicateurs de suivi de la qualité de service transmis par les ELD à la CRE doivent être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le mécanisme de suivi de la qualité de service des ELD pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

La liste des indicateurs de qualité de service des ELD définis pour la période 2026-2029 figure en annexe du présent document. Les valeurs des indicateurs sont calculées et remontées à la CRE avec deux décimales.

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies en annexe.

d) Régulation incitative associée à la réalisation d'actions prioritaires

La présente délibération introduit un mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution, par les ELD, d'actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l'innovation à l'externe et le développement de la concurrence sur leur territoire (décrit au § 2.5.3 de la présente délibération).

La CRE incite Régaz-Bordeaux et R-GDS à la mise en œuvre du portail fournisseurs, à l'horizon du 1^{er} janvier 2029, soit à la même échéance que fixée par la CRE pour la mise en œuvre du portail fournisseurs en électricité par Gérédis.

Par ailleurs la CRE pourra introduire en cours de période tarifaire (2026-2029) de nouveaux projets prioritaires qui seront soumis à cette régulation incitative, comme présenté au paragraphe 2.5.3 Les montants des pénalités calculés à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2026.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre de la régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe, est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de ce cette régulation, au titre de l'année *N*.

e) Régulation incitative associée à la maîtrise et à la priorisation des investissements

Le tarif ATRD7 des ELD étend à toutes les ELD le dispositif incitatif à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements (cf. paragraphe 2.3.3.2 de la présente délibération). Le niveau total de l'enveloppe sera corrigé annuellement en fonction du volume de gaz bas-carbone et renouvelable effectivement installé.

Cette trajectoire est la suivante pour chaque ELD :

<i>k€ courants</i>	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	17 103	16 075	16 191	15 945
R-GDS	11 251	10 345	10 318	9 981
GreenAlp	2 599	2 393	2 731	2 465
Vialis	1 913	1 606	1 560	1 626
Gedia	2 345	1 932	1 366	1 178
Barr Energies	1 927	1 169	1 066	1 133
Caléo	1 613	1 123	923	1 043
Sorégies	584	305	302	308
Trois-Frontières Distribution Gaz	796	897	914	932

Les investissements réalisés par les ELD au-delà de cette enveloppe feront l'objet d'un partage à la fin de la période 2026-2029. Les ELD supporteront alors un malus égal à 20 % de l'écart entre la trajectoire prévisionnelle corrigée de l'inflation réalisée²³ et les dépenses réalisées.

Le montant de référence de la régulation incitative relative à la priorisation des investissements est calculé en fin de période tarifaire.

3. Valeurs de référence pour les prévisions de recettes tarifaires

Pour l'ensemble des ELD, les prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés et de souscription annuelle de capacités journalières (en MWh/jour) pour les options T4 et TP, de distance pour le tarif de proximité et de distance pondérées par les coefficients de densité des communes pour le tarif de proximité (en m) sont précisées dans une annexe confidentielle.

Les autres valeurs de référence (prévisions annuelles) sont données ci-après.

ELD dont les comptes sont en année calendaire

Pour les ELD dont les comptes sont en année calendaire du 1^{er} janvier N au 31 décembre N (GreenAlp, Vialis, Gedia, Trois-Frontières Distribution Gaz, Sorégies), pour le passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles, le 1^{er} semestre correspond à la période du 1^{er} janvier au 30 juin N et le 2nd semestre correspond à la période du 1^{er} juillet au 31 décembre N. La ventilation semestrielle est la suivante :

- Pour les quantités de gaz acheminées par option tarifaire l'année N :

ELD concernées	Option tarifaire	1 ^{er} semestre N	2 nd semestre N
GreenAlp	T1	59 % * prévision année N	41 % * prévision année N
	T2	60 % * prévision année N	40 % * prévision année N
	T3	62 % * prévision année N	38 % * prévision année N
	T4	56 % * prévision année N	44 % * prévision année N
Vialis, Gedia, Caléo, Trois-	T1	53 % * prévision année N	47 % * prévision année N
	T2	57 % * prévision année N	43 % * prévision année N

²³ L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852).

Frontières Distribution Gaz et Sorégies	T3	58 % * prévision année N	42 % * prévision année N
	T4	59 % * prévision année N	41 % * prévision année N

- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 1^{er} semestre N :
 $25 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N-1} + 75 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N$
- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 2nd semestre N :
 $75 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N + 25 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N+1}$

Ces deux formules s'appliquent également et de manière identique pour ventiler semestriellement par option tarifaire les prévisions de souscription annuelle de capacités journalières et de distance.

Les recettes semestrielles pour les abonnements, le terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et le terme proportionnel à la distance sont obtenues en multipliant les prévisions semestrielles²⁴ par 50 %.

ELD dont les comptes sont en année gazière

Pour les ELD dont les comptes sont en année « gazière » du 1^{er} octobre $N-1$ au 30 septembre N , pour le passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles, le 1^{er} semestre correspond à la période du 1^{er} octobre $N-1$ au 30 juin N et le 2nd semestre correspond à la période du 1^{er} juillet au 30 septembre N . Concernant le nombre de consommateurs desservis, les prévisions annuelles de Régaz-Bordeaux et R-GDS sont également en année « gazière » du 1^{er} octobre $N-1$ au 30 septembre N , tandis que les prévisions de Barr Energies sont en année calendaire, expliquant la différence de formule de ventilation semestrielle du nombre de consommateurs moyen desservis avec Régaz-Bordeaux et R-GDS. Pour ces 3 ELD, la ventilation semestrielle est la suivante :

Régaz-Bordeaux :

- Pour les quantités de gaz acheminées par option tarifaire l'année N :

Option tarifaire	1 ^{er} semestre N	2 nd semestre N
T1	89 % * prévision année N	11 % * prévision année N
T2	95 % * prévision année N	5 % * prévision année N
T3	93 % * prévision année N	7 % * prévision année N
T4	89 % * prévision année N	11 % * prévision année N

- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 1^{er} semestre N :
 $12,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N-1} + 87,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N$
- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 2nd semestre N :
 $62,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N + 37,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N+1}$

Ces deux formules s'appliquent également et de manière identique pour ventiler semestriellement par option tarifaire les prévisions de souscription annuelle de capacités journalières et de distance.

²⁴ Les prévisions semestrielles étant calculées comme le produit du nombre de consommateurs moyen raccordés au semestre concerné, et du montant annuel prévu par la grille tarifaire de l'ELD.

Les recettes semestrielles pour les abonnements, le terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et le terme proportionnel à la distance sont obtenues en multipliant les prévisions semestrielles²⁵ par 75 % pour le 1^{er} semestre et 25 % pour le 2nd semestre.

R-GDS :

- Pour les quantités de gaz acheminées par option tarifaire l'année N :

Option tarifaire	1 ^{er} semestre N	2 nd semestre N
T1	85 % * prévision année N	15 % * prévision année N
T2	94 % * prévision année N	6 % * prévision année N
T3	93 % * prévision année N	7 % * prévision année N
T4	84 % * prévision année N	16 % * prévision année N

- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 1^{er} semestre N :
 $12,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N-1} + 87,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N$
- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 2nd semestre N :
 $62,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N + 37,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N+1}$

Ces deux formules s'appliquent également et de manière identique pour ventiler semestriellement par option tarifaire les prévisions de souscription annuelle de capacités journalières et de distance.

Les recettes semestrielles pour les abonnements, le terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et le terme proportionnel à la distance sont obtenues en multipliant les prévisions semestrielles²⁶ par 75 % pour le 1^{er} semestre et 25 % pour le 2nd semestre.

Barr Energies :

- Pour les quantités de gaz acheminées par option tarifaire l'année N :

Option tarifaire	1 ^{er} semestre N	2 nd semestre N
T1	89 % * prévision année N	11 % * prévision année N
T2	92 % * prévision année N	8 % * prévision année N
T3	95 % * prévision année N	5 % * prévision année N
T4	83 % * prévision année N	17 % * prévision année N

- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 1^{er} semestre N :
 $37,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N-1} + 62,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N$
- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 2nd semestre N :
 $87,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N + 12,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N+1}$

²⁵ Idem.

²⁶ Idem.

Ces deux formules s'appliquent également et de manière identique pour ventiler semestriellement par option tarifaire les prévisions de souscription annuelle de capacités journalières et de distance.

Les recettes semestrielles pour les abonnements, le terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et le terme proportionnel à la distance sont obtenues en multipliant les prévisions semestrielles²⁷ par 75 % pour le 1^{er} semestre et 25 % pour le 2nd semestre.

a) Valeurs de référence de Régaz-Bordeaux

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	159 971	155 493	151 097	146 728	142 438
T2	1 901 228	1 860 681	1 822 341	1 780 940	1 741 694
T3	758 874	735 790	729 811	691 994	670 502
T4	510 955	493 685	491 434	461 328	445 515

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	70 529	69 894	69 265	68 642	68 024
T2	149 949	147 949	145 949	143 949	141 949
T3	899	878	857	836	815
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

b) Valeurs de référence de R-GDS

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	54 119	53 670	53 222	52 776	52 331
T2	1 459 654	1 431 625	1 404 298	1 377 654	1 351 675
T3	1 059 367	1 048 773	1 038 286	1 027 903	1 017 624
T4	869 833	856 786	843 934	831 275	818 806

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	25 092	24 498	23 905	23 313	22 721
T2	73 442	72 236	71 060	69 913	68 796
T3	1 463	1 448	1 434	1 420	1 405
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

²⁷ Idem.

c) Valeurs de référence de GreenAlp

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	9 943	9 447	8 976	8 529	8 105
T2	292 962	285 108	277 469	270 039	262 812
T3	94 966	88 394	82 116	76 119	70 394
T4	18 696	18 696	18 696	18 696	18 696

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	9 107	8 646	8 209	7 794	7 400
T2	26 056	25 714	25 377	25 045	24 717
T3	189	181	173	165	157
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

d) Valeurs de référence de Vialis

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	8 354	8 167	8 167	8 045	7 924
T2	372 249	369 698	364 355	358 948	353 756
T3	105 397	102 763	99 039	94 318	89 536
T4	208 792	201 984	196 996	200 772	204 830

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	4 452	4 385	4 319	4 254	4 190
T2	24 821	24 643	24 420	24 200	23 982
T3	157	152	151	147	144
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

e) Valeurs de référence de Gedia

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	6 334	6 318	6 303	6 288	6 284
T2	180 069	179 634	179 200	178 766	178 650

T3	90 998	90 779	90 559	90 340	90 281
T4	42 085	41 983	41 882	41 780	41 753

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	2 861	2 851	2 841	2 831	2 821
T2	9 567	9 491	9 415	9 339	9 264
T3	155	154	153	152	150
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

f) Valeurs de référence de Barr Energies

Prévisions de quantités de gaz acheminées (*en MWh*) :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	597	597	597	597	597
T2	219 840	218 340	216 840	215 340	213 840
T3	115 563	115 563	115 563	115 563	115 563
T4	114 000	114 000	114 000	114 000	114 000

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	380	380	380	380	380
T2	11 950	11 900	11 850	11 800	11 750
T3	103	103	100	100	100
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

g) Valeurs de référence de Caléo

Prévisions de quantités de gaz acheminées (*en MWh*) :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	6 666	5 962	5 329	4 758	4 245
T2	126 050	115 703	106 205	97 486	89 483
T3	40 878	39 306	37 733	36 161	34 589
T4	48 028	48 028	48 028	48 028	48 028

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	1 800	1 750	1 700	1 650	1 600
T2	8 820	8 800	8 780	8 760	8 740
T3	52	50	48	46	44
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

h) Valeurs de référence de Sorégies

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	6 322	6 259	6 196	6 134	6 073
T2	76 768	76 001	75 241	74 488	73 743
T3	27 771	27 493	27 218	26 946	26 677
T4	74 409	74 409	74 409	74 409	74 409

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	1 632	1 615	1 599	1 582	1 566
T2	6 604	6 538	6 471	6 405	6 338
T3	42	41	41	40	40
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

i) Valeurs de référence de Trois-Frontières Distribution Gaz

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	4 041	3 911	3 785	3 664	3 546
T2	91 179	88 249	85 412	82 667	80 009
T3	76 594	75 596	71 592	69 976	69 976
T4	64 381	60 909	9 439	3 497	0

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2025	2026	2027	2028	2029
T1	1 522	1 516	1 511	1 505	1 500
T2	6 155	6 132	6 110	6 088	6 066
T3	60	53	52	46	46

Délibération n°2026-15

20 février 2026

T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.

Annexe 2 : Régulation incitative de la qualité de service

1. Indicateurs donnant lieu à incitation financière

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^{er} du mois M+2, par types de consommateurs pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Caléo et Barr Energies 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 Barr Energies 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 Barr Energies, 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 replanification 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^{er} 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	Calcul le 1^{er} du mois M+2, par types de consommateurs, du ratio : <u>[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]</u> (soit trois valeurs suivies : • tous consommateurs confondus, • pour les consommateurs T1/T2, • pour les consommateurs T3/T4/TP)	
Périmètre	• toutes MES avec déplacement (avec/sans pose de compteur), hors MES express • tous fournisseurs confondus • consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement	
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 (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle • objectif de référence : 98 % par an	
Incitations	• versement : à travers le CRCP • calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales	
	Régaz-Bordeaux	• pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 44 200 €
	R-GDS	• pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 44 200 €
	GreenAlp	• pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 44 200 €
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	Calcul le 1^{er} du mois M+2, par types de consommateurs, du ratio : <u>[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]</u> (soit trois valeurs suivies : - tous consommateurs confondus, - pour les consommateurs T1/T2, - pour les consommateurs T3/T4/TP)	
Périmètre	- MHS à la suite d'une résiliation du contrat (excepté les MHS pour impayé), à l'initiative du consommateur - MHS clôturée : lorsque l'acte technique de la MHS est réalisé - tous fournisseurs confondus - consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement	
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 (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	- pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 25 200 €
	R-GDS	- pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 25 200 €
	GreenAlp	- pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 25 200 €
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre	

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

ELD	R-GDS, Vialis, Gedia, Caléo, Barr Energies, Trois-Frontières distribution gaz, Sorégies	
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio : <u>[Nombre d'index réels lus ou auto-relevés durant le trimestre M-2/M de PCE 6M] / [Nombre d'index de PCE 6M transmis durant le trimestre M-2/M]</u> (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 : 2026 : 96,5% 2027 : 97% 2028 : 97,5% 2029 : 98%	
Incitations	- versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales	
	R-GDS	- pénalités : 5 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 5 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 26 000 €
	Vialis	- pénalités : 1 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 1 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 7 800 €
	Gedia	- pénalités : 600 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 600 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 3 120 €
	Caléo	- pénalités : 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 600 €
	Barr Energies	- pénalités : 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 600 €
	Trois-Frontières distribution gaz	- 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^{er} du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du trimestre M-2/M, sur des semaines complètes : <u><i>[Nombre d'heures de disponibilité du portail durant la semaine] / [Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail durant la semaine]</i></u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- portail fournisseur uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs, hors <i>webservices</i> - heures d'ouverture : 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 - valeur plancher des incitations : - 77 000 €
	R-GDS	- pénalités : 11 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 38 500 €
	GreenAlp	- pénalités : 2 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 4 200 €
	Vialis	- pénalités : 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 450 €
	Gedia	- pénalités : 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 450 €
	Sorégies	- pénalités : 800 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 800 €
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre	

1.6 Taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique	
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2, tous types de consommateurs confondus pour GreenAlp et par type de consommateurs pour les autres ELD, du ratio : <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> (soit une valeur suivie pour GreenAlp et deux valeurs suivies pour les autres ELD : - pour les consommateurs T1/T2, - pour les consommateurs T3/T4/TP)	
Périmètre	- tous changements de fournisseurs pour Régaz-Bordeaux, Vialis, Gedia et Sorégies - 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, Barr Energies et Trois-Frontières distribution gaz - tous fournisseurs confondus - tous types de consommateurs confondus pour GreenAlp, consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement 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 : annuelle	
Objectif	2026 : 98% des changements de fournisseurs clôturés dans le délai demandé ; 2027 : 98,5% des changements de fournisseurs clôturés dans le délai demandé ; 2028 : 99% des changements de fournisseurs clôturés dans le délai demandé ; 2029 : 99,5% des changements de fournisseurs clôturés dans le délai demandé.	
Incitations	- versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales	
	Régaz-Bordeaux	- pénalités : 5 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 5 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 50 000 €

	R-GDS	• pénalités : 2 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 2 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 25 000 €
	GreenAlp	• pénalités : 1 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 1 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 10 000 €
	Vialis	• pénalités : 750 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 750 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 7 500 €
	Gedia	• pénalités : 300 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 300 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 3 000 €
	Caléo	• pénalités : 250 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 250 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 2 500 €
	Barr Energies	• pénalités : 250 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 250 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 2 500 €
	Trois-Frontières distribution gaz	• pénalités : 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 200 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 2 000 €
	Sorégies	• pénalités : 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 200 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 2 000 €
Date de mise en œuvre	A compter du 1 ^{er} janvier 2022	

1.7 Taux de réclamations multiples

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Remontée le 1^{er} du mois M+2, du ratio : <u>(Nombre de réclamations multiples pour un même PCE et un même type de réclamation) / (Nombre total de réclamations)</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	• toutes les réclamations reçues par le GRD (dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ou au consommateur) • tous canaux de transmission de la réclamation • tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus
Suivi	• fréquence de calcul : mensuelle • fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle • fréquence de publication : trimestrielle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	• L'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle • Objectif de référence : ○ 2026 : 12,0% ○ 2027 : 12,0% ○ 2028 : 10,0% ○ 2029 : 10,0%

Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - versement : à travers le CRCP	
	Régaz-Bordeaux	- pénalités : 5 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 5 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 50 000 €
	R-GDS	- pénalités : 2 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 2 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 25 000 €
	GreenAlp	- pénalités : 1 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 1 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 10 000 €
	Vialis	- pénalités : 750 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 750 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 7 500 €
	Gedia	- pénalités : 300 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 300 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 3 000 €
	Caléo	- pénalités : 250 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 250 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 500 €
	Barr Energies	- pénalités : 250 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 250 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 500 €
	Trois-Frontières distribution gaz	- pénalités : 200 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 000 €
	Sorégies	- pénalités : 200 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 000 €
Date de mise en œuvre	Mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2026	

1.8 Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Nombre de réclamations clôturées dans les 15 jours calendaires durant le mois M) /</u> <u>(Nombre total de réclamations clôturées durant le mois M)</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ou au consommateur - tous canaux de transmission de la réclamation - tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur ou au consommateur
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle

	• fréquence de publication : trimestrielle • fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	100 % des réclamations écrites ou orales traitées dans les délais (15 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Gedia, Caléo, Barr Energies, Trois-Frontières distribution gaz et Sorégies et 8 jours calendaires pour Vialis)
Incitations	• versement : à travers le CRCP • pénalités : 30 € par réclamation non traitée dans les délais et signalée
Date de mise en œuvre	Mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2026

1.9 Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique	
Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Délai moyen entre la date de réception de la demande et la date de remise au demandeur d'études détaillées adressées au GRD dans le cadre du raccordement d'une installation d'injection de gaz renouvelables et bas-carbone, retraité du délai moyen de validation des zonages de raccordement par la Commission de Régulation de l'Energie observé en année N-1</u> (soit 1 valeur suivie)	
Périmètre	• demandes adressées par un porteur de projet gaz renouvelables et bas-carbone au GRD selon les modalités définies dans la procédure de gestion du registre de capacité (jalon D1) • demandes initialement adressées à un GRT et transférées au GRD	
Suivi	• fréquence de calcul : mensuelle • fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle • fréquence de publication : trimestrielle • fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	• l'incitation financière porte sur la valeur du délai calculé sur une base annuelle • objectif de référence : 120 jours	
Incitations	• calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales • versement : à travers le CRCP	
	Régaz-Bordeaux	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 30 000 €
	R-GDS	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 20 000 €
	GreenAlp	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 10 000 €

	Vialis	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 10 000 €
	Gedia	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 5 000 €
	Caléo	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 5 000 €
	Barr Energies	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 5 000 €
	Trois-Frontières distribution gaz	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 2 500 €
	Sorégies	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 2 500 €
Date de mise en œuvre	Mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2026	

1.10 Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, de la valeur : <u>Nombre total de réclamations de producteurs consécutives au raccordement d'une installation de gaz renouvelables et bas-carbone clôturées durant le mois M</u> (soit 1 valeur suivie)
Périmètre	- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD à un producteur de gaz renouvelables et bas-carbone - tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au producteur
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - fréquence de publication : trimestrielle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	Aucune réclamation consécutive au raccordement d'une installation de gaz renouvelables et bas-carbone dans le mois
Incitations	- pénalités : 100 € par réclamation - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	Mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2026

2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service

2.1 Taux de raccordements réalisés dans les délais

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>[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)] / [Nombre de raccordements réalisés (mis en gaz pour R-GDS) durant le trimestre M-2/M]</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous raccordements de densification pour Régaz-Bordeaux et R-GDS - tous raccordements confondus pour GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo, Barr Energies, Trois-Frontières distribution gaz et Sorégies - tous consommateurs confondus - tous fournisseurs 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

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

ELD	Régaz-Bordeaux et R-GDS
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio : <u>[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] / [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 J]</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	• toutes valeurs effectivement relevées • aucune valeur de repli / remplacement prise en compte • tous fournisseurs confondus • tous PITD du GRD 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

2.3 Amplitude des comptes d'écart distribution (CED)

ELD	Toutes les ELD en profilage total : Régaz-Bordeaux et R-GDS
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Valeur absolue de la somme des CED du mois M en énergie</u> (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

2.4 Nombre de réclamations de fournisseurs

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Nombre total de réclamations écrites de fournisseurs clôturées durant le trimestre M-2/M</u> (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
-----------------------	-------------------

2.5 Nombre de réclamations de consommateurs

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u><i>Nombre total de réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) de consommateurs clôturées durant le trimestre M-2/M</i></u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	• toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur • toutes réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) uniquement • 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 consommateur
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

2.6 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^{er} du mois d'octobre de l'année A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies et le 1^{er} du mois de janvier de l'année A+1 pour GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo et Sorégies, du ratio : <u>(Tonnes de gaz à effet de serre (équivalent CO₂) émis dans l'atmosphère sur l'année A [d'octobre A-1 à septembre A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies]) / (Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A [d'octobre A-1 à septembre A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies])</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- fuites linéiques de méthane - émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations - émissions des véhicules de la flotte du GRD et de ses bâtiments - le résultat de l'indicateur est affiché avec l'indication des quantités de gaz acheminées pendant l'année calendaire
Suivi	- fréquence de calcul : annuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	A compter du 1 ^{er} janvier 2022

2.7 Fuites de méthane émises dans l'atmosphère

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois d'octobre de l'année A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies et le 1^{er} du mois de janvier de l'année A+1 pour GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo et Sorégies, du ratio : <u>(Quantités de méthane émises dans l'atmosphère sur l'année A [d'octobre A-1 à septembre A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies]) / (Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A [d'octobre A-1 à septembre A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies])</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- fuites linéiques de méthane - émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations
Suivi	- fréquence de calcul : annuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	A compter du 1 ^{er} janvier 2022

2.8 Volumes de pertes rapportés aux quantités distribuées

ELD	Régaz-Bordeaux et R-GDS
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois d'octobre de l'année A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies et le 1^{er} du mois de janvier de l'année A+1 pour GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo et Sorégies, du ratio : <u>(volumes de pertes) / (volumes des quantités distribuées sur l'année calendaire A [d'octobre A-1 à septembre A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies])</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE existants - tous fournisseurs confondus

Suivi	• fréquence de calcul : annuelle • fréquence de remontée à la CRE : annuelle • fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	A compter du 1 ^{er} janvier 2022

3. Indicateurs suivis sans incitation financière relatifs aux gaz renouvelables et bas carbone

Les indicateurs suivis sans incitation présentés ci-dessous concernent toutes les ELD au tarif spécifique.

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux de gaz renouvelables et bas-carbone écrêtés	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, de la valeur, pour chaque zonage validé par la CRE : <u>Volumes écrêtés de gaz renouvelables et bas-carbone sur le zonage / Capacité maximale d'injection du zonage</u> (soit 1 valeur suivie) ²⁸	- Sommes des volumes non injectés correspondant à la différence entre la capacité maximale d'injection et le débit injecté. - Tous les volumes écrêtés même si le producteur a pu se rattraper dans les heures ou jours qui suivent la période de saturation, à l'exception des volumes non injectés en raison d'un choix du producteur.	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2026
Délais moyens de mise en exploitation des renforcements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Délai moyen entre la date de validation par la CRE du renforcement associé au développement des gaz renouvelables et bas-carbone et la date de mise en exploitation du renforcement</u> (soit 1 valeur suivie)	• Demandes adressées par le GRD à la CRE dans le cadre de la validation des investissements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2026

28

$$\frac{\sum_{\text{sur tous les producteurs du zonage } i} (\sum_{\text{durée de saturation } [h]} \text{MAX}(0; C_{\text{max}}^{\text{prod},i} - \text{Débit}_{\text{prod},i} \text{ pendant la saturation})) [N m^3/h]}{\text{durée du mois } [h] \times \sum_{\text{sur tous les producteurs du zonage } i} C_{\text{max}}^{\text{prod},i} [N m^3/h]}$$

Délais moyens de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone	Remontée le 1^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Délai moyen entre la date de réception de la demande (jalón D1) et la date de mise en service de l'unité de production (jalón D8). La date faisant foi pour le jalón D8 est la date de signature du procès-verbal (PV) de mise en service par l'opérateur</u> (soit 1 valeur suivie)	• demandes adressées par un porteur de projet au GRD selon les modalités définies dans la procédure de gestion du registre de capacité (jalón D1) • demandes initialement adressées à un GRT et transférées au GRD	Trimestrielle	1^{er} janvier 2026
--	---	---	----------------------	------------------------------------

Annexe 3 : Indicateurs de suivi de la performance du système de comptage évolué des ELD

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

Cette régulation incitative de la performance dédiée aux compteurs évolués complète le mécanisme de suivi de la qualité de service des opérateurs précisé en annexe 2 de la présente délibération.

1. Indicateurs donnant lieu à incitation financière

1.1 Taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs évolués

ELD	Régaz, GreenAlp, R-GDS, Vialis, Gedia, Barr Energies, Sorégies, Caléo, Trois-Frontières
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé²⁹ 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)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques et de mise hors service (MHS) (relèves de souscription non prises en compte) - tous index mesurés (y compris autorelevés) et calculés - tous fournisseurs confondus - calcul en J + 2
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 : ○ pour Régaz-Bordeaux : • pour 2026 : 99,8 % • pour 2027 : 99,8 % • pour 2028 : 99,8 % • pour 2029 : 99,8 % ○ pour GreenAlp : • pour 2026 : 99,7 % • pour 2027 : 99,8 % • pour 2028 : 99,8 % • pour 2029 : 99,8 % ○ pour R-GDS et Sorégies : • pour 2026 : 98,5 % • pour 2027 : 99,0 % • pour 2028 : 99,7 % • pour 2029 : 99,7 % ○ pour Vialis, Gedia, Barr Energies et Caléo : • pour 2026 : 91,0 % • pour 2027 : 93,0 %

²⁹ Les compteurs au « statut télérelevé » sont des compteurs équipés (compteurs intégrés ou compteurs classiques équipés d'un module) et communicants.

	• pour 2028 : 98,5 % • pour 2029 : 99,0 % ○ Pour Trois-Frontières : • pour 2027 : 91,0 % • pour 2028 : 95,0 % • pour 2029 : 98,5 %
	- 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
Régaz	• valeur plancher des incitations : - 77 000 € par an
GreenAlp	• valeur plancher des incitations : - 32 000 € par an
R-GDS	• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 37 000 € • pour 2027 : - 51 000 € • pour 2028 : - 57 000 € • pour 2029 : - 57 000 €
Vialis	• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 6 000 € • pour 2027 : - 10 000 € • pour 2028 : - 13 000 € • pour 2029 : - 17 000 €
Gedia	• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 4 000 € • pour 2028 : - 6 000 € • pour 2029 : - 8 000 €
Barr Energies	• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 3 000 € • pour 2027 : - 5 000 € • pour 2028 : - 6 000 € • pour 2029 : - 7 000 €
Sorégies	• valeur plancher des incitations : - 6000 € par an
Caléo	• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 4 000 € • pour 2028 : - 5 000 € • pour 2029 : - 7 000 €
Trois-Frontières	• valeur plancher des incitations : • pour 2027 : - 2 000 € • pour 2028 : - 4 000 € • pour 2029 : - 6 000 €
	suivi et mise en œuvre des incitations : • Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2020

	• GreenAlp : 1^{er} janvier 2021 • R-GDS et Sorégies : 1^{er} janvier 2024 • Vialis, Barr Energies, Caléo et Gedia : 1^{er} janvier 2026 • Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2027
--	--

1.2 Taux d'index cyclique mesurés sur le périmètre des compteurs évolués

ELD	Régaz, GreenAlp, R-GDS, Vialis, Gedia, Barr Energies, Sorégies, Caléo, Trois-Frontières	
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Nombre d'index cycliques mesurés sur les PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus durant le mois M) / (Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un CDG-F, durant le mois M)</u> (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 : ○ pour Régaz-Bordeaux : • pour 2026 : 99,0 % • pour 2027 : 99,0 % • pour 2028 : 99,0 % • pour 2029 : 99,0 % ○ pour GreenAlp : • pour 2026 : 98,5 % • pour 2027 : 99,0 % • pour 2028 : 99,0 % • pour 2029 : 99,0 % ○ pour R-GDS et Sorégies : • pour 2026 : 96,0 % • pour 2027 : 97,0 % • pour 2028 : 98,5 % • pour 2029 : 98,5 % ○ pour Vialis, Gedia, Barr Energies et Caléo : • pour 2026 : 94,0 % • pour 2027 : 95,5 % • pour 2028 : 96,0 % • pour 2029 : 97,0 % ○ Pour Trois-Frontières : • pour 2027 : 94,0 % • pour 2028 : 95,5 % • pour 2029 : 96,0 %	
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - versement : à travers le CRCP	
	Régaz	• pénalités : (3 € 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 : $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 77 000 € par an
	GreenAlp	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2026, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence de 2027 à 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence de 2027 à 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 32 000 € par an
	R-GDS	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 37 000 € • pour 2027 : - 51 000 € • pour 2028 : - 57 000 € • pour 2029 : - 57 000 €
	Vialis	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 6 000 € • pour 2027 : - 10 000 € • pour 2028 : - 13 000 € • pour 2029 : - 17 000 €
	Gedia	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 4 000 € • pour 2028 : - 6 000 € • pour 2029 : - 8 000 €
	Barr Energies	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année

		• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 3 000 € • pour 2027 : - 5 000 € • pour 2028 : - 7 000 € • pour 2029 : - 8 000 €
	Sorégies	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 6000 € par an
	Caléo	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 4 000 € • pour 2028 : - 5 000 € • pour 2029 : - 7 000 €
	Trois-Frontières	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2027 : - 2 000 € • pour 2028 : - 4 000 € • pour 2029 : - 5 000 €
Date de mise en œuvre	suivi et mise en œuvre des incitations : • Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2020 • GreenAlp : 1^{er} janvier 2021 • R-GDS et Sorégies : 1^{er} janvier 2024 • Vialis, Barr Energies, Caléo et Gedia : 1^{er} janvier 2026 • Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2027	

1.3 Taux d'index cycliques calculé 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs évolués

Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont un index cyclique calculé pour la 3^{ème} fois consécutive ou plus a été reçu durant le mois M) / (Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un CAD, durant le mois M)</u> (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 : ○ pour Régaz-Bordeaux : • pour 2026 : 0,4 % • pour 2027 : 0,4 % • pour 2028 : 0,4 % • pour 2029 : 0,4 % ○ pour GreenAlp : • pour 2026 : 0,5 % • pour 2027 : 0,4 % • pour 2028 : 0,4 % • pour 2029 : 0,4 % ○ pour R-GDS et Sorégies : • pour 2026 : 2,0 % • pour 2027 : 1,5 % • pour 2028 : 0,5 % • pour 2029 : 0,5 % ○ pour Vialis, Gedia, Barr Energies et Caléo : • pour 2026 : 4,0 % • pour 2027 : 3,0 % • pour 2028 : 2,0 % • pour 2029 : 1,5 % ○ Pour Trois-Frontières : • pour 2027 : 4,0 % • pour 2028 : 3,0 % • pour 2029 : 2,0 %	
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - versement : à travers le CRCP	
	Régaz	• pénalités : (3 € 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 : (3 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 52 000 € par an

	GreenAlp	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2026, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence de 2027 à 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence de 2027 à 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 25 000 € par an
	R-GDS	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 25 000 € • pour 2027 : - 34 000 € • pour 2028 : - 38 000 € • pour 2029 : - 38 000 €
	Vialis	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 4 000 € • pour 2027 : - 7 000 € • pour 2028 : - 9 000 € • pour 2029 : - 11 000 €
	Gedia	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 3 000 € • pour 2028 : - 4 000 € • pour 2029 : - 6 000 €

	Barr Energies	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 3 000 € • pour 2028 : - 4 000 € • pour 2029 : - 5 000 €
	Sorégies	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 4000 € par an
	Caléo	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 1 000 € • pour 2027 : - 3 000 € • pour 2028 : - 4 000 € • pour 2029 : - 5 000 €
	Trois-Frontières	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2027 : - 1 000 € • pour 2028 : - 3 000 € • pour 2029 : - 4 000 €
Date de mise en œuvre	suivi et mise en œuvre des incitations : • Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2020 • GreenAlp : 1^{er} janvier 2021 • R-GDS et Sorégies : 1^{er} janvier 2024 • Vialis, Barr Energies, Caléo et Gedia : 1^{er} janvier 2026 • Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2027	

2 Indicateurs de suivi pour le suivi des niveaux de performance du système de comptage évolué des ELD

2.1 Indicateur existant

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux d'index rectifiés sur le périmètre des compteurs communicants	Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(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)</u> - (soit une valeur suivie)	- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous index publiés (y compris les index calculés) - toutes corrections d'index issues de contestations , réclamations ou détections d'incidents à l'initiative du GRD	Annuelle	suivi : Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2020 GreenAlp : 1^{er} janvier 2021 R-GDS et Sorégies : 1^{er} janvier 2024 Vialis, Barr Energies, Caléo et Gedia : 1^{er} janvier 2026 Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2027

2.2 Nouveaux indicateurs de suivi pour la période 2026-2029

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées aux données de consommation, par nature	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Nombre total de réclamations relatives aux données de consommation émises par des clients finals ou des fournisseurs clôturées dans le mois M</u> (soit 5 valeurs suivies : - Total - Qualité des données affichées - Accès au portail - Accès aux données - Autres motifs)	- toutes réclamations liées aux données de consommation provenant des compteurs communicants - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client final ou au fournisseur - tous médias de transmission de la réclamation : écrit, oral ou internet - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au client final ou au fournisseur - tous fournisseurs confondus	Annuelle	GreenAlp : 1^{er} janvier 2026 Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2026 Sorégies : 1^{er} janvier 2026 R-GDS : 1^{er} janvier 2027 Vialis, Barr Energies, Caléo et Gedia : 1^{er} janvier 2029 Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2029
Taux de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées aux données de consommation	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>(Nombre total de réclamations relatives aux données de consommation émises par des clients finals ou des fournisseurs clôturées dans le mois M) / (Nombre total de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un CAD)</u>	- toutes réclamations liées aux données de consommation provenant des compteurs communicants - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client final ou au fournisseur - tous médias de transmission de la réclamation :	Trimestrielle	GreenAlp : 1^{er} janvier 2026 Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2026 Sorégies : 1^{er} janvier 2026 R-GDS : 1^{er} janvier 2027 Vialis, Barr Energies, Caléo et Gedia : 1^{er} janvier 2029 Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2029

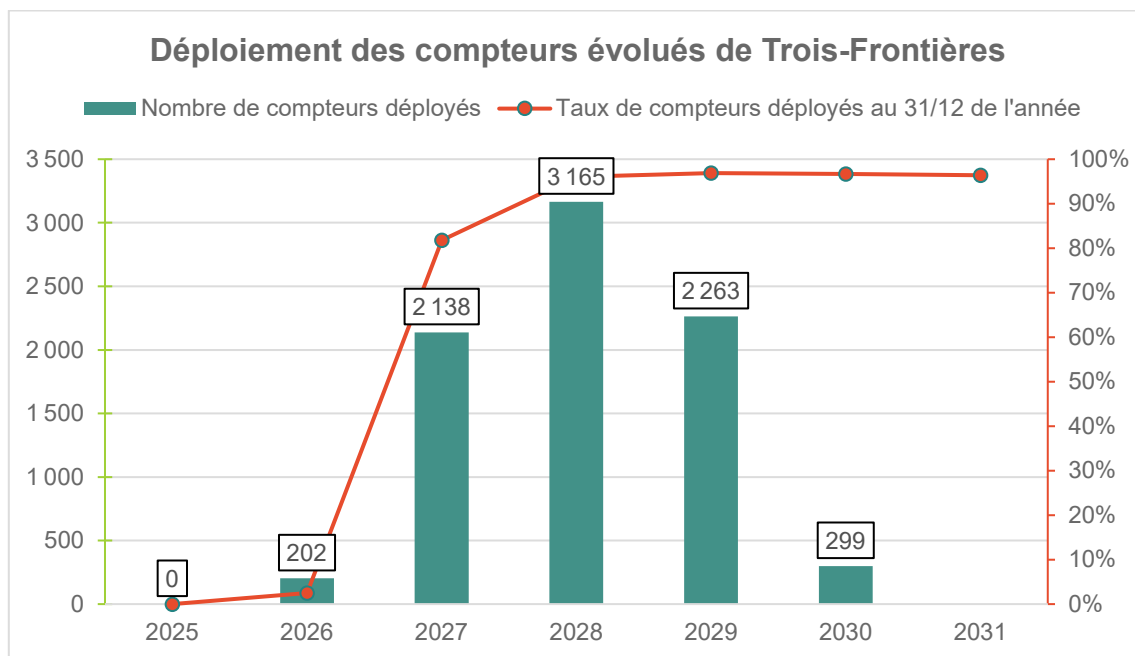
	(soit une valeur suivie)	écrit, oral ou internet - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au client final ou au fournisseur - tous fournisseurs confondus		
--	--------------------------	--	--	--

Taux de mise à disposition des données aux consommateurs finals	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du mois M, sur des semaines complètes : <u>(Nombre de demandes fructueuses (=consommateurs ayant accédé à l'ensemble de leurs données de consommation) de visualisation de données de consommation durant la semaine) / (Nombre de demandes de visualisation de données de consommation faites durant la semaine)</u> (soit une valeur suivie)	- consommateur s ayant créé un compte sur le site de mise à disposition des données de consommation - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé rattachés à un compte consommateur - TICC pour les données journalières et horaires	Trimestrielle	GreenAlp : 1^{er} janvier 2026 Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2026 Sorégies : 1^{er} janvier 2026 R-GDS : 1^{er} janvier 2027 Vialis, Barr Energies, Caléo et Gedia : 1^{er} janvier 2029 Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2029
Nombre de demandes de passage au pas horaire	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 des valeurs : - pour le passage au pas horaire : <u>(Nombre de passages au pas horaire clôturés durant le mois M)</u> - pour le retour au pas journalier : <u>(Nombre de retours au pas journalier clôturés durant le mois M)</u> (soit deux valeurs suivies)	- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - toute demande jugée recevable par le GRD, au sens de la « Procédure de passage au pas horaire » définie dans le cadre du GTG - tous fournisseurs confondus	Trimestrielle	GreenAlp : 1^{er} janvier 2026 Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2026 Sorégies : 1^{er} janvier 2026 R-GDS : 1^{er} janvier 2027 Vialis, Barr Energies, Caléo et Gedia : 1^{er} janvier 2029 Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2029

Taux de passages au pas horaire réalisés dans les délais demandés	Remontée le 1^{er} du mois M+2 des ratios : - pour le passage au pas horaire : <u>(Nombre de passages au pas horaire réalisés durant le mois 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 de passages au pas horaire clôturés durant le mois M)</u> - pour le retour au pas journalier : <u>(Nombre de passages au pas journalier durant le mois M pour les PCE T1/T2 au statut télérelevé dont la prestation « passage au pas horaire » est arrivée à échéance durant le mois M) / (Nombre de retours au pas journalier clôturés durant le mois M)</u> (soit deux valeurs suivies)	- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - toute demande jugée recevable par le GRD, au sens de la « Procédure de passage au pas horaire » définie dans le cadre du GTG - tous fournisseurs confondus	Trimestrielle	GreenAlp : 1^{er} janvier 2026 Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2026 Sorégies : 1^{er} janvier 2026 R-GDS : 1^{er} janvier 2027 Vialis, Barr Energies, Caléo et Gedia : 1^{er} janvier 2029 Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2029
--	---	---	----------------------	---

Annexe 4 : Régulation incitative des délais de déploiement pour le projet de comptage évolué de Trois-Frontières

La présente section de l'annexe détaille les paramètres relatifs à la régulation incitative des délais de déploiement et des coûts d'investissement de comptage retenus par la CRE pour le projet de comptage évolué de Trois-Frontières.



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

Taux de déploiement à atteindre au :	31 décembre 2027	31 décembre 2028	31 décembre 2029
	81,79 %	96,07 %	96,88 %
Pénalité si non-respect du taux de déploiement	-	10 % du coût des compteurs	14 % du coût des compteurs

Annexe 5 : Trajectoires de référence des coûts unitaires des actifs de comptage et formule d'indexation associée de Trois-Frontières
(Annexe confidentielle)

Annexe 6 : Répartition des montants des pénalités entre les ELD aux tarifs spécifiques, en cas de non-réalisation dans les délais des actions identifiées comme « prioritaires » dans le cadre du dispositif de régulation incitative

ELD	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	1 200	2 400	4 800	144 000
R-GDS	600	1 200	2 400	72 000
GreenAlp	220	440	880	26 400
Vialis	180	360	720	21 600
Gedia	74	148	296	8 880
Caléo	58	116	232	6 960
Barr Energies	68	136	272	8 160
Trois-Frontières Distribution Gaz	50	100	200	6 000
Sorégies	50	100	200	6 000
Total	2 500	5 000	10 000	300 000

Annexe 7 : Valeurs de référence pour les options T4 et le tarif de proximité (annexe confidentielle)