

POUR APPROFONDIR
Mesures de cadre tarifaire

**Description des mesures de cadre tarifaire et de leur
méthodologie de calcul**

SOMMAIRE

1. Option 4a : Ne plus réévaluer la BAR historique à l'inflation et utiliser un taux nominal contenant l'inflation	4
1.1. Cadre actuel	4
1.2. Proposition de modification du cadre	6
1.3. Périmètre considéré	6
1.4. Impact sur la trajectoire tarifaire	6
2. Option 4b : Réduction des durées d'amortissement de tous les actifs.....	7
2.1. Cadre actuel	7
2.2. Proposition de modification du cadre	7
2.3. Périmètre considéré	7
2.4. Impact sur la trajectoire tarifaire	7
3. Option 4c : Amortissement accéléré des actifs dont la sortie est planifiée.....	8
3.1. Cadre actuel	8
3.2. Proposition de modification du cadre	8
3.3. Périmètre considéré	8
3.4. Impact sur la trajectoire tarifaire	9
4. Option 4d : Ne plus intégrer dans la BAR les investissements payés par les tiers	9
4.1. Cadre actuel	9
4.2. Proposition de modification du cadre	10
4.3. Périmètre considéré	10
4.4. Impact sur la trajectoire tarifaire	10

5. Option 4e : Conservation des recettes excédentaires du CRCP pour réduire la BAR	11
5.1. Cadre actuel	11
5.2. Proposition de modification du cadre	11
5.3. Périmètre considéré	11
5.4. Impact sur la trajectoire tarifaire	11
6. Orientation 4f : Couverture anticipée des coûts de démantèlement des actifs	13
6.1. Cadre actuel	13
6.2. Proposition de modification du cadre	13
6.3. Périmètre considéré	13
6.4. Impact sur la trajectoire tarifaire	13

Les tarifs d'utilisation des infrastructures gazières fixent les modalités de rémunération et d'amortissement de la base des actifs régulés de chaque opérateur.

La **base d'actifs régulés (BAR)** correspond à la valeur économique des actifs de gaz exploités par les opérateurs (canalisations, stations de compression...). Ainsi, un actif est ajouté à la BAR à sa valeur d'entrée en service puis il est progressivement amorti tout au long de sa durée de vie.

Le tarif d'utilisation des infrastructures gazières dépend directement de la valeur de cette base d'actifs régulés *via* les charges de capital normatives qui couvrent l'amortissement des actifs et le coût du capital investi dans les infrastructures de gaz.

Ce coût du capital inclut le coût de la dette et la rémunération des fonds 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. Elles ont ainsi besoin d'attirer des investisseurs, qui, sans une rentabilité minimale, n'auraient pas d'incitation à engager les fonds nécessaires.

Ces charges sont calculées à partir de trois facteurs :

- 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 coût sur leur durée de vie utile ;
- la rémunération du capital immobilisé dans la BAR : elle est déterminée en appliquant à la valeur de la BAR le coût moyen pondéré du capital (CMPC¹), un taux représentant le rendement attendu par l'ensemble des investisseurs, soit les actionnaires (pour les fonds propres) et les créanciers (pour la dette) ;
- la rémunération des immobilisations en cours (IEC) : les investissements en construction (comme une nouvelle canalisation non encore opérationnelle par exemple) génèrent aussi des coûts financiers (intérêts sur les emprunts), calculés *via* le coût de la dette appliqué à leur valeur.

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

La consommation de gaz et le nombre de consommateurs étant appelés à décroître d'ici 2050, il s'avère nécessaire d'étudier des mesures permettant de mieux répartir les charges des infrastructures dans le temps : davantage de charges peuvent être supportées tant que l'assiette de consommation demeure significative et qu'une part importante du revenu autorisé des opérateurs est recouvrée *via* des termes tarifaires variables, proportionnels aux quantités. Il est néanmoins important que ces mesures n'aboutissent pas à une augmentation tarifaire excessive à court terme. Les modalités de rémunération et d'amortissement de la base des actifs régulés sont les paramètres que la CRE peut utiliser pour travailler sur la répartition des charges des infrastructures dans le temps.

Les mesures présentées ci-après procèdent de cette logique. Elles visent à rapprocher du présent la couverture des charges de capital, tout en restant neutres économiquement pour les opérateurs sur la durée de vie des actifs (en prenant en compte un taux d'actualisation égal au CMPC).

Les effets de ces mesures sont analysés en comparant la chronique de coûts résultant de chaque mesure à la chronique de coûts à cadre de régulation inchangé. Dans chacun de ces exemples, l'accélération du « remboursement » de la BAR des opérateurs réduirait le risque de coûts échoués.

¹ CMPC : Coût moyen pondéré du capital. 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 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.

1. Option 4a : Ne plus réévaluer la BAR historique à l'inflation et utiliser un taux nominal contenant l'inflation

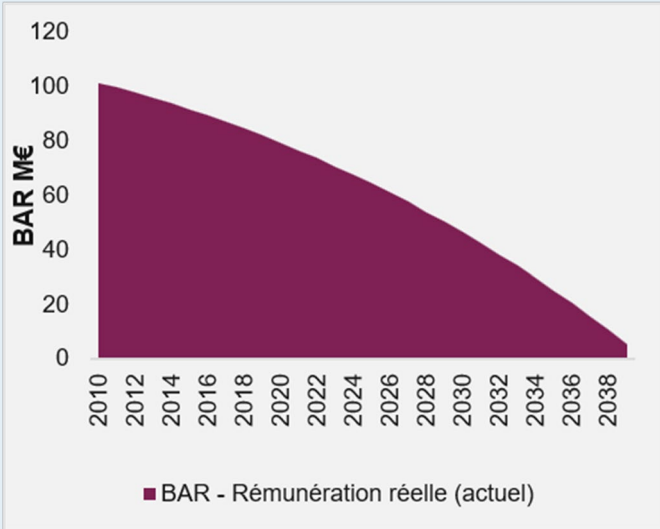
1.1. Cadre actuel

Les tarifs des infrastructures de gaz en vigueur prévoient que la valeur comptable des actifs entrés en service avant 2024 (2025 pour les terminaux méthaniers régulés) est réévaluée chaque année de l'inflation. A cette base d'actifs réévalués est associée une rémunération fixée en termes réels – c'est-à-dire retraitée de l'inflation, dans la mesure où celle-ci est déjà prise en compte dans la valeur de la BAR. Cette disposition permettait de différer dans le temps le paiement de la composante inflation du taux de rémunération.

A contrario, pour les actifs entrant dans la BAR à partir de 2024 (respectivement 2025 pour les terminaux méthaniers régulés), les tarifs d'utilisation des infrastructures gazières (ATRD7, ATRT8, ATS3 et ATTM7) prévoient les actifs intègrent la BAR à leur valeur nette comptable. La rémunération associée est définie et fixée en termes nominaux – c'est-à-dire avec un taux intégrant une hypothèse d'inflation. Ces dispositions sont semblables à celles du tarif d'utilisation des infrastructures de transport d'électricité (TURPE HTB).

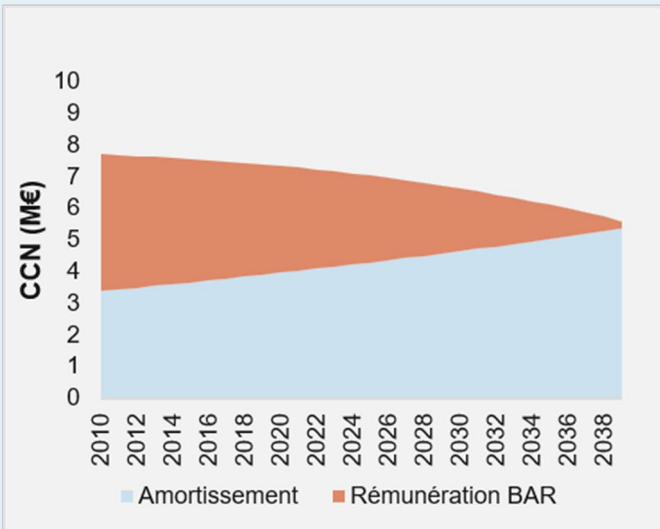
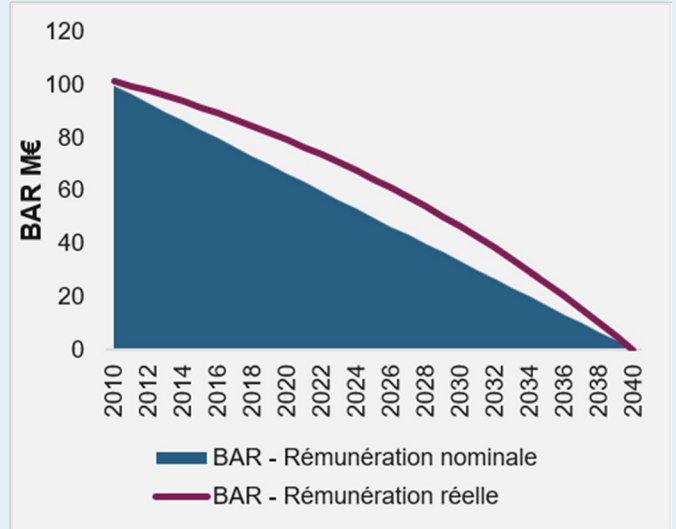
REMUNERATION A TAUX REEL

(Part de la BAR comprenant les actifs entrés en service avant 2024, la BAR est réévaluée de l'inflation)

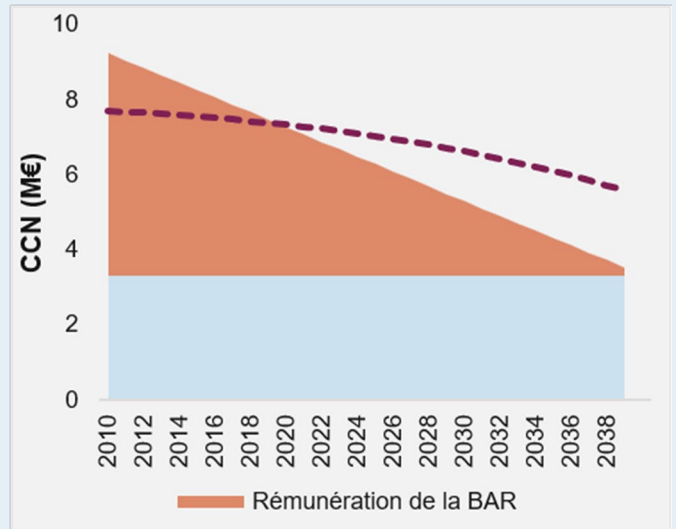


REMUNERATION A TAUX NOMINAL

(Part de la BAR comprenant les actifs entrés en service à partir de 2024, le CMPC intègre l'inflation)



Dans le cas d'une **rémunération à taux réel**, l'indexation de la BAR à l'inflation fait porter le coût de l'inflation actuelle aux futurs utilisateurs des infrastructures puisque la chronique d'amortissements augmente progressivement en subissant l'inflation. Ce cadre participe à la hausse progressive du coût unitaire d'acheminement, en contrepartie de CCN plus basses au démarrage.



Dans le cas d'une **rémunération à taux nominal**, l'effet de l'inflation est conservé dans le taux de rémunération. Son impact est immédiat sur le consommateur, la part des CCN liée à la rémunération est plus importante à court terme. Mais cette méthode conduit à un amortissement pour un actif donné constant dans le temps, ce qui est plus favorable au consommateur sur le long terme, comparativement à l'approche du taux réel.

Figure 1 : Comparaison des chroniques de CCN avec rémunération réelle ou nominale, cas théorique d'un actif amorti sur 30 ans

1.2. Proposition de modification du cadre

Il s'agirait ici de généraliser le traitement retenu dans la dernière génération tarifaire pour la rémunération des nouveaux actifs, pour l'ensemble des actifs historiques mis en service avant 2024 (2025 pour les terminaux méthaniers). Ce traitement consiste à ne plus réévaluer, dans le futur, la BAR de l'inflation réalisée chaque année. Elle décroît ainsi plus rapidement, en contrepartie de CCN plus élevées à court terme.

1.3. Périmètre considéré

Cette mesure concerne l'ensemble des bases d'actifs régulés des opérateurs gaziers.

1.4. Impact sur la trajectoire tarifaire

La CRE étudie dans ce rapport l'impact d'un passage à un CMPC nominal et à une BAR non réévaluée de l'inflation chaque année pour les infrastructures de distribution, de transport et de stockage de gaz à partir de 2027, date d'entrée en vigueur des prochains tarifs de stockage, transport et distribution de gaz.

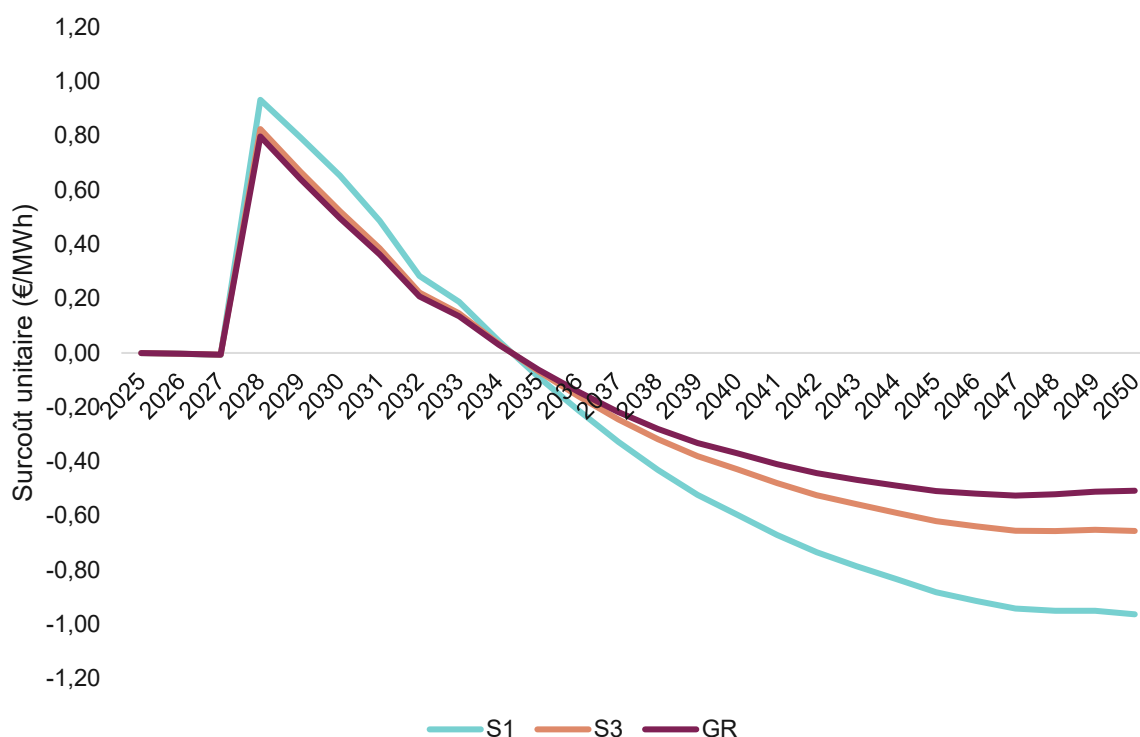


Figure 2 : Impact d'un passage à un taux de rémunération nominal et à une BAR non réévaluée de l'inflation chaque année pour les infrastructures de distribution, de transport et de stockage de gaz, par rapport au cas de base (€₂₀₂₅/MWh)

Du point de vue des utilisateurs, si une telle mesure permet de soulager la facture future, l'effet du passage à un taux de rémunération nominal (incluant en contrepartie l'inflation) créerait une évolution tarifaire significative au moment de sa mise en œuvre (de l'ordre du 1 €/MWh). Les effets positifs d'une telle mesure apparaissent à partir de 2035. Les deux approches, taux réel et taux nominal, sont équivalentes sur la durée de vie de chaque ouvrage.

Du point de vue des opérateurs et de leurs actionnaires, si à l'échelle d'une période tarifaire de 4 ans, le passage à un CMPC nominal et à une BAR non indexée est moins protecteur pour eux lorsque l'inflation réalisée diverge de l'hypothèse d'inflation retenue dans les tarifs, à long terme, la diminution plus rapide de la BAR permet de réduire le risque de coûts échoués.

2. Option 4b : Réduction des durées d'amortissement de tous les actifs

2.1. Cadre actuel

Actuellement, les actifs qui entrent dans la base d'actifs régulés sont amortis suivant une durée propre à chaque type d'actifs. Ainsi le tarif ATRT8 prévoit que les canalisations et les stations de compression en transport sont amorties sur 30 ans.

Les durées d'amortissement ont été réduites lors des précédentes périodes tarifaires :

- Depuis 2020, pour la distribution : les conduites d'immeuble et colonnes montantes et les branchements sont amortis sur 30 ans au lieu de 45 ans auparavant ;
- Depuis 2024, pour le transport et le stockage : les canalisations, puits, cavités et collecte sont amortis sur 30 ans au lieu de 50 ans auparavant ;
- Depuis 2021 et 2025, pour les terminaux méthaniers de Montoir et Fos Cavaou respectivement : la durée d'amortissement maximale pour les actifs entrant en service à partir du 1^{er} janvier 2021 (respectivement 2025) passe à 20 ans au lieu de 40 ans auparavant.

2.2. Proposition de modification du cadre

Il s'agirait ici de poursuivre la dynamique engagée dans les précédentes périodes tarifaires en réduisant la durée d'amortissement des actifs régulés, quelle que soit leur date de mise en service.

2.3. Périmètre considéré

Cette mesure concerne l'ensemble des actifs dans la base d'actifs régulés de transport, stockage et distribution de gaz.

2.4. Impact sur la trajectoire tarifaire

L'impact d'une réduction de la durée d'amortissement de 5 ans et de 1 an de l'ensemble des actifs de la base d'actifs régulés sur les tarifs de gaz à partir de 2027 (date d'entrée en vigueur des prochains tarifs de stockage, transport et distribution de gaz) est le suivant :

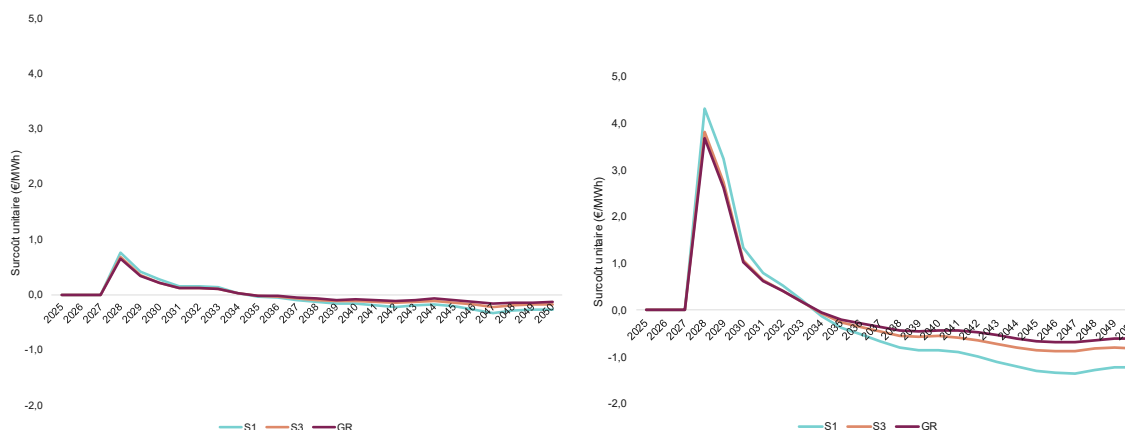


Figure 3 : Impact de l'amortissement accéléré de 1 an (gauche) et 5 ans (droite) par rapport au cas de base (€2025/MWh)

Cette mesure s'accompagne ainsi d'un saut tarifaire initial car les actifs auxquels il reste moins de 5 ans (respectivement moins d'un an) de durée résiduelle d'amortissement sont tous amortis immédiatement, ce qui provoque une hausse directe des charges de capital normatives (les amortissements rentrant directement dans le calcul des CCN). Néanmoins, avec ces amortissements plus rapides, la base d'actifs régulés décroît plus vite que dans le cadre actuel. De ce fait, la rémunération diminue et, à partir de la deuxième moitié de la décennie 2030, les charges de capital normatives sont inférieures au cas de base. L'accélération de l'amortissement d'un an sur l'ensemble des actifs a un impact tarifaire en début de période de +0,6 €/MWh à +0,8 €/MWh suivant les scénarios, et un gain à terme plus faible, entre -0,1 €/MWh et -0,3 €/MWh suivant les scénarios. La réduction de la durée d'amortissement de 5 ans provoque un saut tarifaire conséquent en début de période (entre +3 €/MWh et +4 €/MWh suivant les scénarios) mais un gain à terme plus important (entre -0,5 €/MWh et -1 €/MWh suivant les scénarios).

Une alternative à cette mesure serait de définir une année cible (comme 2050 par exemple) et de décider d'accélérer l'amortissement de tous les actifs pour que l'ensemble de la base d'actifs régulés soit amorti à cette date. Cela permettrait ainsi d'éviter le choc tarifaire initial car l'ensemble des actifs dont la fin d'amortissement est prévue avant 2050 ne verraient pas leur durée d'amortissement modifiée. Toutefois cette mesure ne serait pas cohérente avec l'objectif de vouloir faire perdurer le système gaz au-delà de 2050, tout en adoptant un niveau de charges soutenable pour les consommateurs du futur. En effet, les durées d'amortissements de plus en plus courtes rendraient les investissements futurs nécessaires progressivement de plus en plus difficiles.

Cependant, les actifs dont la sortie est planifiée avec un niveau de certitude suffisant peuvent être amortis en amont de leur date de sortie afin d'éviter un choc tarifaire l'année de leur sortie.

3. Option 4c : Amortissement accéléré des actifs dont la sortie est planifiée

3.1. Cadre actuel

Comme rappelé dans l'orientation 4b, actuellement, les actifs qui entrent dans la base d'actifs régulés sont amortis suivant une durée propre à chaque type d'actifs. Ainsi les canalisations et les stations de compression en transport sont amorties sur 30 ans. Ces durées d'amortissements sont normatives. Elles ne sont pas adaptées au cas par cas, y compris lorsqu'il est prévisible qu'un actif cesse d'être utilisé avant d'être complètement amorti et qu'il génère des coûts échoués.

3.2. Proposition de modification du cadre

Il pourrait être envisagé de réduire spécifiquement la durée d'amortissement des actifs identifiés comme « libérables » en fonction des scénarios. La durée d'amortissement de ces actifs pourrait être raccourcie le cas échéant, pour qu'à la date de sortie de l'actif, leur valeur résiduelle dans la BAR soit nulle.

Cette mesure anticipe la fin de vie de certains actifs identifiables, localisés et dont la fin d'usage serait précisée, et elle supprimerait le risque de coûts échoués en permettant aux opérateurs de récupérer leur valeur économique. Cette mesure permet également de répartir dans le temps l'impact tarifaire de la couverture des coûts échoués. Les conditions de son application en distribution devraient être discutées avec les autorités concédantes, propriétaires des réseaux.

En diminuant le risque de coûts échoués, cette mesure présente l'avantage de faciliter une planification de la décroissance des actifs gaziers avec les différents opérateurs. Par ailleurs, cette mesure ne signifie pas que l'actif en question aurait une date de fin d'exploitation ferme. Par exemple, pour le site de Fos Tonkin la durée d'amortissement avait été adaptée pour prendre en compte un arrêt potentiel du terminal en 2021 puis a été modifiée pour prendre en compte la prolongation de l'exploitation du site jusqu'en 2028.

3.3. Périmètre considéré

Cette mesure viserait certains actifs importants dont la mise hors service peut être anticipée et planifiée, tels que certains sites de stockage ou stations de compression du réseau de transport. En revanche,

les actifs de distribution sont difficilement intégrables, faute de planification claire permettant d'anticiper les sorties d'actifs et les coûts échoués associés.

3.4. Impact sur la trajectoire tarifaire

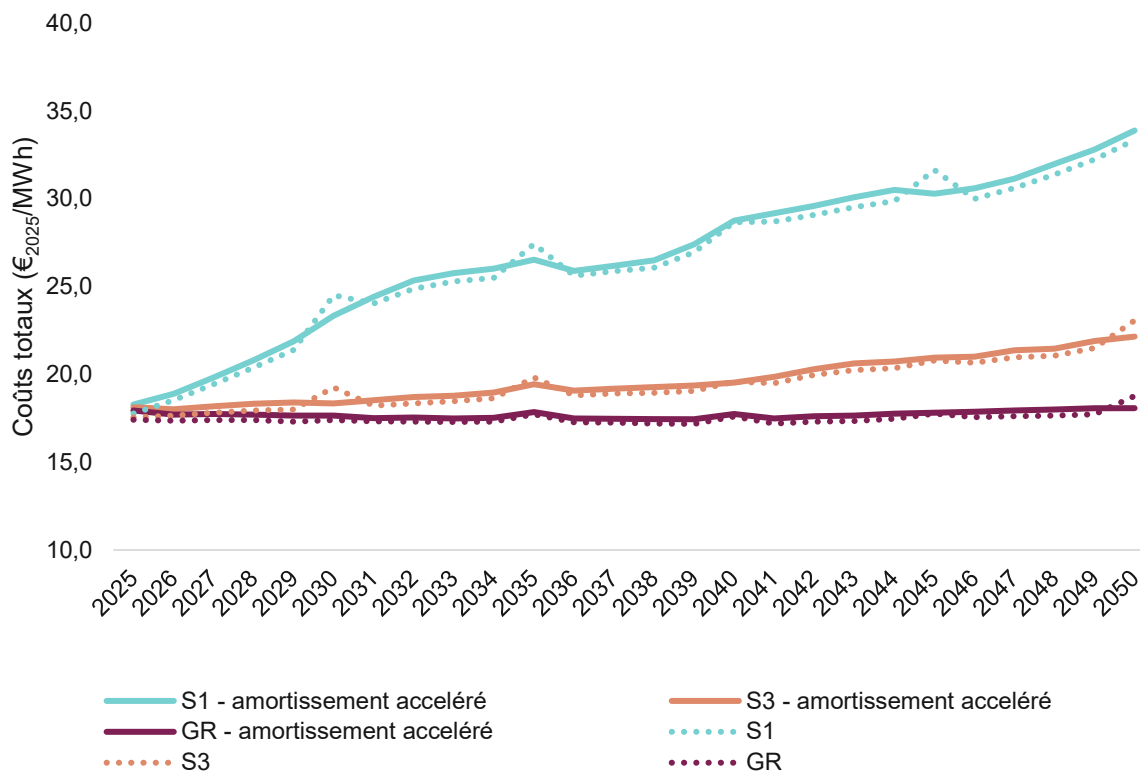


Figure 4 : Courbe tarifaire avec amortissements accélérés et sans amortissements accélérés (€₂₀₂₅/MWh)

Cette mesure permet de lisser l'impact tarifaire d'un coût échoué, en l'amortissant en amont, et d'éviter les pics de coûts liés à la sortie d'actifs importants sur la période. Ainsi, la courbe de CCN est plus élevée en amont de la sortie de l'actif mais rejoint la courbe tarifaire après leur sortie.

4. Option 4d : Ne plus intégrer dans la BAR les investissements payés par les tiers

4.1. Cadre actuel

Certains investissements sont, pour tout ou partie, directement payés par les tiers à l'origine de la modification des réseaux, par exemple au moment d'un raccordement ou lors de déplacements d'ouvrages liés à des travaux d'aménagement du territoire.

Actuellement, le produit de ces prestations réalisées par les gestionnaires de réseau est dans la majorité des cas déduit de leurs charges nettes d'exploitation à court terme. En revanche, les investissements correspondants sont intégrés à la base d'actifs régulés. Ils sont amortis et rémunérés sur de longues durées.

Ainsi, alors que l'investissement est payé au début de sa vie économique par un tiers, le traitement tarifaire actuel reporte et lisse sa couverture tarifaire sur l'ensemble de sa durée de vie : le cadre en vigueur à ce jour opère un arbitrage temporel en baissant le tarif (les CNE) à court terme, et en l'augmentant ensuite (i.e. CCN calibrées sur toute la valeur de l'actif, quel que soit son mode de financement).

4.2. Proposition de modification du cadre

Pour décaler la couverture des coûts vers le présent et tenir compte des modes de financement réels des actifs, il pourrait être envisagé de ne plus intégrer dans la BAR les investissements directement financés par les tiers. Ces dispositions ont d'ailleurs été retenues pour le tarif d'utilisation du réseau de transport d'électricité (TURPE HTB). Les charges d'exploitation à couvrir seraient ainsi réhaussées, les recettes des prestations pour tiers n'étant plus déduites, ce qui conduirait à une hausse tarifaire à court terme ; par la suite, le tarif baisserait, les CCN étant adossées à la seule part d'actif financée par les opérateurs.

4.3. Périmètre considéré

Les gestionnaires de réseau de transport et de distribution sont concernés par cette mesure pour les prestations de raccordement et de déplacement d'ouvrages pour tiers.

4.4. Impact sur la trajectoire tarifaire

Dans l'illustration numérique suivante, la CRE suppose que les montants relatifs à des investissements financés par des tiers, partiellement ou totalement, correspondent à des actifs amortis sur 30 ans. L'impact de cette mesure a été calculé à partir de 2027, date d'entrée en vigueur des prochains tarifs de stockage, transport et distribution de gaz.



Figure 5 : Impact de la déduction de la BAR des montants relatifs à des investissements financés par des tiers, partiellement ou totalement, par rapport au cas de base (€2025/MWh)

Au moment de sa mise en œuvre, cette mesure a pour effet d'augmenter le tarif par rapport à un scénario à cadre constant, étant donné qu'il consiste en une augmentation immédiate de CNE. Le gain obtenu en contrepartie en CCN n'est visible qu'après une quinzaine d'années.

5. Option 4e : Conservation des recettes excédentaires du CRCP pour réduire la BAR

5.1. Cadre actuel

Aujourd'hui, les soldes positifs et négatifs du CRCP (compte de régularisation des charges et des produits, voir encart ci-dessous) sont apurés dans le revenu autorisé en N+1, dans la limite de la capacité d'apurement annuelle. Cela signifie notamment, qu'en cas d'excédents, les montants trop perçus sont rendus l'année suivante aux utilisateurs.

Le niveau des différents tarifs est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de chaque opérateur.

Un mécanisme de régularisation a posteriori, le **CRCP (compte de régularisation des charges et des produits)**, a été introduit afin de prendre tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels, sur des postes prédéfinis difficilement prévisibles et/ou difficilement maîtrisables (coûts de l'énergie ou des consommables par exemple). Le CRCP protège en conséquence les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes en compensant certains déficits, et protège également le consommateur en permettant la rétrocession de certains surplus (recettes d'acheminement plus élevées par exemple).

5.2. Proposition de modification du cadre

Il s'agirait de conserver les soldes excédentaires annuels du CRCP lorsqu'ils surviennent pour modérer les augmentations tarifaires futures. Ces éventuels soldes excédentaires pourraient être déduits de la BAR des opérateurs. En d'autres termes, les excédents de CRCP ne seraient ainsi plus restitués aux utilisateurs des infrastructures à court terme, mais à long terme *via* une diminution des CCN.

5.3. Périmètre considéré

Cette mesure concerne l'ensemble des opérateurs gaziers régulés dont les recettes d'acheminement d'une année viendraient à excéder le revenu autorisé *ex post* défini pour cette même année, soit plus particulièrement les opérateurs de transport et de distribution de gaz.

5.4. Impact sur la trajectoire tarifaire

Il n'est pas possible de modéliser parfaitement cette mesure, dépendante de l'occurrence ou non d'excédents de CRCP durant les prochaines années. Néanmoins, une simulation sur la base de l'historique des excédents a été réalisée à titre illustratif. Les montants moyens d'excédent brut du CRCP entre 2015 et 2025 de chaque opérateur ont été calculés et déduits de la BAR sous forme d'un actif de valeur négative amorti sur 30 ans.

Une durée plus courte ou modulable (ensemble amorti à horizon 2050) pourrait être adoptée lors de la mise en œuvre de cette mesure.

Entre 2015 et 2025, les différents CRCP des opérateurs ont constitué les excédents moyens suivants :

Opérateur	CRCP - Excédent brut moyen 2015-2025 (M€/an)
NaTran	25
Teréga	3
Storengy ²	7
GRDF	10

L'impact de cette mesure a été calculé à partir de 2027, date d'entrée en vigueur des prochains tarifs de stockage, transport et distribution de gaz.



Figure 6 : Impact de la déduction des excédents du CRCP de la BAR par rapport au cas de base (€₂₀₂₅/MWh)

La modélisation de cette mesure montre une augmentation tarifaire initiale, traduisant la non-restitution du CRCP à court terme (44 M€/an), progressivement contrebalancée par une diminution des CCN.

L'impact tarifaire haussier en début de période serait de +0,11 €/MWh à +0,13 €/MWh suivant les scénarios. Le gain à terme serait de -0,07 €/MWh à -0,14 €/MWh suivant les scénarios.

² Excédent depuis l'entrée en régulation (2018)

6. Orientation 4f : Couverture anticipée des coûts de démantèlement des actifs

6.1. Cadre actuel

- En distribution : certains projets réglementaires (traitement de compteurs inactifs, sécurisation de branchements non actifs...) induisent des charges, aujourd'hui peu significatives, pour l'opérateur et qui sont incitées en tant que charges d'exploitation dans le cadre de l'exploitation normale du réseau.
- En transport : aucune provision pour démantèlement n'a été constituée à ce jour par les opérateurs de transport.
- En stockage : le cadre tarifaire précise que les provisions pour démantèlement ne pourraient être prises en compte qu'au prorata de la durée de présence des actifs de stockage concernés dans la régulation. Aucune provision n'a cependant été constituée à ce jour pour les stockages.
- Pour les terminaux méthaniers : le tarif des terminaux méthaniers prend en compte des provisions pour démantèlement (au prorata de la durée régulée sur la durée de vie totale pour Montoir et Tonkin).

Les analyses montrent que les coûts de démantèlement des actifs peuvent devenir significatifs à l'avenir dans les scénarios de décroissance rapide. Ne pas anticiper la couverture de ces charges risquerait de faire peser des montants importants sur un nombre plus restreint d'utilisateurs.

6.2. Proposition de modification du cadre

La mesure proposée consiste en un lissage de la charge financière *via* une couverture des provisions pour démantèlement. Cela permettrait d'améliorer la soutenabilité de ces coûts en les faisant porter par une assiette plus large de consommateurs.

6.3. Périmètre considéré

Cette mesure concerne l'ensemble des opérateurs gaziers régulés.

6.4. Impact sur la trajectoire tarifaire

La méthodologie adoptée est un lissage linéaire des coûts de démantèlement entre leur année d'occurrence et 2028.

A titre d'illustration, un démantèlement estimé en 2028 à 100 M€, mais subissant l'inflation et devant être réalisé en 2040 nécessiterait, à partir de 2028, une dotation annuelle aux provisions pour démantèlement d'environ 8,0 M€ en considérant un taux d'inflation de 1,3 % constant sur la période et un taux nominal sans risque de 1,8 %.

Par rapport au financement des coûts de démantèlement au fil de l'eau, cette mesure crée une augmentation tarifaire initiale, avec en première année le provisionnement d'une partie de l'ensemble des coûts prévus sur la période.

Outre les intérêts de stabilité tarifaire et de protection des derniers utilisateurs, cette mesure présente l'avantage de faciliter la planification de la décroissance des infrastructures gazières, là où elle est pertinente.

La CRE considère que cette mesure pourrait être appliquée selon différentes modalités, suivant le type d'installation à démanteler : le démantèlement d'installations importantes (comme une station de compression sur le réseau de transport) est un événement rare et coûteux dont l'impact nécessite certainement d'être lissé dans le temps. Il est moins évident qu'il faille anticiper le financement des démantèlements de petites installations, beaucoup plus nombreuses, qui adviennent régulièrement et dont les coûts sont naturellement répartis dans le temps.

Pour être pleinement efficace, ce mécanisme devra être intégré dans le cadre tarifaire existant et accompagné de mesures de contrôle pour s'assurer de l'absence de double couverture des coûts et du dimensionnement le plus pertinent de la provision.