

**POUR APPROFONDIR :
Méthodologie**

Description de la méthodologie de projection des charges à horizon 2050 par scénario et par opérateur

SOMMAIRE

1. Périmètre	2
1.1. Infrastructures concernées	2
1.2. Type de charges incluses	2
2. Charges nettes d'exploitation	3
2.1. Méthodologie de projection de GRDF	5
2.2. Méthodologie de projection de NaTran.....	5
2.3. Méthodologie de projection de Teréga	7
2.4. Méthodologie de projection de Storengy	8
2.5. Méthodologie de projection de Géométhane	9
2.6. Méthodologie de projection des terminaux méthaniers.....	9
3. Charges de capital normatives	9
3.1. Méthodologie de projection de GRDF.....	10
3.2. Méthodologie de projection de NaTran.....	11
3.3. Méthodologie de projection de Teréga	12
3.4. Méthodologie de projection de Storengy	14
3.5. Méthodologie de projection de Géométhane	14
3.6. Méthodologie de projection des terminaux méthaniers.....	15
4. Coûts associés aux infrastructures qui ne seraient plus utilisées	15
4.1. Coûts de démantèlement	15
4.1.1. Méthodologie de projection pour la distribution	15
4.1.2. Méthodologie de projection pour le transport.....	15
4.1.3. Méthodologie de projection pour le stockage	16
4.1.4. Méthodologie de projection des terminaux méthaniers	17
4.2. Coûts échoués	17

1. Périmètre

1.1. Infrastructures concernées

Dans le contexte de décroissance de la consommation de gaz, la CRE a souhaité analyser si les charges portées par le système gaz évoluaient au même rythme que la consommation ou bien si les gains restaient limités. Pour cet exercice, elle a demandé aux différents opérateurs de transport, de distribution, de stockage de gaz et de terminaux méthaniers de projeter les coûts engendrés par les différents scénarios d'infrastructures étudiés sur la période 2025-2050.

La somme des coûts présentés dans le rapport correspond aux charges des infrastructures de stockage, de transport et de distribution de gaz supportées par les consommateurs français. Les coûts des terminaux méthaniers, bien que projetés, ne sont pas inclus dans cette somme car ils ne sont pas portés directement par le consommateur. Cette approche simplificatrice ne signifie pas que ces installations n'ont pas de valeur ou d'utilité pour le système gazier français. Les terminaux méthaniers resteront nécessaires à long-terme, y compris dans des scénarios où la production de biométhane française est proche de la consommation et dans lesquels ils permettent d'assurer les flux de transits européens, et de garantir la sécurité d'approvisionnement française.

1.2. Type de charges incluses

Ces trajectoires reposent sur des hypothèses d'infrastructures cohérentes avec l'étude de 2023, sans hypothèses volontaristes d'extinction du réseau de gaz à la maille de zones entières. De plus, les opérateurs ont projeté leurs coûts comme s'ils étaient intégralement couverts par les tarifs d'utilisation d'infrastructures (ATRD, ATRT et ATS), indépendamment de leurs modalités de financement actuelles et futures, afin de présenter une vision exhaustive des coûts du système.

Les différents tarifs sont actuellement conçus pour couvrir les coûts suivants :

1. les charges nettes d'exploitation (CNE), qui comprennent les dépenses courantes liées à l'exploitation et à la maintenance des réseaux. Ces charges se composent principalement des charges d'énergie, des charges d'opération et de maintenance du réseau, des consommations externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes ;
2. les charges de capital normatives (CCN), qui couvrent l'amortissement des actifs et le coût du capital investi dans les infrastructures de gaz. Ce coût du capital inclut notamment la rémunération des fonds propres apportés par les actionnaires des gestionnaires d'infrastructures. En effet, les infrastructures gazières nécessitent des investissements réguliers pour rester dans des conditions satisfaisantes de performance, d'intégrité et de sécurité. Sans un cadre de régulation assurant une rentabilité minimale des capitaux investis, les investisseurs n'auraient pas d'incitation à engager les fonds nécessaires au maintien et au développement de ces infrastructures essentielles.

Ces charges sont calculées chaque année, à partir de la valeur économique des actifs exploités (canalisations, stations de compression...) comptabilisée dans la base d'actifs régulés (BAR), et sont la somme de :

- l'amortissement de la BAR : il s'agit de l'amortissement annuel de la valeur des infrastructures déjà en service (canalisations, stations, etc.), calculé pour étaler leur remboursement sur leur durée de vie utile ;
- la rémunération du capital immobilisé dans la BAR : elle est déterminée en appliquant le coût moyen pondéré du capital (CMPC) à la valeur de la BAR. Le CMPC déterminé par la CRE est un taux qui reflète le coût moyen du financement de l'entreprise, combinant la rémunération exigée par les actionnaires pour leurs fonds propres et le coût de la dette contractée auprès des créanciers¹.

¹ Le CMPC déterminé par la CRE est un taux qui reflète le coût moyen du financement des opérateurs de réseau. Il combine la rémunération normative des actionnaires au titre des fonds propres engagés, déterminée selon le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), et le coût normatif de la dette, reflétant les conditions de financement par emprunt d'un opérateur de réseau

- la rémunération des immobilisations en cours (IEC) – non applicable pour la distribution à ce jour : les investissements en construction (comme une nouvelle canalisation non encore opérationnelle par exemple) sont rémunérés pendant leur phase de réalisation. Cette rémunération est calculée en appliquant le coût de la dette à la valeur de ces immobilisations en cours. Ce mécanisme permet de compenser le décalage entre les coûts d'investissement supportés par le gestionnaire pendant la construction et la mise en service de l'actif.

$CCN = \text{Amortissement annuel de la BAR} + (\text{BAR} \times \text{CMPC}) + (\text{IEC} \times \text{coût de la dette})$

Les coûts projetés par les opérateurs comprennent également des charges liées à la fin de l'usage des actifs. En effet, lorsqu'une infrastructure est identifiée comme libérable, c'est à dire que son absence n'affecte pas l'acheminement du gaz et qu'aucun client n'y est raccordé, elle pourrait soit être convertie à d'autres usages, comme le transport d'hydrogène ou de CO₂ par exemple, ou bien être abandonnée.

Dans le premier cas, la libération de l'infrastructure ne génère pas de coûts additionnels pour les tarifs gaziers car elle est alors rachetée au système gaz. Néanmoins, si l'infrastructure libérable est abandonnée, elle peut générer des coûts additionnels de démantèlement ou de mise en sécurité et, dans le cas où l'investissement initial n'aurait pas été totalement amorti, elle génère un coût échoué.

Les gestionnaires de réseau ont projeté ces différentes catégories de coûts à l'horizon 2050 dans les différents scénarios, suivant des inducteurs propres à chaque nature de charges. Ces chiffrages sont présentés en euros constants (€₂₀₂₅), c'est-à-dire sans refléter l'inflation future, et dans la variante des scénarios comprenant le transit.

Compte tenu des horizons considérés et des nombreuses incertitudes associées, les chiffres présentés reposent sur des approches simplifiées et des hypothèses normatives aux différents horizons temporels. Cette étude ne prétend donc pas apporter une vision fine de ces coûts avec un niveau de fiabilité absolu. Elle vise à donner un ordre de grandeur des coûts plutôt qu'une estimation définitive.

2. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation des infrastructures gazières (hors terminaux méthaniers) représentent actuellement de l'ordre de 3 Mds€ et sont réparties à hauteur de 56 % pour la distribution, 34 % pour le transport et 10 % pour le stockage de gaz. Cette répartition reste similaire en 2050 pour l'ensemble des scénarios.

régulé efficace. Ces deux composantes sont pondérées par une structure financière normative. Sa détermination s'appuie à la fois sur des données historiques et prospectives

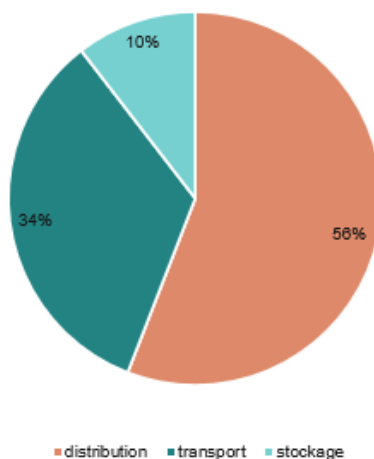


Figure 1 : répartition des charges nettes d'exploitation entre infrastructures gazières en 2025

Ces charges sont composées, en 2025 :

- à hauteur de 44 % par des frais de personnel, qui correspondent aux salaires et charges sociales des employés des opérateurs régulés NaTran, GRDF, Teréga et Storengy ;
- à hauteur de 43 % par des charges de maintenance, consommations externes et frais de structure. Ces charges correspondent à la maintenance des ouvrages, à la surveillance, aux frais de sécurité ainsi qu'aux coûts de véhicules et d'immobilier.
- à hauteur de 13 % par des charges d'achats d'énergie pour subvenir aux besoins de compression de gaz sur les réseaux et dans les stockages souterrains.

Par ailleurs, les charges des terminaux méthaniers régulés (hors Fos Tonkin), se composent de 48 % de charges de personnel, 11 % de charges d'énergie et 41 % de charges de maintenance, consommations externes et frais de structure (dont les taxes).

Ces charges 2025 ont ensuite été projetées par les différents opérateurs suivant les 3 scénarios à horizon 2050.

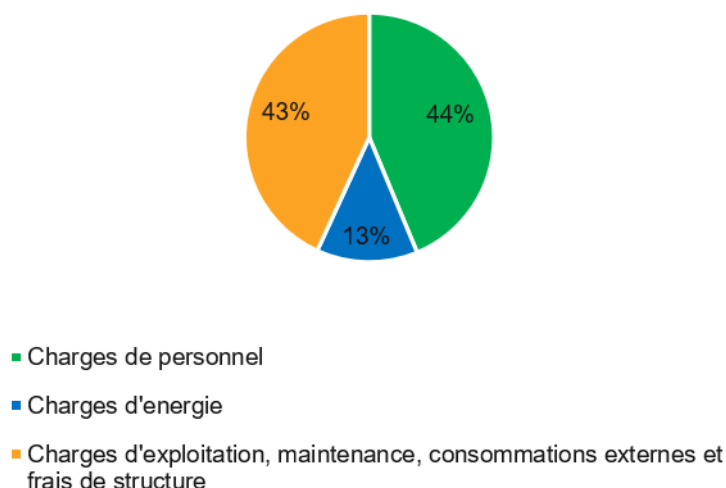
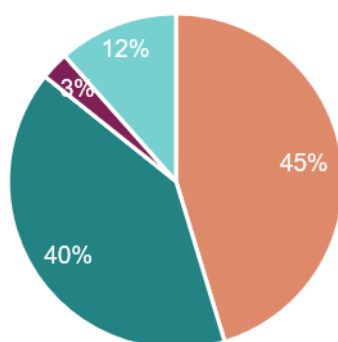


Figure 2 : répartition des charges nettes d'exploitation entre grands postes de coûts en 2025

2.1. Méthodologie de projection de GRDF

Les charges nettes d'exploitation ont été modélisées à partir de coûts moyens projetés sur la période ATRD7 (2024-2027). Chaque poste des charges est projeté en fonction d'un effet prix (inflation, salaires, prix du gaz...) et d'un effet volume (kilomètres de réseaux en exploitation, nombre de clients...).

Principaux types de charges	Méthodologie de projection en 2050
Confidentiel à la demande de l'opérateur	Suppression du poste
Confidentiel à la demande de l'opérateur	Indexation sur la taille du parc d'actifs de chaque scénario (nombre de stations de compression, nombre de rebours, nombre de points de livraison, longueur des canalisations...)
Confidentiel à la demande de l'opérateur	Evolution en fonction de l'inflation
Confidentiel à la demande de l'opérateur	Indexation sur la consommation de chaque scénario
Confidentiel à la demande de l'opérateur	Modélisations spécifiques



- Evolution à l'inflation
- Proportionnel au parc d'actif
- Proportionnel à la consommation nationale ou au volume transporté
- Proportionnel au nombre de client desservis

Figure 3 : répartition des postes de charges d'exploitation de GRDF (moyenne ATRD7) par méthode de projection

Ainsi, sur les charges nettes d'exploitation moyennes de GRDF sur la période ATRD7, environ 45 % sont considérées par l'opérateur comme presque stables en volume et n'évoluent pas, ou presque pas, en fonction des scénarios de consommation. Ces charges sont notamment des consommations externes, comme les charges d'honoraires, de transport et les frais de déplacement, l'immobilier ou encore les utilités. En effet, selon GRDF, la majorité de ces charges sont peu variables dans le temps et les possibilités d'optimisation continue y sont plus limitées. Malgré tout, en distribution ces charges ne sont pas totalement stables, elles diffèrent d'un scénario à l'autre.

2.2. Méthodologie de projection de NaTran

Dans le cadre de ses projections, NaTran a modélisé l'évolution des charges et produits d'exploitation selon deux horizons intermédiaires : 2035 et 2050. Les valeurs entre ces échéances sont supposées évoluer de manière linéaire. Les différents postes de charges sont estimés à partir de la valeur moyenne

Avenir des infrastructures gazières à 2050 – Rapport 2026

1^{er} juillet 2026

(corrigée de l'inflation) des postes du tarif ATRT8 sur les 4 années du tarif, en appliquant des hypothèses d'évolution différenciées selon leur nature.

Afin d'évaluer l'évolution des postes de charges ou de produits aux horizons 2035 et 2050, six méthodes de modélisation ont été appliquées par NaTran, en fonction du type de poste considéré. Ces méthodes sont décrites dans le tableau ci-dessous (sans prise en compte de l'inflation) :

Type de charges	Méthodologie de projection en 2035 et 2050
<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>	Suppression du poste (valeur nulle en 2035 et 2050)
<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>	Constant
<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>	Indexation sur la taille du parc d'actifs de chaque scénario (nombre de stations de compression, nombre de rebours, nombre de points de livraison, longueur des canalisations...)
<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>	Indexation sur la consommation de chaque scénario
<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>	Indexation sur le volume annuel transporté dans chaque scénario
<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>	Modélisations spécifiques

Sur les charges brutes d'exploitation de NaTran sur la période ATRT8, 8 % des charges disparaîtront d'ici 2028. Ces charges sont aujourd'hui liées au fonctionnement de la zone B. En effet, une partie de la région Hauts-de-France est actuellement alimentée en gaz naturel à bas pouvoir calorifique (« gaz B »), importé depuis les Pays-Bas. La déplétion du gisement de Groningue, qui produisait historiquement ce gaz B, rend impossible le renouvellement du contrat d'approvisionnement entre les Pays-Bas et la France au-delà de 2028. Pour garantir la continuité d'approvisionnement des 1,3 million de consommateurs concernés (soit environ 10 % de la consommation nationale), les opérateurs ont mis en œuvre un plan de conversion du réseau local afin qu'il puisse accueillir du gaz à haut pouvoir calorifique (« gaz H »), déjà utilisé sur le reste du territoire français. Ce plan de conversion, débuté en 2021, devrait se terminer en mars 2028. Les charges de NaTran associées au fonctionnement spécifique de la zone B sont donc vouées à s'arrêter à cette échéance.

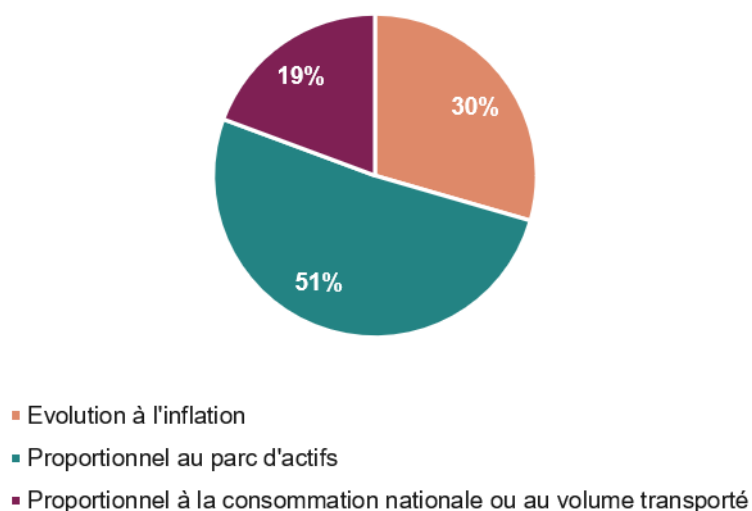


Figure 3 : répartition des postes de charges d'exploitation de NaTran (moyenne ATRT8) par méthode de projection (hors charges relatives au gaz B disparaissant en 2028)

Sur les charges restantes, 30 % sont considérées par l'opérateur comme constantes hors inflation et ne dépendent pas ainsi des scénarios de consommation. Ces charges sont notamment [confidentiel à la demande de l'opérateur] qui ne dépendent pas du réseau. En effet, la majorité de ces charges sont peu variables dans le temps.

A l'inverse, 19 % des charges (hors gaz B) sont estimées comme indexées sur la consommation de chaque scénario ou bien sur le volume transporté (y compris le transit).

Enfin, 51 % des charges (hors gaz B) sont estimées par l'opérateur comme dépendantes du parc d'actifs [confidentiel à la demande des opérateurs]. Néanmoins, le parc d'actifs évolue de deux manières :

- sorties de la base d'actifs régulés de certaines infrastructures, avec la mise hors service (notamment de certaines stations de compression) ou la conversion de canalisations à d'autres usages (hydrogène ou CO₂). Ce phénomène reste limité à l'échelle du réseau de NaTran ;
- développement des actifs liés au biométhane.

Ainsi, suivant les scénarios, le parc d'actifs reste stable, voire augmente dans les scénarios les plus ambitieux sur le développement du biométhane.

Cela signifie donc que seulement 19 % des charges diminuent au prorata de la consommation ou du volume transporté, tandis que le reste de ces charges reste très stable au vu des scénarios d'infrastructure retenus.

2.3. Méthodologie de projection de Teréga

Teréga a modélisé l'évolution de ses charges et produits d'exploitation à partir du point de départ 2025 en les indexant sur les inducteurs suivants, selon le type de poste considéré.

Ces méthodes sont décrites dans le tableau ci-dessous :

Type de charges	Méthodologie de projection
Frais d'exploitation « directs » Frais de personnel (en partie) Frais de Structure (en partie)	Indexation sur le nombre d'actifs par scénario de consommation (nombre de points de livraison, de postes de sectionnement, de stations de comptage et de compression...)
Frais d'énergie	Indexation sur le volume de gaz transporté ou sur la capacité des stockages
Frais de personnel (en partie) Frais de Structure (en partie) Taxes d'affaires	Evolution en fonction de l'inflation
Gros entretiens	Trajectoires spécifiques définies par le métier

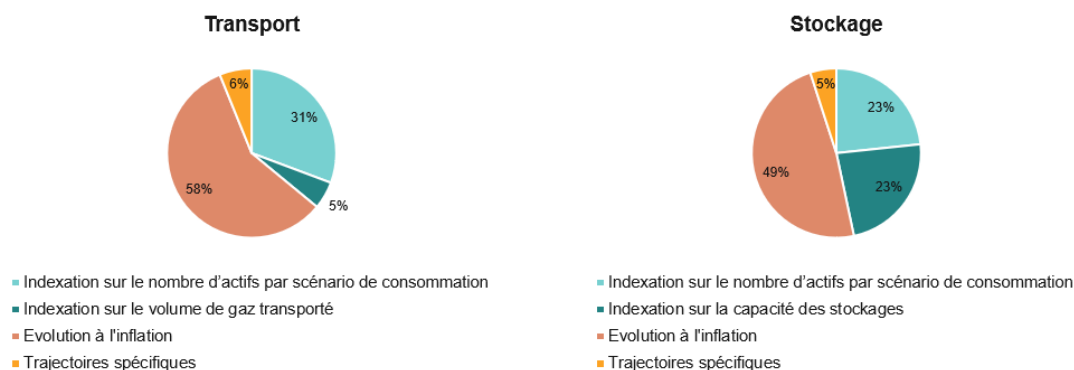


Figure 4: répartition des postes de charges d'exploitation de Teréga transport (à gauche) et stockage (à droite) (base 2025) par méthode de projection

Ainsi, sur les charges brutes d'exploitation de Teréga transport (respectivement stockage) en 2025, environ 58 % (respectivement 49 %) sont considérées par l'opérateur comme évoluant en fonction de l'inflation et ne dépendent pas des scénarios de consommation. Ces charges sont notamment liées aux frais de personnel fixes (siège, fonctions support...), aux taxes, ainsi qu'à une partie des frais de structure, qui regroupent les frais liés à l'immobilier ou encore aux systèmes d'information.

A l'inverse, 31 % (respectivement 23 %) de ces charges sont considérées par l'opérateur comme dépendantes du parc d'actifs et varient en fonction des infrastructures retenues dans les différents scénarios de consommation. Ces charges correspondent notamment à la maintenance des actifs ou encore à une partie des frais de structure, comme les véhicules par exemple.

Enfin, les coûts d'énergie nécessaires à la compression dans les réseaux de transport ou bien à l'injection et au soutirage des stockages de gaz ont considérés comme dépendants du volume de gaz transporté ou bien de la capacité des stockages de gaz.

2.4. Méthodologie de projection de Storengy

Les trajectoires de coûts définies par Storengy dérivent d'un scénario « iso-parc » où l'ensemble des sites de stockages en activité aujourd'hui reste exploitable dans des conditions satisfaisantes de performance, d'intégrité et de sécurité à horizon post-2050.

Par rapport à cette situation « iso », la CRE a effectué des hypothèses normatives d'adaptation, comme décrit dans la fiche « pour approfondir n°2 : topologie des infrastructures gazières ».

Les différentes trajectoires par scénario sont ainsi déduites de cette trajectoire « iso-parc » en soustrayant les coûts des installations sortant du périmètre. Cette déclinaison repose sur une modélisation différenciée des CNE, structurée en deux grandes catégories de postes :

- pour les charges liées à l'énergie, aux consommables et aux effluents (soit 13 % des charges totales en 2025), la méthodologie combine :
 - une évaluation de l'amplitude du cyclage des stockages et des volumes de consommation énergétique ;
 - une estimation des consommations de gaz par site ;
- l'application des prix de marché ou réglementaires aux volumes ainsi estimés, afin d'obtenir une projection financière cohérente avec les hypothèses de consommation.

Concernant les charges hors énergie, consommables et effluents (soit 87 % du des charges totales en 2025), l'ajustement repose sur un retraitement des CNE pour les hypothèses de fermeture éventuelle ou de conversion à l'hydrogène, afin de refléter leur sortie progressive du périmètre de l'activité régulée méthane.

2.5. Méthodologie de projection de Géométhane

Géométhane a considéré les coûts d'énergie et consommables comme des charges variables, le reste restant stable en €₂₀₂₅. Ainsi, sur les charges brutes d'exploitations de Géométhane sur la période ATS3, environ 90 % sont considérées par l'opérateur comme évoluant en fonction de l'inflation et ne dépendent pas des scénarios de consommation. A l'inverse, 10 % de ces charges sont considérées par l'opérateur comme dépendantes de la consommation nationale.

2.6. Méthodologie de projection des terminaux méthaniers

Les coûts des terminaux méthaniers ont également été projetés mais ne figurent pas dans la somme finale car ces coûts ne sont pas directement portés par le consommateur français actuellement. De plus, dans les scénarios considérés, les terminaux méthaniers restent nécessaires pour assurer le transit et la sécurité d'approvisionnement. Leur trajectoire de coûts n'est donc pas déclinée par scénario comme pour les autres infrastructures.

Les scénarios de base supposent une auto-suffisance de la France, l'ensemble de la consommation étant assurée par la production de biométhane.

Les opérateurs des terminaux ont procédé à des hypothèses de quantité regazéifiée dans les scénarios avec transit, intégrant le maintien des terminaux de Montoir, de Fos-Cavaou et de Dunkerque LNG, avec une capacité de regazéification légèrement décroissante à horizon 2050.

Les opérateurs des terminaux méthaniers ont fait un calcul en distinguant d'un côté les coûts qui sont totalement indépendant de la capacité du terminal et de l'autre côté les coûts qui dépendent de la taille des actifs utilisés et les quantités transitées .

3. Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives futures dépendent notamment des investissements. La majorité des investissements actuellement réalisés par les opérateurs consistent à renouveler et moderniser les ouvrages. Ces catégories représentent 42 % des investissements de NaTran et 48 % des investissements de GRDF en 2025.

Dans une moindre mesure, les investissements concernent le raccordement des sites de production de biométhane.

3.1. Méthodologie de projection de GRDF

GRDF a projeté de manière distincte :

- Les investissements hors biométhane (modernisation, déplacement des ouvrages, compteurs et régulateurs, raccordement des clients...)
- les investissements relatifs à l'intégration du biométhane dans les réseaux (raccordements des sites de production, maillages, postes d'injection).

Pour chaque catégorie d'investissement hors biométhane, GRDF a procédé d'une part à une estimation de court terme (2025-2030) et d'autre part à une estimation de long terme (2031-2040 et 2041-2050). Jusqu'à 2030, la base d'investissements retenue est commune à tous les scénarios et provient des plans d'affaires à moyen terme de GRDF. Au-delà, les dernières tendances ont été projetées selon les paramètres suivants :

- renouvellement des compteurs Gazpar à partir de 2033, avec une période de déploiement massif entre 2038 et 2043 ;
- vagues de rajeunissement des régulateurs à partir de 2030 pour se conformer aux exigences réglementaires connues ;
- réduction progressive des remplacements de réseaux en fonte ductile et cuivre pour se conformer aux échéances prévues par la réglementation à 2030, 2040 et 2050, avec des hypothèses de linéaire de renouvellement par décennie.

GRDF a ensuite indexé chaque catégorie d'investissement de cette trajectoire à des inducteurs pertinents. A titre d'exemple, les investissements de modernisation des ouvrages de réseaux ont été indexés à la taille relative du réseau de desserte de GRDF, tandis que les investissements de modernisation des branchements et des ouvrages en immeubles ont été indexés à la taille du portefeuille de clients « grand public ».

Actif concerné	Hypothèses de projection
Structure	<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>
Modernisation d'ouvrage	<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>
Déplacements d'ouvrages	<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>
Compteurs et régulateurs	<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>
Compteurs industriels	<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>
Raccordements de consommateurs	<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>
Immobilisations incorporelles (SI, cartographie...)	<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>
Logistique et autres	<i>Confidentiel à la demande de l'opérateur</i>

Les investissements relatifs au biométhane ont été mis à jour à partir des projections réalisées pour l'étude de 2023. Dans l'ensemble, GRDF a gardé les mêmes principes méthodologiques, à savoir l'évaluation des investissements nécessaires pour assurer les niveaux de production de chaque scénario aux trois points de passage de 2030, 2040 et 2050, en s'appuyant sur des coûts et des paramètres unitaires par filière de production et par investissement. Toutefois, GRDF a actualisé certaines hypothèses de coûts justifiées par l'évolution récente de la filière et par l'anticipation de

certaines tendances induites par l'évolution du cadre réglementaire. En particulier, GRDF considère que la mise en œuvre des certificats de production biométhane (CPB) favorisera l'émergence de sites de méthanisation plus gros que ceux référencés au registre.

Estimation du nombre de raccordements d'installation de production de biométhane :

Les opérateurs de transport et de distribution ont considéré que le développement des certificats de production biométhane (CPB) va entraîner une augmentation de la taille moyenne des sites de production. Ainsi, les opérateurs de transport supposent que la taille moyenne d'une installation sera de 40 à 70 GWh/an soit entre 450 et 800 Nm³/h et en distribution, GRDF suppose une taille moyenne de 40 GWh/an soit 450 Nm³/h.

Or, la CRE avait effectué en 2024 un bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté². Ce bilan portait sur l'ensemble des installations de production de biométhane injecté en service au 30 avril 2023 et certaines installations en projet ayant signé un contrat d'achat mais n'ayant pas encore été mises en service à cette même date, soit un total d'environ 700 installations, représentant une capacité cumulée de 14,2 TWh PCS / an. Les résultats de cette étude montraient une capacité maximale d'injection des sites de production de biométhane moyenne à 208 Nm³/h. Ces tailles d'installation sont donc entre deux et quatre fois inférieures aux hypothèses des opérateurs. Cette hypothèse impacte les coûts de raccordement, qui représentent entre 60 et 75 % des investissements totaux du biométhane.

3.2. Méthodologie de projection de NaTran

NaTran considère trois grandes catégories d'investissements :

- le développement du réseau ;
- la maintenance et le renouvellement des actifs ;
- les gaz renouvelables.

Concernant le développement du réseau, après 2030, NaTran ne considère pas de nouveaux raccordements au réseau de transport de gaz, en dehors des raccordements des installations de production de biométhane, mais quelques renforcements nécessaires à l'adaptation des débits et à l'aménagement du réseau.

La maintenance et le renouvellement des actifs concernent les canalisations, les stations de compression et les postes de livraison, de détente et de comptage.

² [Rapport Bilan technique économique biomethane injecte.pdf](#)

Actif concerné	Hypothèses de projection des coûts de maintenance	Hypothèses de renouvellement
Canalisation	Confidentiel à la demande de l'opérateur	Confidentiel à la demande de l'opérateur
Stations de compression	Confidentiel à la demande de l'opérateur	Confidentiel à la demande de l'opérateur
Postes	Confidentiel à la demande de l'opérateur	Confidentiel à la demande de l'opérateur

Enfin, les actifs liés au développement des gaz renouvelables correspondent aux ouvrages de raccordement des producteurs (poste d'injection et branchement), aux rebours distribution / transport, aux rebours transport / transport et aux compressions mutualisées.

Actif concerné	Hypothèses de projection des coûts de maintenance	Hypothèses de développement
Postes d'injection et de branchement	Confidentiel à la demande de l'opérateur	Confidentiel à la demande de l'opérateur
Rebours compressions mutualisées et	Confidentiel à la demande de l'opérateur	Confidentiel à la demande de l'opérateur

3.3. Méthodologie de projection de Teréga

Transport :

Le réseau de Teréga est plus ancien que celui de NaTran et comporte des canalisations mises en service avant 1954. Certaines de ces canalisations ont été construites avec de l'acier dit « d'après-guerre », obtenu avec la refonte des aciers d'armements. Les ouvrages construits avec ce type d'acier présentent désormais plusieurs défauts et nécessitent un renouvellement. L'ensemble de ces canalisations est supposé être renouvelé d'ici 2035 dans le plan long terme de Teréga. Les coûts d'investissements liés aux autres actifs ont été projetés suivant les hypothèses décrites dans le tableau ci-dessous.

Actif concerné	Hypothèses de projection des coûts de maintenance	Hypothèses de renouvellement et de développement
Canalisation	Enveloppe de maintenance des canalisations proportionnelle à la longueur du réseau.	25 % des canalisations datent d'après 1954. Elles doivent être renouvelées entre 50 et 100 ans après leur mise en service. Les autres canalisations sont renouvelées après 100 ans.
Stations de compression	Coût unitaire de maintenance des compresseurs en 2024 multiplié par le nombre de compresseurs. Coûts fixes ajoutés.	Pas de renouvellement de compresseurs. Les seuls développements correspondent aux rebours.
Postes	Coût unitaire de maintenance de 2024 multiplié par le nombre de postes par scénario	Pas de renouvellement de postes. Les seuls développements correspondent aux postes d'injection du biométhane.

Stockage :

Les investissements en stockage, sont, comme en transport, estimés à partir du plan long terme de l'opérateur jusqu'en 2034 puis projetés au-delà à partir des hypothèses dans le tableau ci-dessous. Les principaux postes de coûts portent sur :

- les compresseurs, qui permettent d'augmenter la pression du gaz à la sortie du réseau de transport (passage de 20 bars à 200 bars) pour pouvoir l'injecter dans les stockages. Ces ouvrages étant soumis à de fortes contraintes, ils doivent faire l'objet de maintenances régulières et certaines parties de l'ouvrage doivent être remplacées périodiquement.
- le gaz coussin, qui correspond à une quantité de gaz restant en permanence dans le réservoir de façon à conserver une pression minimale permettant d'assurer les cycles d'injection/soutirage du gaz stocké. Les opérateurs doivent parfois réinjecter du gaz coussin pour maintenir les performances en débit d'injection et de soutirage des stockages (par exemple en cas de moindre cyclage ou de baisse du niveau de la nappe phréatique).
- les puits, qui permettent de stocker le gaz naturel. Ces ouvrages nécessitent d'être rénovés régulièrement du fait de la corrosion des parties métalliques (tubages, vannes, têtes de puits).

Actif concerné	Hypothèses de projection des coûts de maintenance	Hypothèses de renouvellement
Canalisations et branchements	Projection de la moyenne du plan long terme jusqu'en 2050	Identiques au plan long terme
Postes	Projection de la moyenne du plan long terme jusqu'en 2050	Pas de renouvellement de postes.
Compresseurs	Moyenne unitaire du plan long terme multiplié par le nombre de compresseur.	Identiques au plan long terme
Puits	Maintenance tous les deux ans sur les puits nécessaires.	Pas de renouvellement de puits.
Gaz coussin	N/A	Achats prévus à hauteur pour compenser la baisse de la nappe
Autres investissements	Projection de la moyenne des 4 dernières années	Pas de renouvellement

3.4. Méthodologie de projection de Storengy

Les trajectoires de coût définies par Storengy sont fondées sur un scénario « iso-parc » où les stockages sont exploités dans des conditions satisfaisantes de performance, d'intégrité et de sécurité à horizon post-2050 et intègrent ensuite les différentes trajectoires de baisse de la consommation de méthane. Ce scénario inclut ainsi toutes les charges de renouvellement et de maintenance nécessaire pour le bon fonctionnement du système de stockage avec les capacités actuelles.

Par rapport à cette situation « iso », la CRE a effectué des hypothèses normatives de sortie de sites, comme décrit dans la fiche « pour approfondir n°2 : topologie des infrastructures gazières ».

La majeure partie des investissements sont récurrents et correspond à la modernisation des systèmes de contrôle-commande, d'alimentation électrique et d'instrumentation (capteurs de pression et de température, débitmètres...), les systèmes de réseau d'eau, d'air ou d'effluents sur les sites, la conformité réglementaire, la réduction des émissions de CH₄, la maintenance majeure d'équipements principaux afin d'étendre leur durée de vie, et le maintien à niveau de l'informatique industrielle. Ces investissements restent conséquents dans tous les scénarios.

Les autres investissements concernent les puits (dans le but d'éviter la corrosion des installations par exemple) et les unités de traitement (qui garantissent notamment la qualité du gaz injecté sur les réseaux).

3.5. Méthodologie de projection de Géométhane

Géométhane a adopté la même méthodologie que Storengy et considère un renouvellement systématique des actifs complètement amortis dans un scénario « iso-parc ».

Les autres scénarios (GR, S3, S1) sont dérivés du Scénario « iso-parc » en considérant la conversion du site à l'hydrogène à l'horizon 2040, 2045 et 2050 respectivement dans les scénarios S1, S3 et GR.

3.6. Méthodologie de projection des terminaux méthaniers

Les opérateurs des terminaux méthaniers ont projeté leurs chroniques d'investissements en prenant en compte les rénovations déjà en cours sur le site de Montoir et sans expansion du périmètre d'activité.

Les dépenses d'investissement des terminaux méthaniers présentent une élasticité limitée par rapport à leur capacité de regazéification et au volume de gaz regazéifié, en raison de la présence de coûts structurellement incompressibles. En effet, certains postes de dépenses ne varient pas, ou très peu. Parmi ceux-ci, les travaux de génie civil (digues, fondations, quais) doivent être dimensionnés pour résister aux conditions météorologiques et de marée et aux normes actuelles indépendamment de la capacité opérationnelle du terminal et de son taux d'utilisation. De même, les systèmes de contrôle-commande représentent un coût fixe élevé, lié à la complexité minimale requise pour garantir la fiabilité des opérations, même à faible débit. Enfin, la gestion des « boil-off gas » (gaz d'évaporation du gaz naturel liquéfié (GNL)) impose des investissements lourds dans des équipements de récupération ou de torchage, dimensionnés pour le volume maximal de pertes, quel que soit le taux d'utilisation du terminal. Ces contraintes limitent ainsi les économies d'échelle et les investissements varient ainsi peu en fonction de la taille du site ou bien des quantités regazéifiées. Des investissements conséquents de rénovation étant en cours sur le site de Montoir jusqu'en 2030, les opérateurs conservent ensuite un niveau stable, voire légèrement décroissant de leurs investissements.

4. Coûts associés aux infrastructures qui ne seraient plus utilisées

4.1. Coûts de démantèlement

La libération des infrastructures pose des questions de mise en sécurité dans le cas où ces dernières ne seraient pas réutilisées pour d'autres usages. Dès lors, se pose la question du démantèlement de ces installations (pour les sites industriels concentrés) ou d'une simple mise en sécurité de ces ouvrages.

4.1.1. Méthodologie de projection pour la distribution

Les coûts de mise en sécurité des ouvrages estimés par GRDF reposent sur les hypothèses des normes réglementaires en vigueur et sur la répartition statistique des actes réalisés par GRDF.

Notamment, pour dimensionner ces coûts, GRDF a retenu les hypothèses suivantes :

- pour les branchements :
 - dans 95 % des cas, les branchements sont rendus « improductifs » par fermeture et condamnation de l'organe de coupure individuel, dépose du compteur et obturation du branchement ; l'installation n'est en revanche pas supprimée physiquement ;
 - dans les cas plus complexes, pour lesquels l'obturation n'est pas possible (de l'ordre de 5% des cas), la réglementation actuelle impose une suppression du branchement ;
- pour les canalisations, GRDF a retenu une hypothèse de sectionnement conforme aux exigences actuelles de sécurité (ouverture de fouilles régulières, sectionnement et obturation du réseau, réfection de voirie).

GRDF a retenu des coûts unitaires en ligne avec l'historique observé.

4.1.2. Méthodologie de projection pour le transport

En transport, dans les différents scénarios considérés, trois types d'actifs libérables apparaissent : canalisations, stations de compression et postes de livraison.

- **En ce qui concerne les canalisations** : des perspectives de conversion et de réutilisation pour le transport d'hydrogène ou de CO₂ ont été identifiées. Ainsi, lorsque cela est techniquement possible et que l'opportunité économique existe, certaines canalisations, seront converties à l'hydrogène afin de diminuer les coûts portés par le système gaz. Néanmoins, le maintien en gaz des canalisations théoriquement libérables mais sans usage de substitution identifié pourrait permettre de faciliter les flux, d'augmenter la redondance du système et de réduire les pertes de charge. En effet, bien qu'il soit théoriquement envisageable de démanteler certaines canalisations tout en assurant les flux nécessaires, cela implique généralement un besoin en compression supplémentaire afin de pallier les pertes de charge additionnelles induites par la

suppression de ces canalisations. Cela peut ainsi entraîner une augmentation des congestions sur le réseau de transport et des coûts associés (en particulier à travers le mécanisme de *spread* localisé). Ces dépenses supplémentaires pourraient s'avérer rapidement importantes et, ajoutées aux coûts échoués et aux coûts de démantèlement éventuels, excéder les dépenses d'exploitation et de maintenance pour le maintien en service des canalisations concernées. Afin de confirmer cette analyse, il sera indispensable de procéder à des études au cas par cas. En l'absence de visibilité concernant la réutilisation des canalisations en H₂/CO₂ et d'études technico-économiques évaluant l'intérêt d'une mise hors service, l'hypothèse d'un maintien de ces actifs dans la BAR a été retenu et les coûts de démantèlement associés n'ont pas été considérés.

- **en ce qui concerne les stations de compression et les postes de livraison** : il n'y a pas de perspectives de conversion ou de réutilisation, par exemple en H₂ ou CO₂. En conséquence, il a été considéré dans la présente étude que ces actifs seraient démantelés. Ainsi, 7 (respectivement 11) stations de compression pourraient être démantelées dans les scénarios S3 et GR (respectivement S1) à horizon 2050.

4.1.3. Méthodologie de projection pour le stockage

Suivant les différents scénarios considérés, les sites sortant du périmètre de la régulation et n'étant pas convertis à l'hydrogène devront être démantelés. Les coûts associés correspondent ainsi à une remise en état des sites. En effet, l'article L. 556-1 du code de l'environnement stipule : « *sur les terrains ayant accueilli une installation classée mise à l'arrêt définitif et régulièrement réhabilitée pour permettre l'usage défini dans les conditions prévues par ces mêmes articles, lorsqu'un usage différent est ultérieurement envisagé, le maître d'ouvrage à l'initiative du changement d'usage doit définir des mesures de gestion de la pollution des sols et les mettre en œuvre afin d'assurer la compatibilité entre l'état des sols et la protection de la sécurité, de la santé ou de la salubrité publiques, l'agriculture et l'environnement au regard du nouvel usage projeté.* »

Storengy s'est basé sur les coûts de démantèlement du site de Soings-en-Sologne afin d'estimer une enveloppe approximative de démantèlement pour les sites sortant du périmètre.

Démantèlement d'une infrastructure gazière : le cas des stockages de Soings-en-Sologne, Saint-Clair-sur-Epte et Trois-Fontaines

A l'entrée dans la régulation des stockages de gaz, le décret n°2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prenait en compte dans ce périmètre l'ensemble des sites en activité et en exploitation réduite. Par la suite, le décret n°2018-1248 du 26 décembre 2018 a retiré de la liste des infrastructures prévues par la PPE les trois sites en exploitation réduite de Storengy (Trois-Fontaines, Saint-Clair-sur-Epte et Soings-en-Sologne), qui n'ont jamais été utilisés dans le cadre de l'accès régulé au stockage de gaz.

Les sites de stockage de gaz sont soumis à la réglementation ICPE, qui prévoit des obligations de remise en état du site après les opérations de fermeture ainsi qu'un délai de 30 ans post-abandon durant lequel le préfet peut imposer à l'exploitant des prescriptions complémentaires.

La fermeture d'un site industriel comprend trois phases :

- i La notification de la cessation d'activité,
- ii La détermination de l'usage futur à prendre en compte dans le cadre de la réhabilitation du site,
- iii La définition et la mise en œuvre des mesures de remise en état du site.

Le coût de démantèlement d'un site industriel dépend fortement de l'usage futur du terrain. En effet, les exigences en matière de dépollution des sols ou de remise en état des terrains sont plus fortes s'il est prévu un usage agricole plutôt que s'il est envisagé un usage industriel.

[Confidentiel à la demande de l'opérateur]

4.1.4. Méthodologie de projection des terminaux méthaniers

Les terminaux méthaniers, dans la variante hors transit, devront également, et au même titre que les sites de stockage, être démantelés. Ces coûts correspondent également à une remise en état des sites.

4.2. Coûts échoués

Les coûts échoués sont des coûts engagés par l'opérateur régulé qui ne peuvent plus être recouverts par l'exploitation future de l'actif. Dans le cas présent, ils se présentent principalement lorsqu'un actif n'est plus utilisé de manière anticipée par rapport à sa durée de vie comptable ou réglementaire et qu'il n'a pas été complètement amorti.

Les coûts échoués se répartissent entre :

- les stations de compression potentiellement libérables (transport),
- les éventuelles fermetures ou conversions de sites à l'hydrogène (stockage),
- les kilomètres de réseau abandonnés dans le sol ou déposés et les branchements supprimés (distribution).

Dans de nombreux cas, les abandons actuels de linéaire réseau ne résultent pas d'une perte de l'usage du gaz à proximité mais d'un déplacement ou dévoiement d'ouvrage, à la demande de tiers. GRDF a établi sa trajectoire sur la base des évolutions de clients et de linéaire, avec l'hypothèse que les actifs démantelés avaient l'âge moyen de la base d'actifs régulés. GRDF a distingué l'estimation des coûts échoués (i) récurrents, c'est-à-dire intervenant dans l'exploitation normale des concessions (par exemple liés aux déplacements d'ouvrages à la demande de tiers), lesquels sont actuellement couverts par le tarif dans la limite d'une enveloppe incitée, et (ii) des coûts échoués liés aux actions de mise en sécurité et dépose d'ouvrages, qu'il a valorisés à la valeur de BAR résiduelle.

Planification de la fin de vie économique d'une infrastructure gazière régulée : le cas de Fos Tonkin

L'activité régulée du terminal de Fos Tonkin, en tant qu'installation de GNL, s'arrêtera à la fin de l'année 2028 (qui correspond à la fin des souscriptions pour ce terminal). A la demande d'Elengy, la CRE a décidé en 2019 que l'ensemble des actifs de Fos Tonkin sera entièrement amorti à l'horizon 2028 (décision prise dans le cadre de la procédure d'appel au marché lancée en 2019 pour pérenniser l'activité du terminal jusqu'en 2028).