

Décision du CoRDIS

N° 14-38-25

Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie du 6 juillet 2026 sur une demande de règlement d'un différend qui oppose la société UNIGEO à la société GRDF.

Objet du différend

Le différend porte sur le calcul du taux de rentabilité pour le raccordement au réseau public de distribution de gaz naturel d'une installation de réseau de chaleur urbain.

Conclusions des parties

Pour le demandeur

Par une saisine enregistrée le 11 juin 2025 sous le numéro 14-38-25 et deux mémoires complémentaires enregistrés le 22 août 2025 et le 25 septembre 2025, la société publique locale UNIGEO (« UNIGEO ») demande au comité de règlement des différends et des sanctions (le CoRDIS ou le « comité ») de :

- dire que la société GRDF a manqué à son obligation de transparence dans la communication des conditions et des méthodes de calcul de la participation au titre du raccordement du site de production d'UNIGEO ;
- enjoindre en conséquence à la société GRDF de :
 - porter à sa connaissance l'ensemble des conditions et des méthodes de calcul des participations qui ont servi pour formuler la proposition de raccordement du 5 décembre 2024 ;
 - justifier et détailler le périmètre de facturation de la contribution mise à la charge d'UNIGEO au titre de l'article L. 453-2 du Code de l'énergie ;
 - régulariser et actualiser la proposition de raccordement de la société GRDF du 5 décembre 2024 ;
- enjoindre à la société GRDF de prendre en compte dans le calcul de la participation demandée à UNIGEO les éléments suivants :
 - une durée de consommation de trente ans, cohérente avec la durée de la convention de délégation de service public consentie à UNIGEO et à l'usage nécessairement pérenne compte tenu de la nature de service public de l'activité d'UNIGEO qui dessert des consommateurs finaux d'énergie ;
 - un volume de consommation de 47 GWh PCS annuel conformément au profil de consommation de l'installation d'UNIGEO.
- dire en conséquence, que la participation demandée par la société GRDF à UNIGEO doit être ramenée à la somme de 1 410,73 euros HT, correspondant au forfait à régler pour réaliser un branchement ;
- imposer à la société GRDF de faire parvenir à UNIGEO une nouvelle proposition de raccordement comprenant une participation prenant en compte les éléments ci-avant rappelés dans un délai de 15 jours à compter de la notification de la décision du CoRDIS ;
- prononcer à l'encontre de la société GRDF une astreinte de 400 euros par jour de retard à compter du délai de 15 jours précité en application de l'article L. 134 20 du Code de l'énergie.

UNIGEO soutient que :

- GRDF est tenue de justifier le choix de la solution de raccordement et, à ce titre, de communiquer au demandeur le détail du calcul du coût de l'opération de raccordement ainsi que les éléments financiers lui permettant de calculer le taux de rentabilité de l'opération, au titre de l'obligation d'information mise à la charge des gestionnaires du réseau public de distribution de gaz prévue par les dispositions de l'article L. 453-2 du code de l'énergie ;
- les informations transmises par GRDF relatives, d'une part, aux hypothèses prises en compte dans le calcul du rapport entre la somme actualisée des bénéfices et la somme actualisée des dépenses d'investissement à réaliser (le « rapport B/I ») et, d'autre part, à l'intitulé et la nature des travaux énoncés au sein de l'étude d'avant-projet sommaire (APS), ne lui permettent pas d'établir sa propre estimation ni de signer le contrat de raccordement en toute connaissance de cause ;
- il résulte de l'article R. 453-1 du code de l'énergie ainsi que de l'arrêté du 28 juillet 2008 fixant le taux de référence pour la rentabilité des opérations de desserte gazière, mentionné à l'article 36 de la loi n° 2006 1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie que, pour déterminer la rentabilité de la demande de raccordement, la période de calcul de référence maximale est de trente ans, et les investissements pris en compte sont ceux relatifs aux canalisations de distribution et aux postes de détente nécessaires à l'extension du réseau de distribution ;
- aux termes de la décision n° 17-38-22 du 11 avril 2023 du CoRDIS, les travaux d'extension des raccordements aux réseaux publics de distribution consistent en la création de canalisations qui ne desservent que la parcelle du demandeur au raccordement et aucun passage de cette décision du CoRDIS n'indique que les travaux de renforcement peuvent être analysés comme des travaux d'extension ;
- c'est à tort que GRDF a, pour calculer le taux de rentabilité de l'opération, inclus les travaux de renforcement du réseau dans les investissements à réaliser, dès lors qu'ils emportent le renouvellement des ouvrages de réseau concernés et font, à cet égard, l'objet d'un financement par le tarif perçu par la société GRDF indépendamment des demandes de raccordement ; que cette dépense constitue donc une dépense normale du gestionnaire de réseau, de sorte que ces travaux de renforcement ne peuvent ainsi pas affecter le montant de la participation du demandeur ;
- seuls les investissements nécessaires à l'extension du réseau de distribution doivent être pris en compte dans le calcul permettant de déterminer le taux de rentabilité de la demande et GRDF ne justifie pas, en l'espèce, en quoi sont nécessaires les travaux d'extension ;
- alors que GRDF indique que ces renforcements seraient rendus nécessaires compte tenu de la nécessité de maîtriser les incidents d'exploitation en l'espèce, les travaux envisagés bénéficieront donc à l'ensemble des usagers du réseau public de distribution de gaz situés dans la zone et UNIGEO ne saurait supporter les coûts liés aux installations permettant de garantir le secours des différents abonnés du réseau de distribution de gaz ;
- GRDF indique que la puissance d'injection/soutirage rend nécessaire le renforcement du réseau alors qu'elle ne retient qu'une consommation prévisionnelle annuel de 4 MWh PCS pour le calcul du rapport B/I ;
- GRDF retient de manière discrétionnaire une consommation de seulement 4 MWh PCS par an, en totale incohérence avec les données de consommation indiquées par UNIGEO de 53 000 MWh par an et affinées ensuite à 47 000 MWh PCS par an, mais aussi avec le débit maximal de 386 MWh PCS par jour retenu au sein des deux études APS transmise par GRDF, qui équivaut à 50 000 MWh consommés en 130 jours ; qu'aucune disposition ni aucune délibération de la CRE n'autorise la société GRDF à retenir une autre consommation prévisionnelle que celle estimée par le demandeur au raccordement ; contrairement à ce que soutient GRDF, les centrales à gaz auront vocation à fonctionner près de 180 jours par an, de sorte qu'elles participeront à l'approvisionnement du réseau de chaleur à hauteur de 36 % ;
- l'analyse des caractéristiques de fonctionnement de l'installation à raccorder contredit l'affirmation de GRDF selon laquelle il existerait une très forte probabilité que la répartition des énergies dans le mix énergétique soit amenée à évoluer au détriment du gaz ;
- GRDF fait preuve d'incohérence en ce qu'elle compare la consommation du RCU des Lilas avec 14 autres RCU, qui représentent moins de 2 % du nombre total de RCU en France (plus de 800) et dont ni les caractéristiques de fonctionnement énergétique ni les volumes de vente de chaleur ne sont détaillés, alors qu'il est indispensable de prendre en compte non seulement des réseaux de chaleur fonctionnant à base de géothermie profonde mais également des

réseaux présentant le même niveau de vente de chaleur, ce qui n'est pas le cas des RCU mis en exergue par GRDF ;

- la durée de trois ans retenue par GRDF dans son calcul du rapport B/I ne reflète pas la réalité du projet et est bien trop courte pour servir de base à un calcul devant déterminer le taux de rentabilité du raccordement d'une centrale de géothermie censée alimenter un réseau de chaleur dont l'exploitation fait l'objet d'une convention de délégation de service public conclue pour une durée de trente ans ; par ailleurs, l'installation de production de chaleur alimentant le réseau de chaleur raccordé au réseau de distribution de gaz aura précisément pour objet d'alimenter en chauffage et en eau chaude, issus de la géothermie, les logements des abonnés du réseau, pour lesquels la durée de référence retenue est de trente ans ;
- l'affirmation de GRDF selon laquelle les réseaux automatiquement classés consommeraient moins de gaz naturel est fautive car ce classement est conditionné à ce que 50 % de la chaleur utilisée provienne d'une source renouvelable, ce qui n'entraînerait donc pas une baisse dans le cas du RCU des Lilas puisque le mix énergétique de la centrale sera d'environ 40 % de gaz naturel et de 60 % de chaleur issue de la géothermie ;
- son dossier de raccordement a été traité de manière diamétralement opposée à celui du RCU de Drancy dont la puissance installée des chaudières est inférieure à celle des Lilas, et pour lequel le niveau de consommation pris en compte par GRDF est de 22 000 MWh PCS par an, sur une durée de 10 ans et non de 3 ans, alors que le principe de fonctionnement entre les deux réseaux est le même ;
- plus largement, le calcul du rapport B/I effectué par GRDF n'est pas fondé sur les éléments prévus par les textes applicables mais prend en compte des éléments extérieurs, tels que le risque de perte de revenus pour GRDF du fait du développement des réseaux de chaleurs urbains (RCU) ou le risque de débranchement des petits consommateurs au réseau public de distribution de gaz naturel, qui sont sans lien avec la demande de raccordement du RCU des Lilas

Par deux mémoires en réponse enregistrés les 22 juillet, 10 septembre et 22 décembre 2025 la société GRDF (« GRDF ») demande au comité de :

- considérer qu'au cas présent, la participation d'UNIGEO aux travaux de raccordement s'élève à 790 664 euros HT en tenant compte des hypothèses retenues par GRDF pour calculer le rapport B/I ;
- rejeter les demandes d'UNIGEO.

GRDF soutient que :

- GRDF n'a pas manqué à son devoir de transparence car elle a transmis le 18 décembre 2024 l'étude relative au projet développé par UNIGEO, laquelle comportait le délai de raccordement, une description technique du détail des travaux nécessaires au raccordement de la centrale déployée par UNIGEO, les montants rattachés à ces travaux et le montant global de la contribution demandée à UNIGEO ainsi qu'une référence au rapport B/I, et qu'elle a ensuite communiqué à UNIGEO le calcul détaillé de ce rapport ;
- UNIGEO a été non seulement en mesure d'apprécier la pertinence des choix techniques et les méthodes utilisées afin de déterminer le tracé de raccordement, mais elle a également participé à des réunions relatives au tracé du réseau de distribution et n'a pas jugé utile de formuler des observations sur la nécessité de ces travaux, ni pendant la préparation du tracé définitif, ni après la transmission de celui-ci ;
- aux termes de l'article R. 453-1 du code de l'énergie, GRDF peut demander une participation au demandeur, dès lors que le raccordement envisagé présente une rentabilité inférieure au seuil de rentabilité minimale fixé par arrêté, laquelle est calculée en tenant compte des coûts non couverts par les recettes prévisionnelles restant à la charge du gestionnaire de réseau, en appliquant les méthodes de calcul déterminées par le ministre chargé de l'énergie pour arrêter le taux de rentabilité de la desserte gazière et en tenant compte d'un bénéfice raisonnable susceptible d'être attendu de l'extension du réseau de distribution ;
- la notion d'extension du réseau de distribution de gaz est assimilable à celle du réseau d'électricité et les travaux de renforcement, qui sont ceux réalisés en raison d'une demande de raccordement spécifique nécessitant des changements importants de matériaux du fait d'un débit très supérieur à celui pour lequel le réseau est conçu, peuvent donc être qualifiés de

- travaux d'extension, dès lors que les ouvrages à créer n'ont pas vocation à alimenter d'autres installations et que ces travaux ne sont pas financés par d'autres tarifs ;
- en l'espèce, l'étude de faisabilité réalisée par GRDF a conclu à la nécessité des travaux de raccordement sur le réseau pour prendre en compte le débit maximum nécessaire au RCU et éviter la dégradation des conditions d'exploitation ;
 - l'extension du réseau à hauteur de 156 mètres n'a vocation qu'à desservir le RCU déployé par UNIGEO et doit donc être prise en compte dans les investissements au sens du rapport B/I, tout comme les opérations de maillage qui consistent, quant à elles, à poser une nouvelle conduite entre deux conduites existantes afin de créer un flux gazeux permettant l'acheminement du gaz naturel vers une zone existante, et sont donc des opérations de renforcement du réseau découlant directement du raccordement du demandeur ; les travaux de renforcement à hauteur de 783 mètres portent quant à eux sur l'adaptation des canalisations en raison du volume requis pour faire fonctionner les chaufferies de la centrale d'UNIGEO et ne sont rendus nécessaires que par le projet porté par UNIGEO, sans que ce renforcement soit nécessaire à d'autres clients et ne correspondent ainsi aucunement à un renouvellement du réseau qui devrait alors être pris en charge par le tarif de distribution ATRD ;
 - GRDF dispose d'une liberté d'appréciation pour déterminer la valeur des critères à prendre en compte dans le calcul du rapport B/I dès lors que ce calcul ne contrevient pas aux principes et obligations relatives à la gestion des réseaux de distribution de gaz, ce qui est confirmé par la délibération CRE n°2025-161 du 19 juin 2025 qui prévoit que le calcul des recettes prévisionnelles est déterminé par GRDF « *en fonction des caractéristiques du client* » ; il revient donc à GRDF de déterminer le calcul des recettes prévisionnelles, sans être tenue par les seuls volumes de consommation prévisionnels déclarés par le demandeur de raccordement ;
 - que le rapport B/I vise à couvrir les coûts de raccordement d'un projet, alors que le tarif ATRD vise, quant à lui, à couvrir les coûts de maintenance, de sorte que le rapport B/I ne fait pas doublon avec les termes tarifaires de l'ATRD ;
 - il n'existe aucune contradiction entre un dimensionnement du réseau nécessitant des travaux de renforcement et la prise en compte d'un volume annuel faible car l'utilisation spécifique des RCU en « *Appoints-Secours* » se caractérise par des besoins ponctuels et une consommation volatile, imprévisible et, dans tous les cas, très limitée sur l'année, nécessitant une puissance de soutirage instantanée importante qui interviennent pendant les périodes hivernales où la demande de pointe est la plus importante, sans commune mesure avec les coûts d'exploitation-maintenance qu'ils induisent pour le réseau ;
 - le volume prévisionnel de consommation déclaré par UNIGEO est basé sur un mix énergétique à hauteur de 64 % géothermie et de 36 % de gaz, qui n'est pas contractuel et ne porte en soi aucun engagement vis-à-vis du gaz et ce, alors qu'il y a une très forte probabilité, au vu des évolutions techniques et réglementaires, que la répartition des énergies dans le mix énergétique soit amenée à évoluer au détriment du gaz, notamment par l'intégration d'autres sources d'énergie renouvelable ou de récupération ;
 - les RCU ont, de manière générale, vocation à consommer le gaz pendant une courte durée indépendamment de leur durée d'exploitation et l'application d'une durée de 30 ans pour le calcul du rapport B/I est donc inadaptée aux réalités opérationnelles du secteur dans un contexte où le mix énergétique prévisionnel ne revêt pas le caractère d'engagement juridique sur un taux minimal de gaz naturel ; par ailleurs, si l'arrêté du 28 juillet 2008 précise que la durée maximum à prendre en compte pour le calcul du rapport B/I est de trente ans, il ne retient pas de durée minimale.

*

Le 12 mai 2026, une mesure d'instruction a été diligentée auprès de GRDF, lui adressant les questions suivantes :

« 1) Quelles données précises, spécifiques au projet porté par la société UNIGEO, justifient que la société GRDF utilise comme référence pour calculer le rapport B/I un niveau de consommation de 4 MWh/an, en lieu et place du niveau de consommation prévisionnel de 47 000 MWh/an indiqué par la société UNIGEO ?

2) Quelles données précises, spécifiques au projet porté par la société UNIGEO, justifient que la société GRDF analyse la rentabilité des opérations litigieuses sur une période de 3 ans et non sur une période correspondant à la durée d'exploitation de 30 ans prévue par la délégation de service public conclue entre le SIPPEREC et la société UNIGEO ? »

Le 20 mai 2026, GRDF a transmis des éléments en réponse à la mesure d'instruction.

*
* *

Par une décision du 12 mai 2026, la clôture de l'instruction a été fixée au 27 mai 2026 à 08h00.

Par des courriers du 10 juin 2026, les parties ont été informées que la séance publique était fixée au 22 juin 2026 à 10h00.

Les parties ont été régulièrement convoquées à la séance publique du comité, composée de M^{me} Morellet-Steiner, présidente, Mme Ducloz et M. Mahé, membres, qui s'est tenue dans les locaux de la CRE à la date ci-dessus mentionnée, en présence de :

- M. Rodriguez, directeur adjoint de la direction des affaires juridiques, représentant le directeur général empêché ;
- M. Giafferi, rapporteur ;
- Les représentants de la société UNIGEO, assistés de Me Pachen-Lefevbre et Me Ollic ;
- Les représentants de la société GRDF, assistés de Me Gutierrez et Me Van Cauwlaert ;

Le comité a entendu :

- le rapport de M. Giafferi présentant les moyens et les conclusions des parties ;
- les observations de Me Pachen-Lefevbre, pour la société UNIGEO ;
- les observations de Me Gutierrez et Me Van Cauwlaert, pour la société GRDF ;

*
* *

Vu :

- le code de l'énergie, notamment ses articles L. 134-19 et suivants et R. 134-7 et suivants ;
- la décision du 13 février 2019 portant adoption du règlement intérieur du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie ;
- la décision du 13 mars 2026 de la présidente du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie relative à la désignation d'un rapporteur pour l'instruction d'une demande de règlement de différend ;
- l'arrêté du 28 juillet 2008 fixant le taux de référence pour la rentabilité des opérations de desserte gazière mentionné à l'article 36 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Vu les autres pièces du dossier ;

A l'issue de son délibéré, le comité a adopté la décision qui suit.

Exposé du différend

1. Il résulte de l'instruction que la société UNIGEO s'est vu confier pour mission de développer un nouveau réseau de chaleur géothermique devant alimenter le territoire des communes des Lilas (93045), Pantin (93055), Le Pré-Saint-Gervais (93061) et Romainville (93063), par l'effet d'une convention de délégation de service public conclue le 6 avril 2022 avec le syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour les énergies et les réseaux de communication (le « SIPPEREC ») pour une durée de trente ans. UNIGEO est chargée à ce titre de construire une centrale de géothermie, située au 3 Boulevard Jean Jaurès sur le territoire de la commune des Lilas. Cette centrale doit être équipée, en plus des installations permettant la valorisation de la chaleur renouvelable, de deux chaudières d'une puissance totale d'environ 19 MW, fonctionnant au gaz naturel, et garantissant un appoint de secours au réseau de chaleur.

2. Le 20 novembre 2023, UNIGEO a déposé auprès de GRDF une demande de raccordement de cette installation de production. Le 25 avril 2024, GRDF a communiqué à UNIGEO le résultat de l'étude de faisabilité pour le raccordement au réseau de chaleur urbain de son installation de production. Par un courriel en date du 1^{er} août 2024, UNIGEO a transmis à GRDF une évaluation plus précise de la consommation prévisionnelle de l'installation, l'évaluant à environ 47 000 MWh PCS par an sur une période de 10 ans.

3. Une première étude d'avant-projet sommaire (« APS ») datée au 5 décembre 2024 a été transmise le 18 décembre 2024 à UNIGEO par GRDF, aux termes de laquelle cette dernière retient une puissance de 19 400 kW, et indique une contribution mise à la charge de la UNIGEO d'un montant de 790 663,73 euros HT, dont 789 253 euros HT au titre de la participation aux travaux et 1 410,73 euros HT au titre du coût forfaitaire des travaux.

4. Le 19 décembre 2024, en réponse à la transmission de l'APS par GRDF, UNIGEO a demandé par courriel à cette dernière de lui communiquer « *les résultats de l'étude permettant de vérifier la rentabilité du raccordement* ». GRDF lui a répondu par un courriel du même jour, expliquant que la somme actualisée des bénéfices et la somme actualisée des dépenses d'investissement à réaliser (le « rapport B/I »), pour cette opération « *est positif avec une valeur de -0,998* ».

5. Le 8 janvier 2025, une réunion s'est tenue entre UNIGEO, GRDF et le SIPPEREC à la suite de laquelle GRDF a apporté des précisions à UNIGEO, par courriel du 23 janvier 2025, quant aux travaux à réaliser et au critère de mesure de rentabilité fondé sur le rapport B/I. Le 24 février 2025, la société GRDF a transmis à UNIGEO un document général sur les règles de calcul du rapport B/I.

6. Par courriel du 12 mars 2025, UNIGEO a indiqué à GRDF rester « *en attente des éléments permettant de valider les montants mis en jeu* » et a ajouté que « *l'alimentation gaz de la centrale dès cet été 2025 est nécessaire pour garantir la mise en service globale du réseau et ainsi l'alimentation des 20 000 équivalents logements qui seront raccordés pour la prochaine saison de chauffe* ».

7. Par un courrier en date du 18 mars 2025, UNIGEO a demandé au Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France (SIGEIF) de porter ses demandes auprès de GRDF. Par une lettre en date du 28 mars 2025 le SIGEIF a répondu avoir transmis ses demandes auprès de GRDF et proposé d'organiser un échange entre GRDF, UNIGEO et le SIGEIF.

8. Par la suite, GRDF a communiqué au SIGEIF une note datée du 25 mars 2025 détaillant les modalités de calcul et d'application du rapport B/I et une réunion s'est tenue le 1^{er} avril 2025 entre UNIGEO, GRDF, et le SIGEIF.

9. À la suite de cette réunion, un projet de lettre d'engagement a été transmis le 9 avril 2025 par GRDF à UNIGEO, prévoyant qu'afin de permettre un démarrage des travaux de raccordement, GRDF s'engage à réaliser les études d'exécution ainsi que les travaux correspondant à la phase n°1 du raccordement, et qu'UNIGEO s'engage, en contrepartie, à rembourser l'ensemble des dépenses engagées par GRDF pour la réalisation des études et des travaux de la phase n°1 du raccordement relative à aux travaux d'extension, en cas d'abandon du projet, de modification des caractéristiques du projet impactant les travaux et dans le cas d'une absence de mise en service de l'alimentation en gaz du site de production de chaleur qui serait imputable à UNIGEO.

10. La lettre d'engagement, signée le 30 avril 2025 par UNIGEO, prévoit que : « *La mise en service de l'alimentation en gaz du site de production de chaleur, tout comme les travaux de renforcement et de maillage sur les communes des Lilas et Romainville (phase n°2) ne débuteront qu'à compter de la signature du contrat de raccordement* ».

11. C'est dans ce contexte que, par une saisine enregistrée le 11 juin 2025, UNIGEO a saisi le CoRDIS d'une demande de règlement du différend l'opposant à GRDF.

12. Par un courrier en date du 8 octobre 2025, UNIGEO a informé GRDF son intention de lui transmettre le contrat de raccordement signé « *sans que cela ne vaille renonciation au droit d'UNIGEO de contester le montant de la participation qui y figure, et qui fait l'objet du recours devant le CoRDIS* ». Par un courrier du 9 octobre suivant, GRDF a indiqué à UNIGEO qu'une fois le contrat de raccordement transmis, elle mettrait en service l'installation d'UNIGEO au plus tard le 15 octobre et, en réponse, UNIGEO a transmis ledit contrat signé le même jour.

SUR LE FOND

13. À l'appui de ses conclusions à fin d'injonction, UNIGEO conteste les paramètres retenus par GRDF pour calculer le rapport B/I et, par suite, déterminer le montant à la charge d'UNIGEO pour les travaux de raccordement.

En ce qui concerne le cadre juridique applicable :

14. D'une part, aux termes de l'article L. 134-20 du code de l'énergie : « *La décision du comité, qui peut être assortie d'astreintes, est motivée et précise les conditions d'ordre technique et financier de règlement du différend dans lesquelles l'accès aux réseaux, ouvrages et installations mentionnés à l'article L. 134-19 ou leur utilisation sont, le cas échéant, assurés. (...) Lorsque cela est nécessaire pour le règlement du différend, le comité fixe, de manière objective, transparente, non discriminatoire et proportionnée, les modalités de l'accès auxdits réseaux, ouvrages et installations ou les conditions de leur utilisation.* » En application de ces dispositions, le comité dispose, dans l'exercice de sa mission de règlement des différends, du pouvoir d'imposer des prescriptions et des injonctions ayant une incidence sur la conclusion, le contenu ou l'exécution des conventions, de sorte qu'il a le pouvoir d'enjoindre à un opérateur de conclure une convention ou de la modifier afin de fixer les modalités d'accès au réseau si, en vue de résoudre un différend, une telle décision est nécessaire pour permettre l'accès au réseau ou pour fixer les conditions de son utilisation, sous réserve de respecter les prescriptions d'objectivité, de transparence, de non-discrimination et de proportionnalité (Cass. Com, 19 juin 2019, n° 17-20.269).

15. D'autre part, aux termes de l'article L.111-97 du code de l'énergie : « *Sous réserve de préserver le bon fonctionnement et le niveau de sécurité des infrastructures de gaz naturel, un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié, y compris les installations fournissant des services auxiliaires, est garanti par les opérateurs qui les exploitent aux clients, aux producteurs de gaz renouvelables, de gaz bas-carbone, d'hydrogène bas-carbone et de gaz de récupération ainsi qu'aux fournisseurs et à leurs mandataires, dans des conditions définies par contrat.[...]* ». Aux termes de l'article L. 111-100 du même code : « *Les opérateurs s'abstiennent de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs. [...]* ».

16. Aux termes de l'article L. 452-1-1 du code de l'énergie : « *Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel, les conditions commerciales d'utilisation de ces réseaux ou installations, ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de ces réseaux, 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 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. / Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré, la partie du coût des renforcements des réseaux mentionnés à l'article L. 453-9 restant à la charge des gestionnaires de réseaux de distribution ainsi que la partie du coût des extensions de réseaux restant à la charge des*

distributeurs. Figurent également parmi ces coûts les dépenses afférentes aux opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage des appareils et équipements gaziers mentionnées au deuxième alinéa du I de l'article L. 432-13 ainsi que les dépenses afférentes aux visites et aux opérations de transfert au réseau public de distribution des parties de canalisations mentionnées à l'article L. 432-18 [...] ». Aux termes de l'article L. 453-2 du même code « Le gestionnaire du réseau public de distribution de gaz peut demander une participation au demandeur pour un raccordement. Les conditions et les méthodes de calcul des participations sont fixées de façon transparente et non discriminatoire. Elles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie. [...] ».

17. Aux termes de l'article L. 432-7 du code de l'énergie : « Les autorités concédantes de la distribution de gaz naturel peuvent apporter leur contribution financière aux gestionnaires des réseaux de distribution pour étendre les réseaux de gaz naturel sur le territoire des concessions déjà desservies partiellement ou pour créer de nouvelles dessertes de gaz naturel sur le territoire des communes non encore desservies par un réseau de gaz naturel, lorsque le taux de rentabilité de cette opération est inférieur à un niveau fixé par voie réglementaire. / En cas de projet de création d'une nouvelle desserte, l'autorité concédante rend public le niveau de la contribution financière envisagée. » Aux termes de l'article R. 453-1 du même code : « Sur le territoire des communes déjà desservies par un réseau de gaz naturel, les gestionnaires de réseaux de distribution publique de gaz ont l'obligation de raccorder aux réseaux de distribution publique existants tous les clients qui le demandent, si le ratio du calcul de rentabilité obtenu est égal ou supérieur au niveau arrêté par le ministre chargé de l'énergie en application de l'article L. 432-7. Pour satisfaire les demandes de raccordement dont la rentabilité est inférieure à ce niveau, les gestionnaires des réseaux de distribution publique peuvent demander une participation aux demandeurs. / La rentabilité des nouveaux raccordements est calculée en tenant compte des coûts non couverts par les recettes prévisionnelles restant à la charge du gestionnaire de réseau, en appliquant les méthodes de calcul déterminées par le ministre chargé de l'énergie pour arrêter le taux de rentabilité de la desserte gazière et en tenant compte d'un bénéfice raisonnable susceptible d'être attendu de l'extension du réseau de distribution. »

18. Aux termes de l'article 1 de l'arrêté du 28 juillet 2008 fixant le taux de référence pour la rentabilité des opérations de desserte gazière mentionné à l'article 36 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie : « Le taux de rentabilité est le rapport entre la somme actualisée des bénéfices et la somme actualisée des dépenses d'investissement à réaliser (B/I) pour permettre le raccordement d'une commune ou d'un client au réseau de gaz naturel. / Le seuil minimal du rapport (B/I) est fixé à zéro. Il correspond au niveau minimum à atteindre pour envisager une rentabilité des investissements à réaliser. » Aux termes de l'article 3 du même arrêté : « Dans les communes déjà desservies en gaz naturel, le critère de mesure de la rentabilité pour étendre le réseau de distribution est le rapport (B/I), dans lequel : $B = (R - I - D)$, / où : / R est la somme des recettes des nouveaux raccordements et des recettes d'acheminement actualisées par option tarifaire ; / I est le montant des investissements relatifs aux canalisations de distribution et aux postes de détente nécessaires à l'extension du réseau de distribution, y compris les dépenses d'études et d'ingénierie, moins les participations des tiers aux frais de raccordement et de branchement et, le cas échéant, aux frais d'établissement des conduites montantes et des compteurs ; / D est le montant total actualisé des dépenses d'exploitation dites marginales pour chaque nouveau client. Elles comprennent les dépenses de développement, notamment de démarchage de clientèle, de maintenance et les charges de fonctionnement. Ces dépenses sont évaluées de manière forfaitaire par client selon l'option tarifaire et, le cas échéant, en tenant compte des coûts de remboursement au premier bénéficiaire d'un raccordement ayant supporté la totalité des coûts de premier établissement d'une opération de raccordement. / La période de calcul de référence maximale est de trente ans et le taux d'actualisation retenu ne peut excéder 8 % » ;

19. Aux termes de l'article 15 intitulé « Extension du Réseau concédé pour le Raccordement de Clients finals » du cahier des charges de concession conclu entre le SIGEIF et GRDF : « Les Extensions du Réseau correspondant à l'établissement d'installations de distribution dans les parties du territoire de la Concession non encore desservies seront, à la mise en exploitation, incorporées dans les ouvrages en Concession. Une Extension peut être réalisée selon les modalités suivantes : / 1) Le Concessionnaire est tenu de réaliser à ses frais une Extension dès lors que le ratio B/I de l'opération est égal ou supérieur à la valeur seuil définie par la réglementation en vigueur ; / 2) Lorsque ce seuil n'est pas atteint, une Participation peut être sollicitée auprès du ou des demandeurs ; [...] » Aux termes de l'article 21 intitulé « Travaux et modification » du même cahier des charges de concession : « Sont à la charge de Concessionnaire : / les travaux de renforcement destinés à faire face à un accroissement de la

consommation en respectant les caractéristiques du gaz distribué figurant à l'0 et dans les Prescriptions techniques du Distributeur visées à l'annexe 11. Cependant, si l'étude de saturation du Réseau établit la nécessité d'un renforcement du Réseau directement imputable à un projet d'Extension et/ou de Branchement sous un délai de trois ans à compter de la mise en service, ce renforcement est pris en compte dans la part investissement du calcul du ratio B/I visé à l'Article 15 [...] ».

20. Il résulte de la combinaison de ces textes que le taux de rentabilité que GRDF peut être amené à fixer pour déterminer le montant de la participation d'une autorité concédante aux travaux nécessités par une demande de raccordement au réseau de gaz naturel doit l'être de manière transparente et doit se fonder sur des critères objectifs et non discriminatoires. Il revient au comité, dans les missions qui lui sont imparties, de s'assurer, en cas de contestation, du respect de ces principes.

En ce qui concerne les paramètres retenus par GRDF pour calculer la rentabilité de l'opération :

S'agissant du niveau de consommation :

21. En premier lieu, en réponse à la mesure d'instruction diligentée le 12 mai 2026 et par laquelle GRDF était interrogée sur les « *données précises, spécifiques au projet porté par la société UNIGEO, [justifiant] que la société GRDF utilise comme référence pour calculer le rapport B/I un niveau de consommation de 4 MWh/an, en lieu et place du niveau de consommation prévisionnel de 47 000 MWh/an indiqué par la société UNIGEO* », GRDF affirme, au sein de sa note en réponse à cette mesure d'instruction transmise le 20 mai 2026, en sa partie « *II. SUR L'APPLICATION DE LA METHODE DE CALCUL DE B/I AU PROJET D'UNIGEO / a) Sur les volumes de consommation de gaz d'UNIGEO* », que : « *le choix d'un volume de 4 MWh s'explique a fortiori par l'incertitude de GRDF sur les prévisions de consommation d'UNIGEO au regard des informations et documents qui lui ont été fournis.* »

22. Cependant, il ressort de l'instruction qu'à la suite de la transmission à GRDF par UNIGEO d'un montant de consommation prévisionnelle pour son installation de production de 52 000 MWh par an, GRDF a demandé à UNIGEO, par courriel du 29 juillet 2024, d'affiner ce montant et de lui indiquer la « *montée en charge* » ainsi que la « *Capacité Journalière d'Acheminement souhaitée par année (ou selon période)* » afin de pouvoir « *évaluer au mieux les chroniques de consommation sur les 10 ans* » de son installation, et qu'UNIGEO a répondu à cette demande par un courriel du 1^{er} août 2024 en fournissant à GRDF un tableau de consommation prévisionnelle en gaz de son projet de RCU, indiquant une nouvelle consommation prévisionnelle annuelle de gaz d'environ 47 000 MWh par an et précisant une « *simulation à pleine charge* » ainsi que la « *consommation journalière max* ». GRDF n'a, ensuite, pas sollicité UNIGEO afin d'obtenir d'éventuelles précisions supplémentaires.

23. Dans ces conditions, GRDF n'est pas fondée à soutenir que la prétendue imprécision des informations qu'UNIGEO lui a transmises aurait justifié que GRDF retienne un volume de consommation limité à 4 MWh par an.

24. En deuxième lieu, il ressort des premiers relevés de consommation du RCU des Lilas effectués entre le 8 décembre 2025 et le 11 mai 2026, que la consommation prévisionnelle de l'installation de production s'élève, à la date de ces relevés, et selon le gestionnaire du réseau lui-même, à 10 200 MWh par an, ce qui n'est pas de nature à justifier le choix de ce gestionnaire de retenir un volume de 4 MWh pour le calcul du taux de rentabilité de l'installation de production d'UNIGEO.

25. En dernier lieu, il ressort de l'étude de rentabilité *a posteriori* des opérations de raccordement des RCU déjà raccordés au réseau public de distribution, à laquelle se réfère GRDF tant dans ses écritures que dans sa réponse à la mesure d'instruction, que les écarts-types constatés pour l'ensemble des installations de RCU entre la consommation annuelle attendue et la consommation annuelle constatée sont d'un maximum de 98 % pour l'écart le plus important sur les quatorze RCU étudiés sur une période de 6 ans. Or, s'agissant de l'installation en cause, GRDF a retenu une consommation de 4 MWh par an, laquelle correspond à un volume de plus de 10 000 fois inférieur au volume de consommation prévisionnel de 47 000 MWh par an déclaré par UNIGEO et plus de 2 500 fois inférieur à l'estimation de la consommation effective annuelle de l'installation résultant des premiers relevés de consommation réalisés depuis le mois de décembre 2025. Le comité ne peut que constater que GRDF n'a, en dépit d'une mesure d'instruction en ce sens, produit aucun élément de nature à justifier les écarts de volume

de consommation ainsi rappelés et, partant, le niveau de consommation prévisionnelle de 4 MWh par an qu'il a retenu.

26. Il résulte de l'ensemble de ce qui précède que la consommation prévisionnelle de 4 MWh par an retenue par GRDF pour estimer la rentabilité du projet de RCU d'UNIGEO, qui n'est justifiée par aucune des caractéristiques propres à ce projet, ne se fonde pas sur une analyse réalisée de manière transparente et reposant sur des critères objectifs et non-discriminatoires.

S'agissant de la période d'exploitation :

27. Pour justifier l'analyse de la rentabilité des opérations litigieuses sur une période de trois ans, et non sur une période correspondant à la durée d'exploitation de 30 ans prévue par la délégation de service public conclue entre le SIPPEREC et la société UNIGEO, GRDF fait valoir, dans sa note en réponse à la mesure d'instruction, que la durée de 30 ans est « *un maximum aux termes de l'article 3 de l'arrêté ministériel du 28 juillet 2008* », que « *la durée prise en compte pour les installations industrielles est d'ailleurs, en règle générale, de 10 ans et non de 30 ans* » et que « *L'application d'une durée de 3 ans pour le fonctionnement de la centrale des Lillas est une simple application de la méthode normalisée élaborée par GRDF pour les réseaux de chaleur multi énergies utilisant le gaz en appoint-secours, compte-tenu du risque inhérent à ces installations eu égard aux aléas de puissance appelée et aux perspectives de substitution des énergies renouvelables et de récupération au gaz.* ».

28. Cependant, il ressort de la pièce n°19 produite par UNIGEO que, dans le cas d'un autre projet de RCU semblable à celui porté par UNIGEO et situé à Drancy, pour lequel SIPPEREC a effectué une demande de raccordement au mois de janvier 2024, une durée de 10 ans a été retenue par GRDF pour le calcul du taux de rentabilité de l'opération de raccordement. Le comité ne peut que constater que les observations et pièces produites par GRDF ne sont pas de nature à démontrer en quoi, dans le cas du projet en litige de RCU portée par UNIGEO, les caractéristiques propres de cette installation, au regard, notamment, des aléas de la puissance appelée et des perspectives de substitution des énergies renouvelables et de récupération au gaz que le gestionnaire du réseau évoque, justifieraient la durée de trois ans retenue pour calculer le taux de rentabilité de l'opération.

29. Par ailleurs, GRDF ne démontre pas que cette durée de trois ans serait appliquée de manière systématique à l'ensemble des projets de RCU placés dans une situation comparable à celle du projet ici en cause.

30. Il résulte de ce qui précède qu'il n'est pas justifié que la durée de trois ans, retenue par GRDF au titre de la période d'exploitation pour le calcul du taux de rentabilité de l'opération de raccordement du projet de RCU porté par UNIGEO, se fonde sur une analyse réalisée de manière transparente et reposant sur des critères objectifs et non-discriminatoires.

S'agissant des opérations prises en compte dans la part investissement du calcul du rapport B/I :

31. GRDF fait valoir que l'extension du réseau de 156 mètres n'aurait vocation qu'à desservir le RCU déployé par UNIGEO et que les travaux de renforcement sur 783 mètres seraient nécessaires pour adapter les canalisations en conséquence du volume d'injection/soutirage requis pour faire fonctionner les chaufferies de la centrale d'UNIGEO. GRDF ajoute qu'il a transmis l'ensemble des informations relatives à ces opérations à UNIGEO dans l'étude d'avant-projet, laquelle comporte, notamment, une description technique des travaux nécessaires, et qu'UNIGEO aurait été « *non seulement en mesure d'apprécier la pertinence des choix techniques et les méthodes utilisées afin de déterminer le tracé de raccordement, mais elle a également participé à des réunions relatives au tracé du réseau de distribution* ».

32. Cependant, l'article 21 cahier des charges de concession conclu entre le SIGEIF et GRDF intitulé « *Travaux et modification* » prévoit que « [...] *si l'étude de saturation du Réseau établit la nécessité d'un renforcement du Réseau directement imputable à un projet d'Extension et/ou de Branchement sous un délai de trois ans à compter de la mise en service, ce renforcement est pris en compte dans la part investissement du calcul du ratio B/I visé à l'Article 15 [...]* ».

33. Or, il ressort de l'instruction que GRDF, qui retient un volume de consommation en gaz prévisionnel particulièrement faible de 4 MWh par an dans le cadre du calcul du taux de rentabilité du raccordement de l'installation d'UNIGEO au réseau public de distribution, ne démontre par aucun élément en quoi, en retenant le volume prévisionnel de consommation de 4 MWh par an qu'il a lui-même défini, le raccordement de cette installation engendrerait des appels de puissance qui auraient pour effet d'entraîner la saturation du segment du réseau public de distribution de gaz concerné et justifieraient ainsi le renforcement de ce dernier.

34. Il résulte de ce qui précède qu'à supposer que les travaux intégrés par GRDF dans le montant de la contribution mise à la charge d'UNIGEO puissent être qualifiés de « travaux de renforcement » au sens de l'article 21 du cahier des charges de concession susvisé, il ne résulte pas de l'instruction que ces travaux seraient nécessaires au raccordement de la centrale d'UNIGEO.

35. Dans ces conditions, ces travaux ne constituent pas des investissements relatifs aux canalisations de distribution et aux postes de détente nécessaires à l'extension du réseau de distribution au sens et pour l'application de l'article 3 de l'arrêté du 28 juillet 2008 fixant le taux de référence pour la rentabilité des opérations de desserte gazière mentionné à l'article 36 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

*

36. Il résulte de tout ce qui précède que le montant de la participation d'UNIGEO aux travaux nécessités par sa demande de raccordement au réseau de gaz naturel n'a pas été déterminé de manière transparente et sur des critères objectifs et non discriminatoires.

37. Dans ces conditions, il y a lieu, afin de résoudre le présent différend dans les termes soumis au comité, d'enjoindre à GRDF de transmettre, dans un délai d'un mois à compter de la notification de la présente décision, une nouvelle proposition de contrat de raccordement à UNIGEO qui se fonde sur une consommation prévisionnelle, une période d'exploitation et une analyse des investissements relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution de gaz déterminés selon des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. Cette nouvelle proposition de contrat de raccordement devra indiquer, pour chacun des paramètres entrant en compte dans le calcul de rentabilité de l'opération de raccordement, les données objectives et le détail des calculs sur lesquelles elle se fonde.

38. Afin de permettre au comité de s'assurer de la bonne exécution de sa décision, il y a également lieu d'enjoindre à GRDF de transmettre au comité, dans un délai d'un mois à compter de la notification de la présente décision, une copie de la nouvelle proposition de contrat de raccordement qui sera adressée à la société UNIGEO.

*

* *

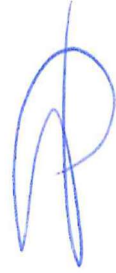
DÉCISION

Article 1^{er}. - Il est enjoint à la société GRDF de transmettre à la société UNIGEO, dans un délai d'un mois à compter de la notification de la présente décision, une nouvelle proposition de contrat de raccordement à UNIGEO qui se fonde sur une consommation prévisionnelle, une période d'exploitation et une analyse des investissements relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution de gaz déterminés selon des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. Cette nouvelle proposition de contrat de raccordement devra indiquer, pour chacun des paramètres entrant en compte dans le calcul de rentabilité de l'opération de raccordement, les données objectives et le détail des calculs sur lesquelles elle se fonde.

- Article 2. -** Il est enjoint à la société GRDF de transmettre au comité, dans un délai d'un mois à compter de la notification de la présente décision, une copie de la nouvelle proposition de contrat de raccordement qui sera adressée à la société UNIGEO.
- Article 3. -** Le surplus des demandes des parties est rejeté.
- Article 4. -** La présente décision sera notifiée aux parties. Elle sera publiée au *Journal officiel* de la République française.

Fait à Paris, le 6 juillet 2026.

Pour la présidente empêchée,



Fanélie DUCLOZ