

# Tarifs 2024-2028 des infrastructures de gaz

## Atelier n°4

*Accompagner la décroissance de la consommation de gaz par un cadre de régulation adapté*

## Au cours de cet atelier...

- Nous vous remercions de veiller à ce que tous les micros restent coupés durant les présentations.
- Les participants sont invités à poser leurs questions **au fil de l'eau dans le chat *Teams***, elles seront synthétisées par notre modérateur.
- Plusieurs temps au cours de l'atelier seront dédiés aux réponses aux questions rédigées sur le chat.
- Nous vous rappelons que cet atelier sera enregistré à des fins de synthèse interne à la CRE puis supprimé avant le 30 septembre 2023.

## A l'issue de l'atelier, il est possible

- d'adresser des éléments ou des questions complémentaires à la CRE
- de solliciter un échange avec les équipes de la CRE

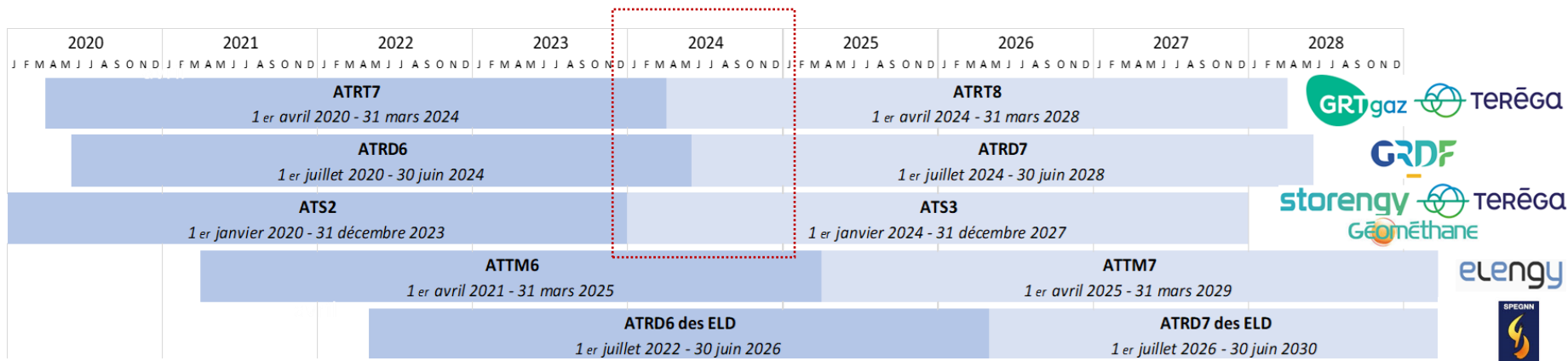
➔ [tarifs-infras@cre.fr](mailto:tarifs-infras@cre.fr)

## Agenda de l'atelier

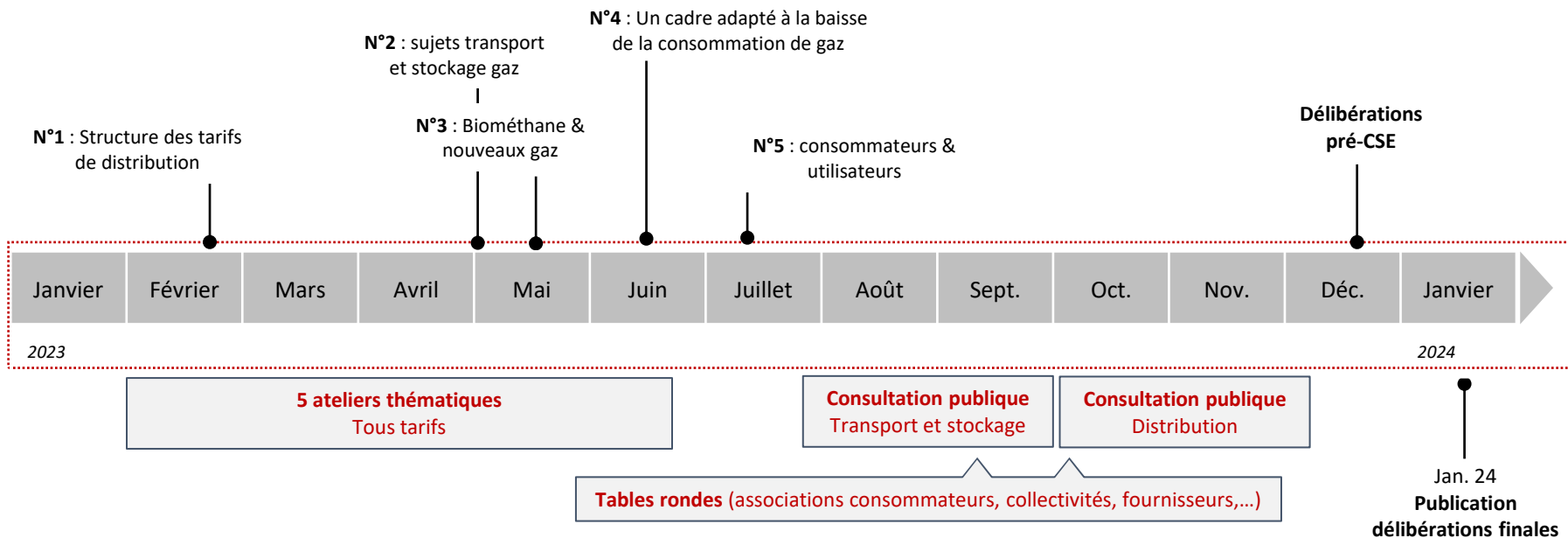
1. Enjeux de la génération tarifaire et démarche de la CRE
2. Décroissance de la consommation de gaz, quels enjeux pour les tarifs des infrastructures gazières
3. Quels sont les leviers tarifaires pour encadrer ce risque d'effet ciseau ?
  - a. Adapter la répartition dans le temps des charges de capital
  - b. Inciter les opérateurs à une gestion optimisée de leurs actifs

# 1. Enjeux de la génération tarifaire et démarche de la CRE

Les prochains tarifs du transport, du stockage et de la distribution de gaz seront préparés en 2023, pour une entrée en vigueur au premier semestre 2024



# Calendrier des travaux d'élaboration des prochains tarifs gaziers

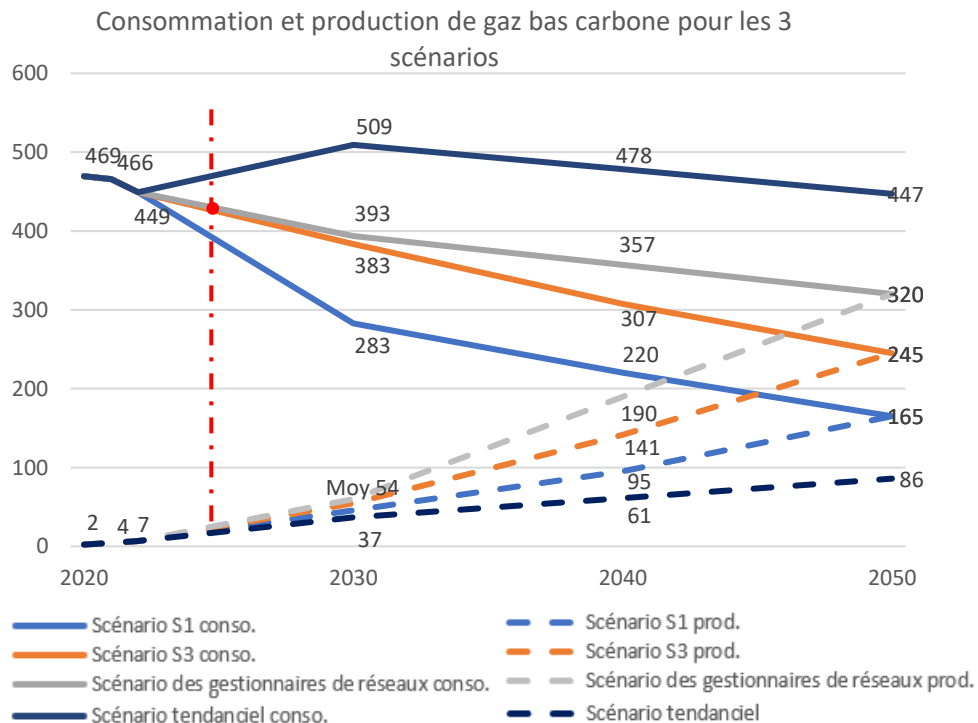


## 2. Décroissance de la consommation de gaz, quels enjeux pour les tarifs des infrastructures gazières

# La consommation de gaz en baisse à long terme, selon tous les scénarios

Dans son étude sur l'Avenir des infrastructures gazières, la CRE a retenu trois scénarios de consommation de gaz à l'horizon 2050, qui supposent tous de s'écarter du **scénario tendanciel** de l'Ademe (scénario *business as usual* avec une production limitée de biométhane, 86 TWh à 2050). Ces trois scénarios s'appuient sur l'hypothèse d'un équilibre entre consommation et production annuelle en 2050, soit l'arrêt de la consommation de gaz fossile et l'atteinte de la souveraineté énergétique :

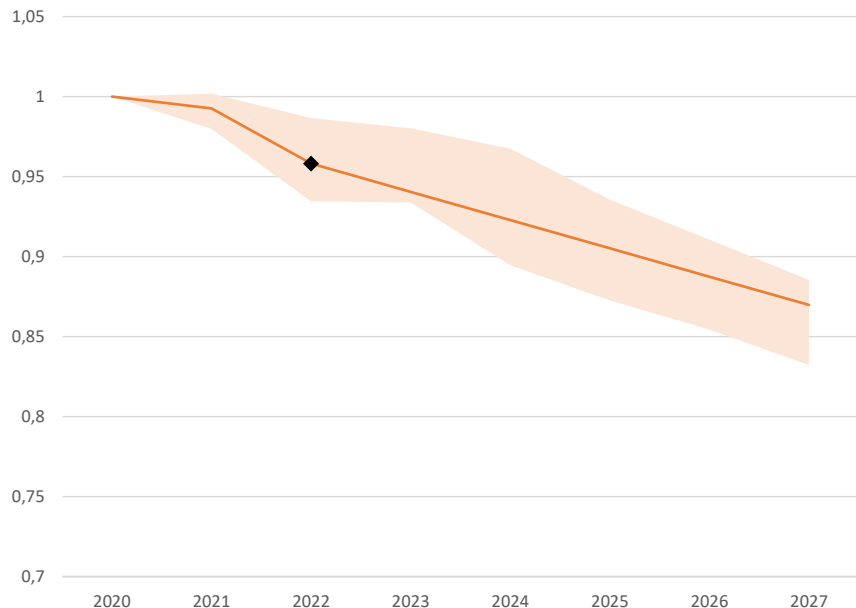
- Le **scénario S1** de l'Ademe (165 TWh de consommation à 2050) : très forte baisse de l'usage gaz dans le bâtiment, talon de consommation résiduel dans le logement collectif avec chaudière individuelle ;
- Le **scénario S3** de l'Ademe (245 TWh de consommation à 2050) : baisse moins prononcée de l'usage gaz dans le bâtiment, fort développement de la PAC hybride et mobilité gaz modérément développée ;
- Le **scénario des gestionnaires de réseaux** (SGR) (320 TWh de consommation à 2050) : baisse de l'usage chauffage moins prononcé, fort développement de la PAC hybride et de la mobilité gaz.





# Les opérateurs prévoient une baisse de la consommation de gaz et des souscriptions dans la période tarifaire à venir

Evolution des souscriptions et de la consommation corrigée du climat (demandes tarifaires des opérateurs de réseaux) – en base 100 en 2020



- Pour la prochaine période tarifaire, les opérateurs de réseaux ont retenu dans leurs dossiers des hypothèses en baisse globalement cohérentes entre elles et avec le scénario S3 ADEME.
- Les **opérateurs de stockage** ont considéré un besoin de stockage en hausse au cours de la prochaine période tarifaire afin d'augmenter les marges disponibles en cas de crise d'approvisionnement.

Hypothèses de souscriptions et de consommation des opérateurs

Scénario de consommation S3 de l'étude avenir du gaz

Consommation réalisée en 2022

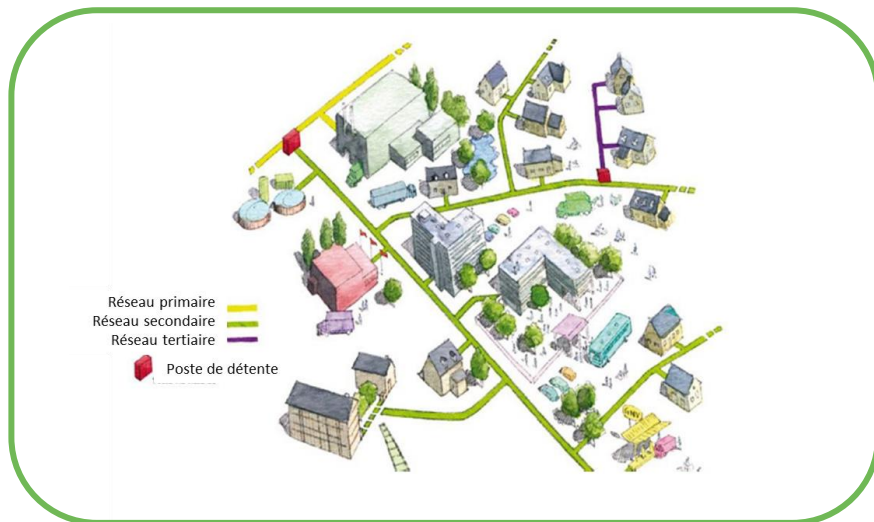


GAZ RÉSEAU  
DISTRIBUTION FRANCE



# Le réseau de distribution :

## *Un parc récent et sans besoin de renouvellement à horizon 2050*



- Le réseau de distribution se situe à 95% sur le territoire de desserte de GRDF.
- L'âge moyen des canalisations exploitées par GRDF est ainsi de 28 ans, et 83% du réseau a été construit ou renouvelé à partir des années 1980.
- La durée de vie technique des réseaux Acier et Polyéthylène permet d'envisager une durée d'exploitation résiduelle longue, d'au moins 50 ans en moyenne.

### Les ouvrages exploités par GRDF :

- 206 000 km réseau
- 15 000 postes de détente
- 7 millions de branchements individuels et collectifs et de détendeurs
- Plus de 11 millions de compteurs

# Le réseau de distribution :

## *Des investissements imposés par des obligations réglementaires*

- GRDF doit répondre à moyen-long terme à des enjeux multiples et exigeants :

- **Maintien d'un haut niveau de sécurité des réseaux**

- Travaux liés au respect des obligations réglementaires
- Renouvellements ciblés de réseaux
- Sécurisation de branchements et ouvrages en immeubles
- Investissements dits « correctifs » suite à des incidents

- **Développement durable et transition énergétique, en adaptant le réseau pour intégrer des volumes croissants de « gaz verts » injectés (droit à l'injection)**

- Raccordement des sites de biométhane
- Renforcement de réseaux, validés par la CRE

- **Obligations et engagements externes**

- Raccordement clients
- Modifications d'ouvrages à la demande de tiers
- Engagements prévus dans les contrats de concession
- Mise à disposition de données pour les fournisseurs et autres parties prenantes

En 2022 : 1 100 M€  
d'investissements  
réalisés par GRDF

~50%

~15%

~35%

## Le réseau de distribution :

### *Les perspectives d'investissements à long-terme*

- Seuls environ 5 000 km de canalisations (2,5% du réseau) nécessiteront encore des investissements spécifiques pour répondre aux exigences réglementaires.

**Au-delà des contraintes réglementaires, GRDF ne renouvelle ses ouvrages qu'en cas de dommages aux ouvrages ou de problème de sécurité avéré.**

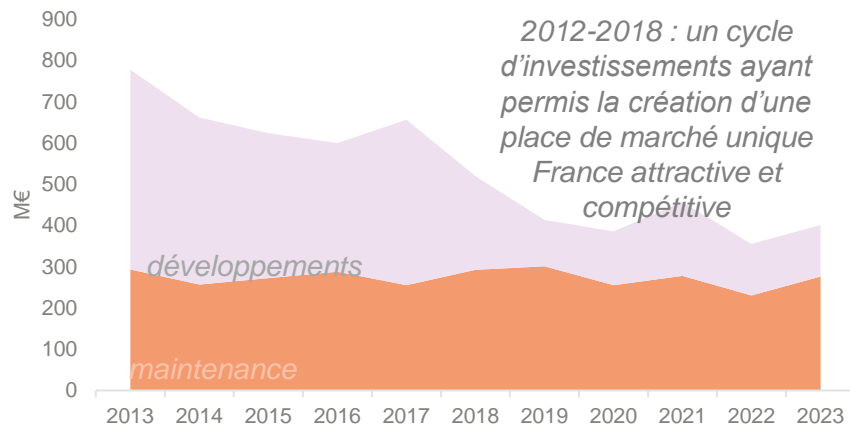
**A réglementation constante, le réseau de distribution de GRDF ne nécessite donc pas d'investissements de renouvellement massifs avant 2050 et après, et ce quel que soit le niveau de consommation projeté.**

- L'enjeu en termes d'investissements sur le réseau de distribution de gaz se concentre donc sur la concrétisation des projets de gaz renouvelables sur tout le territoire.

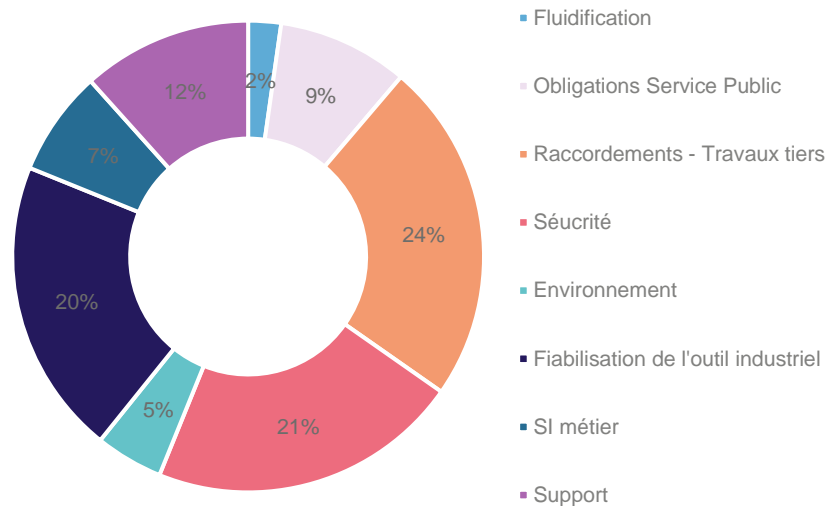
**Les investissements pour son maintien (optimisé à l'échelle nationale) et pour le raccordement des gaz renouvelables constituent donc une option sans regret.**



# Les investissements de GRTgaz

Prév. ATRT8  
≈ 450 M€/an



## Bilan Prévisionnel Pluriannuel et Plan Décennal de Développement 2022-2031



<https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2023-04/Plan-Decennal-de-Developpement-2022-2031.pdf>

Des investissements stables désormais portés par l'**accueil des gaz renouvelables**, le **renforcement des exigences réglementaires** en matière de sécurité et d'environnement, la gestion des **obsolescences** et la **digitalisation**





# Perspectives d'investissements de Teréga pour la prochaine période tarifaire



## Transport

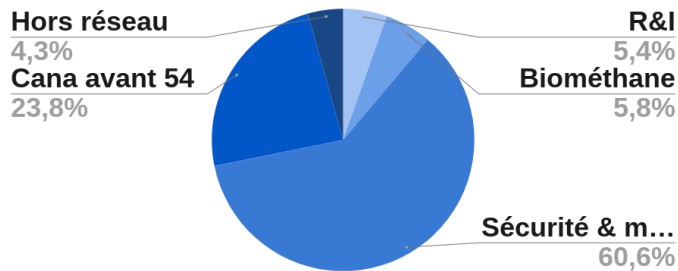
Un réseau de 5 115 km  
dont la moitié a plus de 50 ans



Investissements : environ **450 M€ sur l'ATRT8**



**562 km** à traiter pour sécuriser le réseau  
**dont 330 km d'avant 1954**



## Stockage

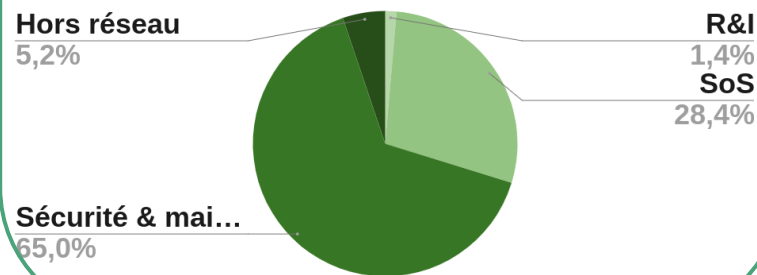
**25%** des capacités de stockage  
françaises



Investissements : environ **250 M€ sur l'ATS3**



Un **programme de sécurité**  
**d'approvisionnement Opstock**



# storengy

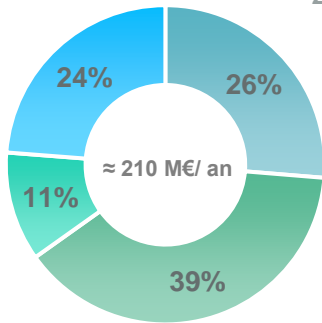
Une société de  ENGIE

# L'adaptation des stockages à moyen et long terme

## Des investissements maîtrisés

- Un cadre réglementaire incitant à l'efficacité.
- Des investissements nécessaires au strict respect des obligations réglementaires.
- Un renforcement de la performance, de la transition énergétique et la cybersécurité.
- Une stratégie à moyen terme « sans regrets ».

### Investissements Storengy France 2024 - 2027



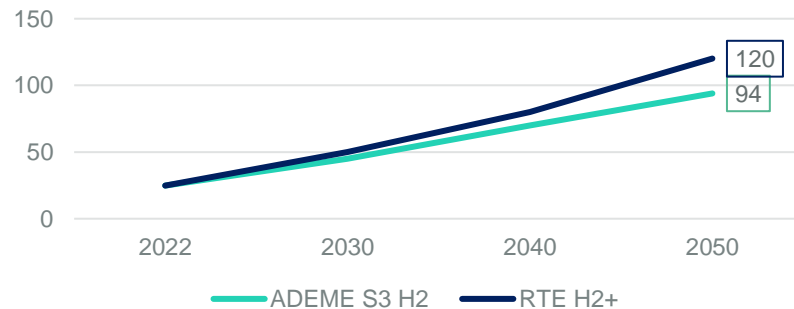
- Projets de rénovation
- Programmes de traitement de l'obsolescence
- Programmes de sécurité et de sûreté
- Investissements courants dont transition énergétique



## Un parc de stockages nécessaire en 2050 avec :

- aquifères pour le stockage du biométhane.
- potentiel de conversion des salins à l'hydrogène.

Consommation d'H2 en France  
(en TWh PCI hors production d'électricité)



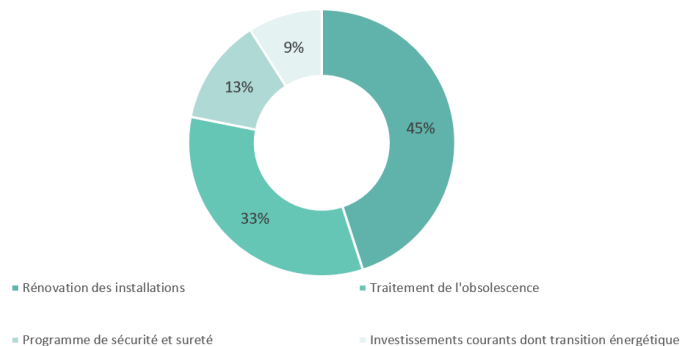


# GEOMETHANE ET LE SITE DE STOCKAGE DE MANOSQUE

*Géométhane est :*

- l'opérateur de stockage, propriétaire du site de stockage en cavités salines à Manosque
- détenu à 50% par Storengy et 50% par Géosud (CNP Assurances et Géostock)

Investissements Géométhane 2024-2027



Le programme d'investissements pour le site de Manosque est dimensionné pour répondre aux prescriptions réglementaires, maintenir et fiabiliser les actifs existants sur le site par des actions ciblées et essentielles

## La baisse de la consommation ne s'accompagnera pas nécessairement d'une baisse des charges des opérateurs d'infrastructures

L'étude sur l'avenir des infrastructures gazières\* réalisée par la CRE montre que malgré la baisse de la consommation, **le dimensionnement des infrastructures gazières françaises ne devrait pas évoluer de manière significative d'ici 2050** :

- **les réseaux de transport de gaz comme de distribution resteront en grande partie nécessaires.** Des actifs seront néanmoins libérables, dans des proportions qui resteront limitées,
- **une part significative des capacités de stockage sera encore nécessaire** pour répondre au besoin de modulation saisonnière de la consommation.

Les réseaux **pourraient par ailleurs continuer à se développer** pour accompagner le développement des gaz verts (cf. slide suivant), de la mobilité GNV et devront s'adapter à l'apparition d'un usage secours.

Ainsi, les charges des opérateurs gaziers ne devraient pas diminuer dans les mêmes proportions que la consommation de gaz à l'horizon 2050.

# Vision globale de l'évolution des réseaux pour assurer la sécurité d'approvisionnement

## Structure des réseaux :

### Transport

- le réseau principal permet un usage domestique (via le réseau régional) ou de transit. Il permet également d'injecter et de soutirer le gaz des stockages ;
- après la sortie du réseau principal, le gaz est acheminé sur le réseau régional, jusqu'à la livraison aux consommateurs (industriels ou réseaux de distribution).

### Distribution

- un réseau de structure et un réseau de desserte (zoom dédié)

9 000 km

28 000 km

> 200 000 km



## Dimensionnement des réseaux :

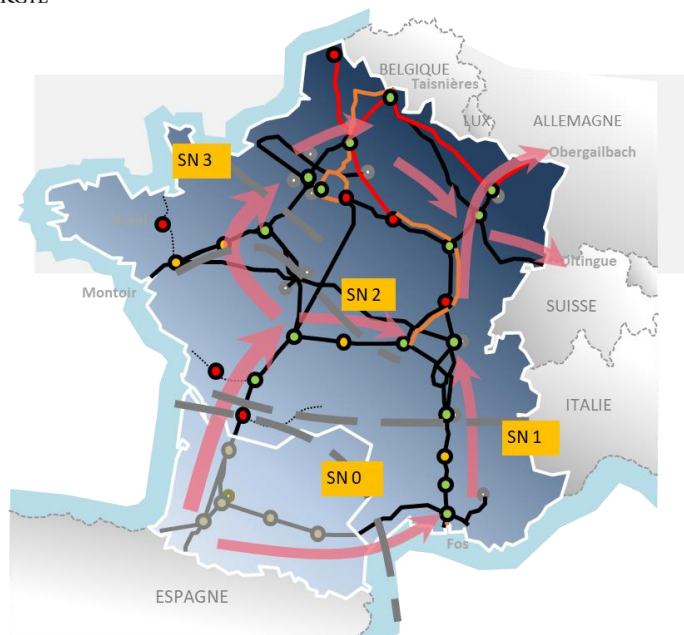
- afin de pouvoir satisfaire la demande en cas de pointe « au risque de 2% » (i.e. trois jours de froid successifs tel qu'il s'en produit statistiquement tous les 50 ans) ;
- afin de garantir la continuité d'alimentation en cas de défaillance de la plus grande infrastructure du système gazier (PIR Taisnières) ;
- adaptation progressive pour intégrer la production de biométhane (évolution d'un approvisionnement depuis les pays voisins vers un approvisionnement national décentralisé).

## Quelle structure de réseau à horizon 2050 ?

- Les réseaux resteront en grande partie nécessaires.
- Des actifs seront néanmoins libérables, dans des proportions qui resteront limitées, aux deux « extrémités » de la chaîne :
  - sur le réseau de transport : 5% maximum concentrés sur le réseau principal, du fait des doublages de ligne et de l'absence de consommateur directement raccordé
  - sur le réseau de desserte de distribution en fonction des configurations locales
  - des réseaux de transport régional et de structure de distribution qui seront les derniers à pouvoir être abandonnés (études nécessaires au cas par cas)

## Réseau de transport à horizon 2050

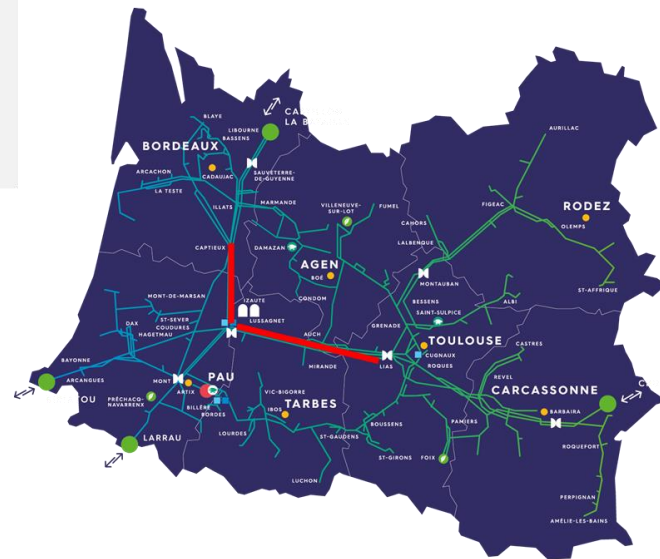
- Même en cas de baisse de la demande, le réseau de transport permet de compenser les écarts géographiques et temporels entre consommation et production, répond aux besoins de flexibilité journalière et répond aux besoins de transit dans le système gazier européen.
- Les actifs « libérables » se concentrent sur le réseau de transport principal. Il s'agit de canalisations doublées qui représentent à horizon 2050 entre 3 et 5 % des km de canalisations de transport ainsi qu'au moins 7 stations de compression.
- A l'horizon 2050, le maintien, sur le réseau principal, d'entre 2 et 3 % des canalisations globales et d'un peu moins d'un quart des stations de compression est rendu nécessaire par les besoins de transit.



● Station de compression non essentielle dans tous les scénarios

● Station de compression non essentielle dans le scénario bas uniquement

Entre 7 et 11 stations de compression libérables



— Canalisation doublée non essentielle dans tous les scénarios

— Canalisation doublée non essentielle dans le scénario bas uniquement

Entre 1150 et 2500 km de réseaux libérables

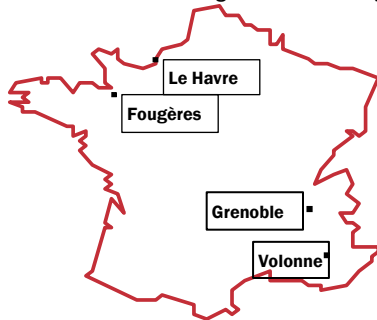


# Zoom sur les réseaux de distribution

Dans une vision nationale et à iso-cadre réglementaire, le réseau restera majoritairement nécessaire dans tous les scénarios. Les km de réseaux additionnels sont peu sensibles à la consommation et sont dimensionnés pour la production de gaz vert.

## • Une démarche de modélisation autour de focus locaux

- Les **objectifs** de cette démarche sont multiples :
  - éclairer les résultats des simulations réalisées à l'échelle nationale ;
  - évaluer les impacts d'une baisse ciblée de la consommation de gaz pour les réseaux ;
  - appréhender les enjeux de complémentarité entre énergies.
- **4 zones étudiées** :
  - une zone riche en potentiel de production de biométhane et un réseau de distribution peu développé : **Fougères (35)**
  - une zone urbaine avec une consommation résidentielle/industrielle importante : **Le Havre (76)**
  - une zone à faible production de biométhane : **Volonne (04)**
  - une zone dont le développement d'un réseau de chaleur urbain (RCU) impactera fortement le réseau de distribution de gaz : **Grenoble (38)**



Localement, en fonction des configurations, certains actifs pourraient être abandonnés, dans une proportion qui devrait rester très limitée.

Pour optimiser le réseau de distribution qu'il sera nécessaire de maintenir en gaz dans les zones où des actifs pourront être abandonnés :

- il pourrait être pertinent de mener dès à présent un exercice de coordination locale, en priorité dans les zones avec des projets de développement de réseaux de chaleur décarbonée. Cette coordination pourrait par exemple s'appuyer sur une notification préalable des tracés des plus gros projets de réseaux de chaleur urbains, au gestionnaire de réseau de distribution actif sur la zone et à la CRE ;
- à plus long terme, en fonction de la baisse effective de la consommation, il semble plus pertinent, dans une stricte logique d'optimisation du réseau à maintenir localement, de tendre vers une sortie de l'ensemble des usages gaz à la maille locale, plutôt que d'interdire des usages spécifiques à la maille nationale.

## Une évolution du besoin de flexibilité induisant une évolution des besoins de stockage

### Le chauffage et la production électrique dimensionnent le besoin de stockage

- Notre modulation saisonnière et notre besoin à la pointe actuels découlent en particulier de l'usage « chauffage ».  
➔ **Dans tous les scénarios, les volumes annuels et la part de l'usage chauffage dans la consommation globale sont amenés à reculer, ce qui devrait mécaniquement faire diminuer la pointe.**
- La production électrique contribue également essentiellement au besoin à la pointe. Durant cet hiver, les CCG ont été fortement mobilisées pour palier la baisse de production nucléaire.  
➔ **Il existe une incertitude sur le besoin de flexibilité du système électrique à moyen/long terme. Le gaz devrait néanmoins encore être mobilisé à moyen terme et reste une option crédible à long terme.**

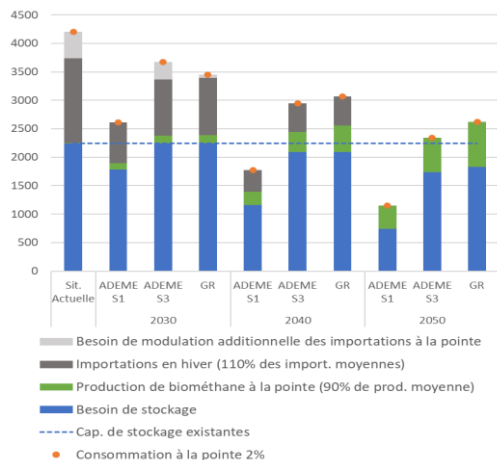
### Les nouvelles sources d'approvisionnement n'offriront pas la même flexibilité que les sources actuelles

- Les importations par gazoduc et sous forme de GNL peuvent aujourd'hui varier pour répondre au besoin de modulation saisonnière et à la pointe de consommation. Les importations sont globalement 10% plus importantes en hiver qu'en été.
  - Dans les scénarios étudiés, la consommation est couverte en 2050 à 100% par de la production nationale de méthane. Cette production est considérée comme quasiment constante sur l'année. Pour les bilans à la pointe, il est fait l'hypothèse que la baisse des températures conduit à un recul de la production nationale de 10% car la production de biométhane est impactée par les faibles températures.
  - Il est également important de noter par ailleurs que :
    - des excédents de gaz pourraient apparaître en cas d'hiver doux, avec la question du stockage ou de l'exportation des excédents.
    - des aléas, notamment climatiques, pourraient conduire à une production nationale plus faible certaines années.
- ➔ **Il faut anticiper une réduction ou une disparition progressive des flexibilités disponibles côté approvisionnement d'ici 2050.**

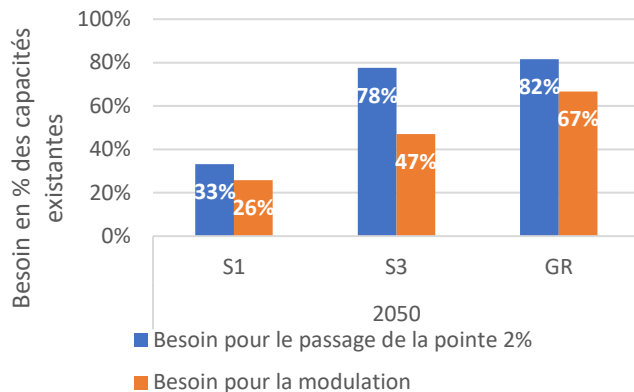
## Conséquences de l'évolution du besoin de stockage sur le parc de stockage

**A horizon 2030, aucune modification du dimensionnement du parc de stockage n'est à prévoir. L'ensemble du parc ne sera en revanche plus nécessaire dans l'ensemble des scénarios à horizon 2050.** La baisse du besoin s'accompagnera par ailleurs d'un nouveau profil d'utilisation des stockages d'avantage orienté par le besoin de pointe que par la modulation saisonnière. Ce besoin de performance de soutirage à la pointe baisse néanmoins entre 18 % et 67 % à l'horizon 2050 en fonction des scénarios.

Evolution du besoin à la pointe de consommation (GWh/j)



Evolution du besoin de stockage par rapport aux capacités commercialisées actuellement (base 100 en 2023)

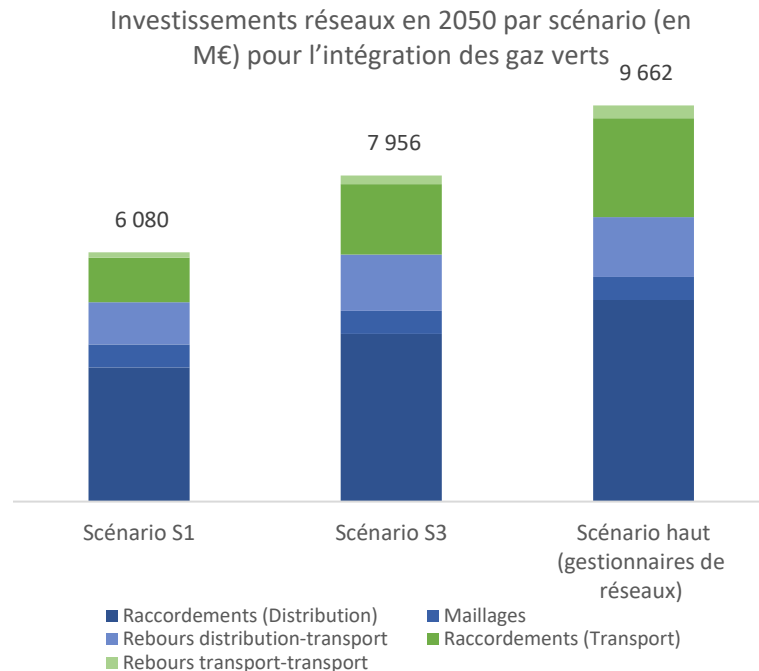


Les stockages salins et les aquifères rapides, qui offrent un débit important pour un volume faible ou modéré, sont théoriquement les plus adaptés pour répondre à ce besoin. **Les stockages salins peuvent être utiles à la fois pour le stockage de méthane et d'hydrogène. Les décisions concernant l'avenir des stockages de gaz seront influencées par la prise en compte de cet effet.**

# Des investissements nécessaires pour l'intégration des gaz verts

Les investissements des opérateurs d'infrastructures n'évolueront *a priori* pas de la même manière que la consommation :

- **sur le réseau de distribution**, des investissements relatifs à l'intégration des gaz verts entre 4,9 Mds € (scénario S1) et 7 Mds € (SGR) d'ici 2050.
- le réseau existant, relativement jeune, ne nécessitera pas d'investissements de renouvellement massifs avant 2050 et après, outre les investissements programmés (400 km renouvelés chaque année en moyenne) et ceux prévus par la loi (fonte ductile, cuivre...).
- **sur le réseau de transport**, les investissements relatifs à l'intégration des gaz verts vont de 1,2 Mds € (S1) à 2,7 Mds € (SGR) d'ici 2050. Le réseau actuel restera en grande partie nécessaire, même en cas de baisse prononcée de la consommation.
- **pour le stockage**, la plus faible flexibilité de la production de gaz entraînera un changement d'usage des stockages. Par ailleurs, sous l'effet de la baisse de consommation, le besoin à la pointe baissera de 18% (SGR) à 67% (S1) d'ici 2050.



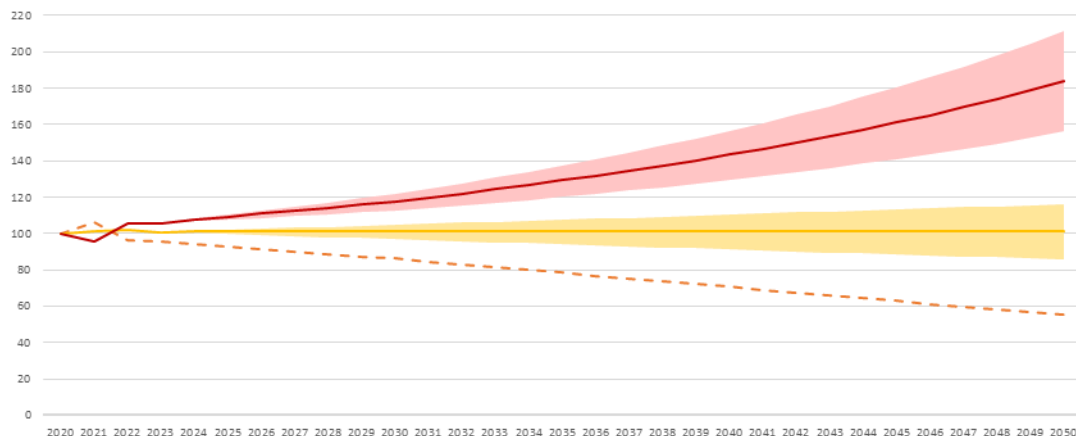
Source : Etude « Avenir des infrastructures gazières », CRE (2023)

# La diminution de la consommation de gaz entraîne un risque de ciseau tarifaire

L'étude « avenir du gaz » met ainsi en avant deux effets cumulés à l'horizon 2050 :

- 1 Une **diminution progressive de la base de consommation et du nombre de clients** utilisant les infrastructures gazières ;
- + 2 Un **maintien du dimensionnement des infrastructures** : les charges des opérateurs **ne décroissent pas dans la même proportion ni à la même vitesse, et pourraient même augmenter** en raison des besoins d'investissements liés à la transition énergétique.
- = 3 → Ces deux effets combinés créent un **risque de ciseau tarifaire, avec une hausse du coût unitaire d'acheminement.**

Illustration du ciseau tarifaire entre 2020 et 2050 (en base 100 par rapport à 2020)



- 3 Hausse du coût unitaire d'acheminement
  - Coût unitaire d'acheminement pour le scénario S3, avec un revenu autorisé correspondant à la moyenne 2020-2023
  - Coût unitaire d'acheminement pour le scénario S3, avec un revenu autorisé variant entre +/- 15 % en 2050 par rapport à la moyenne 2020-2023
- 2 Evolution illustrative du revenu autorisé des opérateurs gaziers à l'horizon 2050
  - Revenu autorisé moyen 2020-2023
  - Revenu autorisé avec une évolution de +/- 15 % en 2050 par rapport à la moyenne 2020-2023
- 1 Baisse de la consommation
  - Scénario ADEME S3 (étude « avenir du gaz »)

Par ailleurs, à long terme, sans cadre réglementaire adapté, la **baisse de l'utilisation des infrastructures pourrait créer un risque d'actifs échoués**. La CRE, depuis plusieurs périodes tarifaires, veille à ce que les opérateurs investissent au plus juste, et a procédé à des adaptations réglementaires pour éviter un accroissement de ce risque (par exemple raccourcissement de la durée d'amortissement pour des actifs non souscrits ou à fort risque d'échouage).

## Questions

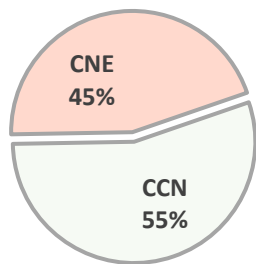
**Partagez-vous le constat de la CRE concernant :**

- **les évolutions des consommations de gaz et des charges de opérateurs de réseau ?**
- **et le risque de ciseau tarifaire ?**

### 3. Quels sont les leviers tarifaires pour encadrer ce risque d'effet ciseau ?

# Le revenu autorisé des opérateurs d'infrastructures gazières

Répartition moyenne  
du revenu autorisé des  
opérateurs gaziers



## Charges Nettes d'Exploitation

Leur niveau est fixé par la CRE en début de période tarifaire à l'issue d'un audit externe et d'analyses internes. Elles sont mises à jour de l'inflation chaque année.

Certaines charges, comme l'énergie de certains opérateurs, sont mises à jour en cours de période tarifaire.

## Charges de Capital Normatives

### Rémunération des actifs de la BAR (BAR x CMPC)

La Base d'actifs régulés (BAR) représente la somme des **actifs corporels et incorporels immobilisés** à l'actif de l'opérateur (évaluée au 01/01 de chaque année)

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

A cette base d'actifs, est associée une **rémunération à un taux** fixée par la CRE en début de période tarifaire : le **CMPC**.

### Couverture des charges d'amortissements

Une **durée normative d'amortissement est définie pour chaque type d'actif**.

Ces actifs sont **amortis de manière linéaire**.

*Durées d'amortissements tarifaires :*

- Canalisations : 30 à 50 ans*
- Compressions : 30 ans*
- Installations de traitements : 20 à 30 ans*
- Puits : 50 ans*
- Gaz coussin : 75 ans*

### Rémunération des Immobilisations en cours

Les immobilisations en cours (IEC) correspondent aux **dépenses engagées pour un actif avant sa mise en service**.

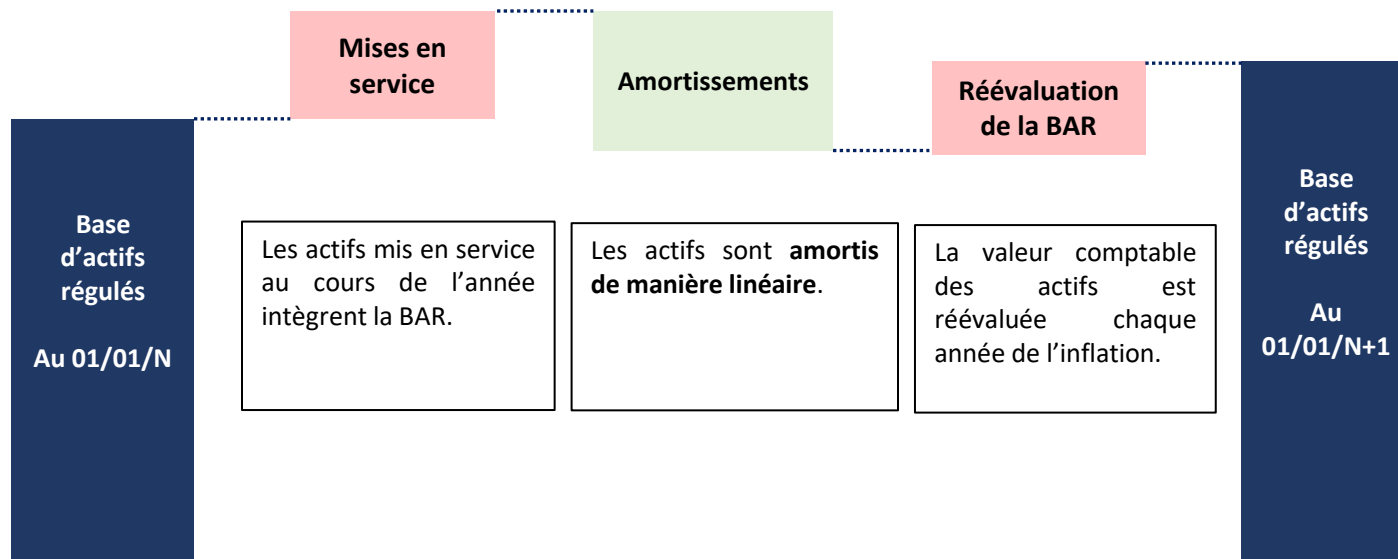
Les IEC sont rémunérées au **coût de la dette** dans les tarifs en vigueur.



# Mécanisme d'évolution de la Base d'Actifs Régulés

La Base d'Actifs Régulés évolue :

- en fonction du rythme des amortissements du stock (baisse) et des mises en services des nouveaux actifs (hausse) ;
- à la hausse avec la réévaluation annuelle de l'inflation.



## Quels leviers d'action dans les tarifs ?

### Adapter la répartition dans le temps des charges de capital

- Mettre fin à l'indexation de la BAR
- Modifier le profil des amortissements :
  - amortissements dégressifs
  - réduction de la durée d'amortissement

### Des mécanismes d'incitation à une gestion optimisée de leurs actifs

- Inciter à contenir les investissements dans une enveloppe
- Plafonner les investissements

3. Quels sont les leviers tarifaires pour encadrer ce risque d'effet ciseau ?
- a. Adapter dans le temps la répartition des charges de capital

# Plusieurs évolutions du cadre de régulation sont envisageables pour encadrer ce risque d'effet ciseau

- Le premier levier identifié pour limiter l'effet ciseau est la **répartition des charges de capital dans le temps**, avec l'objectif de les **augmenter à plus court terme afin de les réduire à plus long terme**, en cohérence avec l'évolution anticipée de la consommation de gaz.
- Trois pistes, cumulables et non exclusives, sont explorées dans les planches suivantes :
  - (A) **mettre fin à l'indexation de la BAR**, pour basculer vers un modèle similaire à celui de certains opérateurs électriques ;
  - (B) **adapter le rythme des amortissements** (passage à un amortissement non linéaire), pour que les charges d'amortissement soient plus cohérentes avec la décroissance de la consommation de gaz ;
  - (C) **réduire la durée d'amortissement des actifs**, dans les cas où cela est pertinent avec leur durée d'utilisation attendue.

# Etude de cas : évolution de la méthode de fixation des charges de capital aux Pays-Bas

Le régulateur néerlandais (ACM) a réalisé une étude portant sur l'évolution de l'utilisation des réseaux de gaz jusqu'en 2050 selon trois scénarios atteignant tous l'objectif de réduction de 95 % des émissions de CO<sub>2</sub> en 2050 par rapport à 1990. Ces scénarios sont basés sur trois axes de développement différents pour atteindre cet objectif (l'électrification, le développement des gaz verts et le développement de l'hydrogène).

ACM conclut que la diminution de la consommation de gaz entraînera une moindre utilisation des infrastructures existantes. Ces dernières **resteront cependant nécessaires pour répondre à la demande résiduelle : leur coût devra donc être supporté par un nombre plus restreint d'utilisateurs.**

Afin de réduire cet effet ciseau, ACM a mis en place **trois mesures visant à faire évoluer la méthode de calcul des charges de capital** des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz à partir de la période tarifaire 2022-2026 :



## (1) Désindexation de la BAR

La BAR n'est plus indexée sur l'inflation, qui est maintenant directement intégrée dans le CMPC (utilisation d'un CMPC nominal).

*La désindexation de la BAR a aussi été identifiée comme une piste d'adaptation à la baisse de la consommation de gaz par l'ACER (cf. étude « Future Regulatory Decisions on Natural Gas Networks: Repurposing, Decommissioning and Reinvestments » en 2022).*

## (2) Gestion des actifs mis hors service

Les actifs mis hors service par les gestionnaires de réseau sont retirés de la BAR et ne sont donc plus rémunérés.

*Cela est déjà le cas dans le cadre de régulation français.*

## (3) Modification de la méthode d'amortissement

Mise en place d'un amortissement dégressif avec un facteur d'accélération fixé pour chaque période tarifaire.

Ce facteur est cohérent avec les prévisions d'évolution de la consommation, et spécifique à chaque opérateur (1,3 pour le transport et 1,2 pour la distribution).

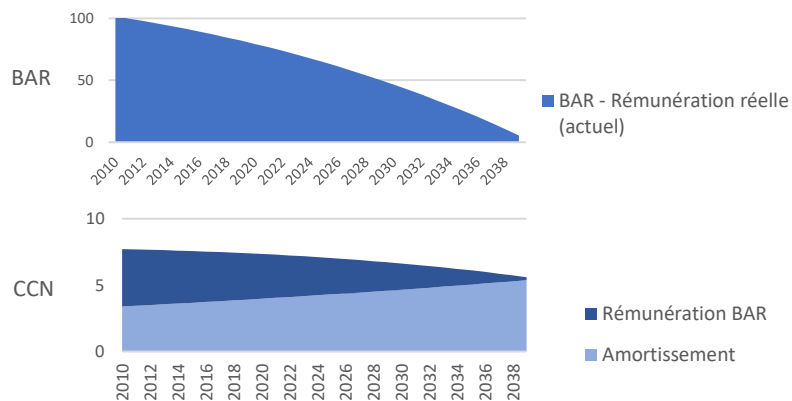
Cet amortissement dégressif est appliqué à 90 % de la BAR de chaque actif (ACM estime que 10 % des actifs pourront être réutilisés pour le futur réseau d'hydrogène, sans préjuger de la liste des actifs concernés).

Les durées d'amortissement normatives des actifs n'ont pas été modifiées.

# Deux méthodes de rémunération de la BAR pour les infrastructures

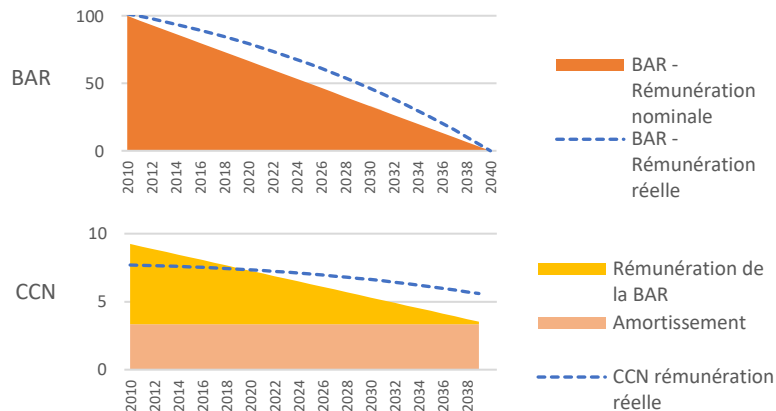
## Rémunération réelle (BAR réévaluée de l'inflation)

En gaz, la valeur comptable des actifs est réévaluée de l'inflation. A cette base d'actifs réévaluée, 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.



## Rémunération nominale (CMPC intègre inflation)

En transport d'électricité, la valeur de la base d'actifs est la valeur nette comptable de ces actifs. La rémunération associée est définie et fixée en termes nominaux – c'est-à-dire avec un taux sans risque intégrant une hypothèse d'inflation.



L'indexation de la BAR à l'inflation fait porter le coût de l'inflation actuelle aux futurs utilisateurs des infrastructures.

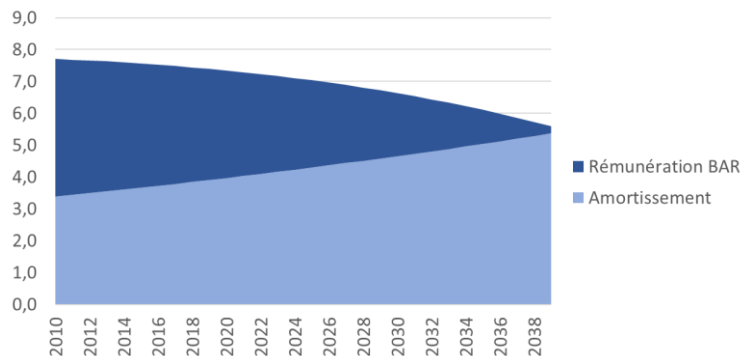
Ce cadre participe à la hausse progressive du coût unitaire d'acheminement.

## A – Mettre fin à l'indexation de la BAR

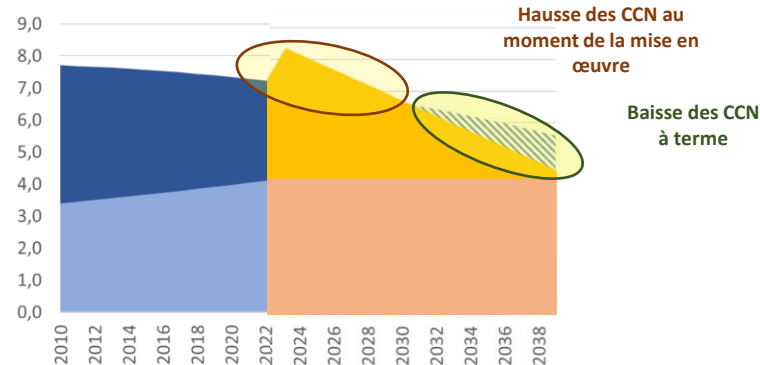
Il s'agit de passer à une **rémunération nominale de la BAR** : l'inflation serait intégrée dans le CMPC et la valeur de la base d'actifs ne serait plus réévaluée de l'inflation chaque année.

Avec cette méthode, le CMPC est plus élevé. Elle génère des **CCN plus élevées au moment de la mise en œuvre**. Les **CCN décroissent ensuite avec la réduction plus rapide du niveau de la BAR**.

CCN - Rémunération réelle (actuel)



CCN - passage en rémunération nominale à partir de 2024



- ➔ Cette méthode permet de **rééquilibrer le coût unitaire d'acheminement dans le temps**.
- ➔ Une rémunération nominale génère des CCN plus élevées au moment de sa mise en œuvre, mais ces dernières décroissent plus vite. Cela implique un « saut » lors du changement de méthode.

### Question

**Considérez-vous que la proposition de mettre fin à l'indexation de la BAR pour la prendre en compte directement dans le taux de rémunération apporte une réponse au risque d'effet ciseau ?**

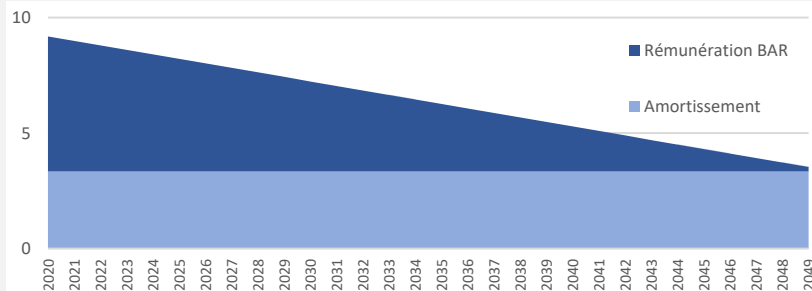
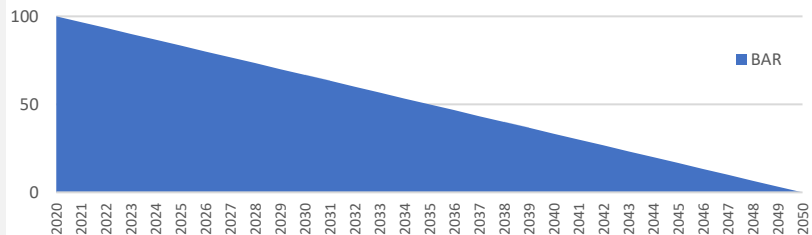


# Méthodes d'amortissement

En général, la durée d'amortissement d'un actif **doit être cohérente avec sa durée d'utilisation attendue**. Il existe néanmoins plusieurs manières de fixer le rythme d'amortissement tarifaire d'un actif.

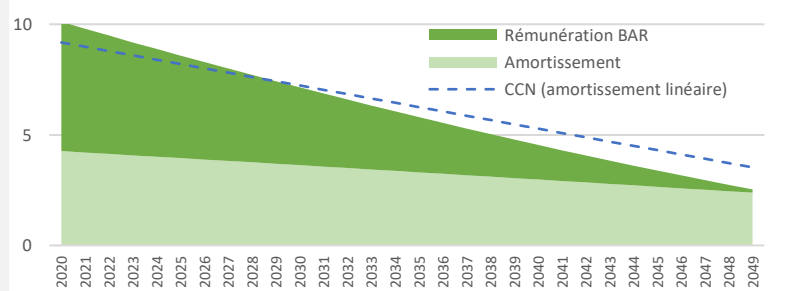
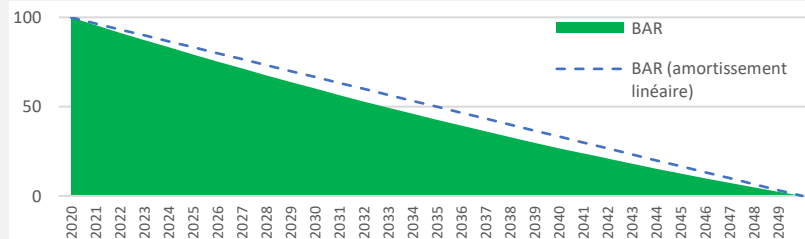
## Amortissement linéaire

Les annuités d'amortissement sont équivalentes durant toute la durée de vie de l'immobilisation.



## Amortissement dégressif

Les annuités d'amortissements sont plus importantes au début de la durée de vie de l'actif, puis diminuent progressivement.

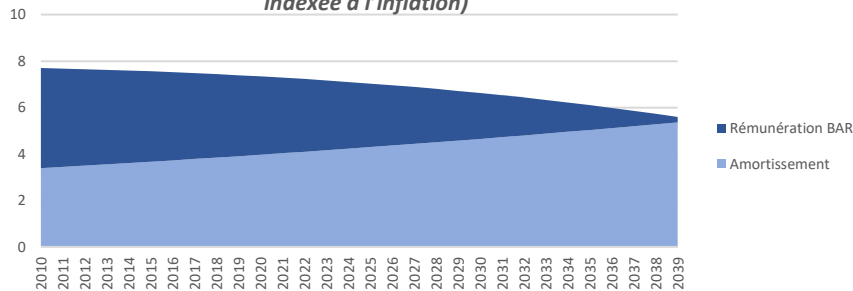


➔ Le cadre tarifaire actuel prévoit un amortissement linéaire des actifs des opérateurs gaziers : il pourrait être questionné dans le contexte actuel de consommation décroissante de gaz car il participe à la hausse progressive du coût unitaire d'acheminement.

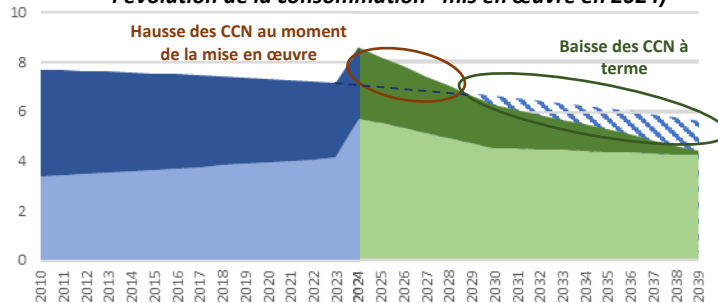
## B – Amortissements non linéaires

Il s'agit de modifier la chronique des amortissements (tout en conservant une durée d'amortissement identique) **pour ne pas amortir de manière linéaire sur la durée de vie de l'actif**. Il existe de nombreuses chroniques possibles : certaines pourraient **permettre de tenir compte des évolutions de l'usage réel des actifs dans une période de décroissance des usages (amortissement dégressif)**.

CCN – Cadre actuel (amortissement linéaire sur BAR indexée à l'inflation)



CCN – Cas théorique (amortissement dégressif suivant l'évolution de la consommation\* mis en œuvre en 2024)



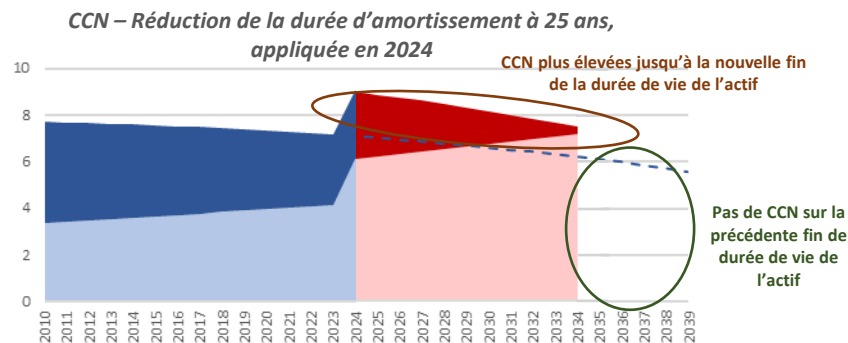
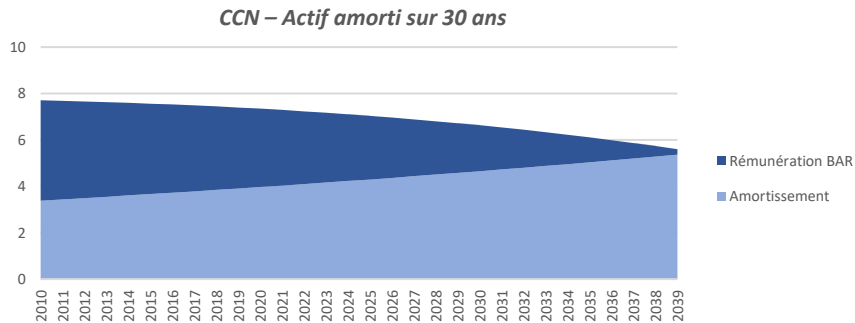
- ➔ L'accélération de l'amortissement sans modification de sa durée est **cohérente avec le maintien dans le temps d'infrastructures similaires à celles d'aujourd'hui, mais qui seront moins utilisées**. Elle est moins adaptée aux actifs qui pourraient être convertis à un autre usage.
- ➔ Cette méthode permet de **rééquilibrer le coût unitaire d'acheminement dans le temps**. Cet effet peut cependant être limité si une telle option est appliquée à une BAR indexée sur l'inflation.
- ➔ Un amortissement dégressif génère des CCN plus élevées au moment de sa mise en œuvre, mais ces dernières décroissent plus vite. Cela **implique un « saut » lors du changement de méthode**.
- ➔ Le **facteur d'amortissement peut être paramétré** pour limiter la hausse des charges lors du changement de méthode et à chaque période tarifaire, selon les prévisions d'évolution de l'utilisation des infrastructures. De telles modifications peuvent permettre de s'adapter à la réalité et aux perspectives de baisse, mais cependant limiter la visibilité tarifaire.

### Question

**Considérez-vous que le changement de méthode d'amortissement apporte une réponse au risque d'effet ciseau ?**

## C – Modification de la durée d'amortissement

Modifier la durée d'amortissement des actifs, dans les cas où cela est pertinent avec leur durée d'utilisation attendue, est une autre manière de faire peser moins de charges d'amortissement sur les futurs utilisateurs des infrastructures.



- Cette méthode permet de limiter fortement le risque de coûts échoués (pas de coûts échoués en fin de vie de l'actif si la nouvelle durée de vie réglementaire correspond à la durée effective d'utilisation des actifs).
- Elle suppose une hausse des CCN sur le reste de la durée de vie de l'actif.
- Cette méthode est pertinente dans le cas d'actifs concernés par un risque important de fin d'utilisation avant leur fin de durée de vie réglementaire.
- Comme illustré dans l'étude « avenir du gaz » la majeure partie des infrastructures gazières devrait rester en service au-delà de 2050 :
  - La CRE a déjà réduit la durée d'amortissement des actifs gaziers présentant un risque important de non-utilisation à cette échéance (terminaux de Fos Tonkin et de Montoir, branchements et conduites d'immeubles pour le réseau de distribution) ;
  - La mise en œuvre d'une réduction de la durée de vie des autres actifs impliquerait une **décorrél**ation importante entre leur durée de vie réglementaire et leur niveau d'usage ;
  - Cette décorrél

### Question

**Selon vous, dans quelle mesure la réduction de la durée d'amortissement apporte une réponse dans le contexte de baisse de la consommation du gaz (risque d'effet ciseau et coûts échoués pour certains actifs) ?**

# Illustration : désindexation de la BAR et mise en œuvre d'un amortissement dégressif

Exemple de l'application conjointe de la désindexation de la BAR et de la mise en place d'un amortissement dégressif sur les actifs existants d'un opérateur gazier français à partir de 2024 :

- hypothèse : pas d'investissements au-delà de 2023.
- désindexation de la BAR : le CMPC devient nominal, en y réintégrant l'inflation (+170 pdb additionnels).
- amortissement dégressif : coefficient d'accélération de 1,2 appliqué à la chronique d'amortissement linéaire chaque année.

Le changement de méthode implique une hausse tarifaire (hors effet de l'évolution des CNE, des souscriptions et des investissements) :

→ La désindexation de la BAR seule implique une hausse tarifaire de +3,4 %/an

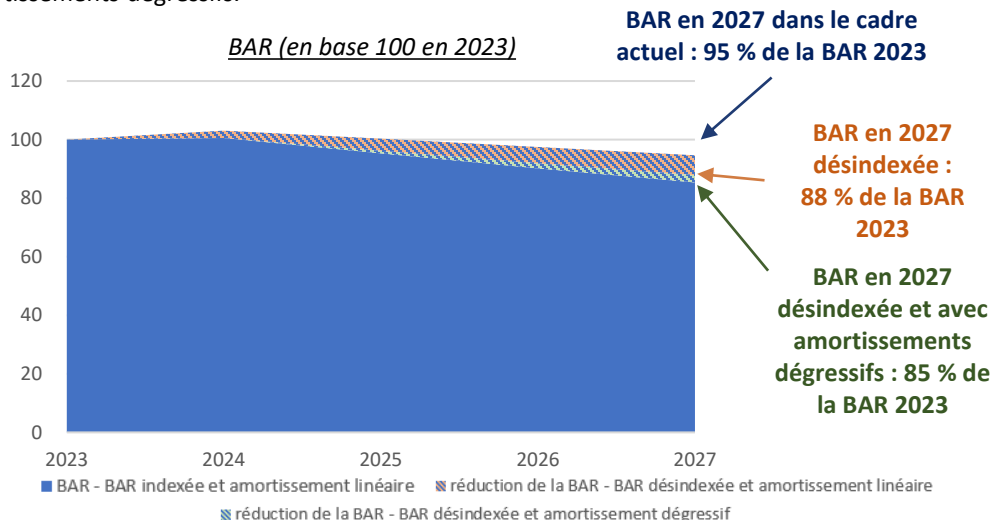
→ Cette hausse s'élève à +5,5 %/an en ajoutant un amortissement dégressif.

La hausse tarifaire qui résulte des évolutions de méthode est adaptable :

- elle peut être lissée dans le temps (plusieurs périodes tarifaires) ;
- elle peut être mise en œuvre progressivement par exemple nouveaux actifs puis catégories d'actifs par catégories d'actifs ;
- le coefficient de dégressivité des amortissements peut être paramétré selon différents facteurs, pour en atténuer l'effet.



Ces évolutions permettent cependant d'aboutir à une diminution de la BAR plus rapide que dans le cadre actuel : celle-ci représenterait 95 % de la BAR 2023 en 2027 dans le cadre actuel, mais seulement 88 % avec une désindexation de la BAR et 85 % avec désindexation et amortissements dégressifs.



### Question

**Avez-vous d'autres suggestions sur la répartition dans le temps des charges de capital ?**

# Synthèse

Pour une meilleure adéquation théorique dans le temps entre les charges de capital et le niveau d'utilisation

- 1 **Désindexation de la BAR** : ne pas faire porter le coût de l'inflation actuelle aux futurs utilisateurs des réseaux.
- 2 **Amortissements non linéaires** : s'adapter aux incertitudes sur le mix énergétique, même si plus complexe à mettre en œuvre.
- 3 **Réduction de la durée d'amortissement** : pertinente dans certains cas, mais limitée au-delà des adaptations déjà mises en œuvre.



La hausse des CCN qui en résulte peut être aménagée :

- **lissée** dans le temps (plusieurs périodes tarifaires) ;
- **mise en œuvre progressivement** (sur les nouveaux actifs puis par catégorie d'actifs) ;
- le **coefficient de dégressivité** des amortissements peut être paramétré selon différents facteurs, pour en atténuer l'effet.

Ces évolutions risquent de ne **pas être suffisantes pour se prémunir d'un effet ciseau**.

D'autres pistes peuvent être envisagées :

- **Encadrement des investissements** ;
- **Incitation à la gestion optimisée des actifs**.



3. Quels sont les leviers tarifaires pour encadrer ce risque d'effet ciseau ?
- b. Inciter les opérateurs à une gestion optimisée de leurs actifs

## Inciter à optimiser la gestion des investissements et des actifs

- Le cadre actuel de régulation des investissements prévoit différents mécanismes en transport, stockage et distribution.
- Pour le transport et le stockage, le code de l'énergie confère explicitement à la CRE la compétence d'approbation des investissements réalisés par les opérateurs.

### Transport et stockage

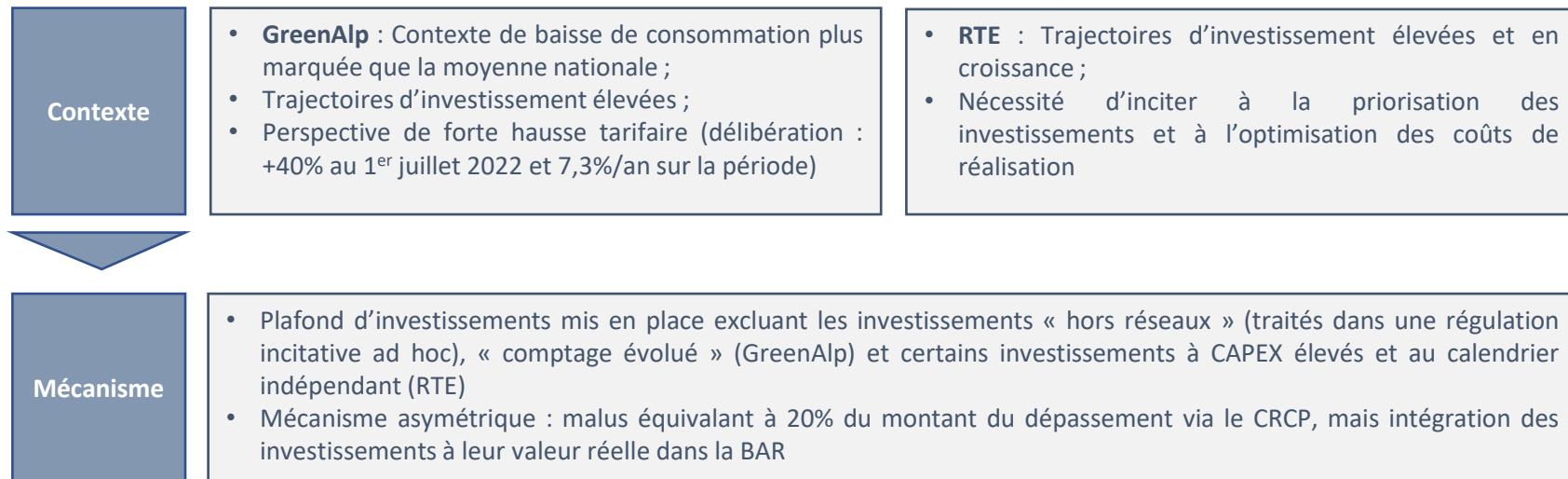
- **Approbation des budgets annuels d'investissements** des GRT de gaz naturel et des opérateurs de stockage ;
- **Mécanisme incitatif de « budget cible » appliqué aux projets majeurs** et un bonus/malus si le montant du projet est inférieur à 95% du budget cible ou supérieur à 105% du budget cible.

### Distribution

- **Pas de compétence d'approbation** (sauf pour les investissements de renforcement des réseaux liés à l'injection de biométhane).
- **Régulation incitative des coûts unitaires** de certains investissements de réseaux
- Dans le cas particulier de GreenAlp, **plafond d'investissements** introduit en ATRD6

## Retour d'expérience : RTE et GreenAlp

- Par deux fois, la CRE a mis en place des mécanismes de plafonnement des investissements des gestionnaires de réseaux : chez RTE (TURPE 6) et chez GreenAlp (ATRD6) :



## Alternative au plafond d'investissement

### Méthode

#### Fixation d'une enveloppe d'investissements « contrôlables »

- **Incitation alternative sur la rémunération** : application d'un taux de CMPC réduit sur les montants dépassant la trajectoire, sur une période pouvant aller de la période tarifaire à la durée de vie de l'actif ;
- **Possibilité d'ajustement de l'enveloppe** en cours de période en cas d'événement majeur.

### Périmètres

- Compte tenu des obligations réglementaires qui portent sur les gestionnaires de réseaux, les dépenses associées pourraient être exclues de l'enveloppe ;
- **Exclusion** des investissements relatifs au maintien en condition opérationnelle et à la sécurité du réseau de distribution ;
- **Exclusion** des investissements hors réseaux déjà couverts par le mécanisme « **TOTEX** » ?
- **Exclusion** des investissements de renforcement des réseaux pour **l'intégration des gaz verts**, validés par la CRE ?

### Question

**Pensez-vous qu'il soit pertinent de mettre en place des mécanismes d'incitation supplémentaires pour conduire les opérateurs à limiter ou prioriser leurs investissements, et si oui, selon quelles modalités ?**

## Inciter au prolongement de l'exploitation des actifs

- Certains régulateurs européens ont mis en place des mécanismes visant à inciter les opérateurs à maintenir leurs actifs plus longtemps en exploitation :



- Mécanisme d'incitation à la prolongation de la vie des actifs pour les distributeurs et transporteurs d'électricité et les transporteurs gaziers.
- Prime sur les OPEX des actifs amortis, sur la base d'OPEX de référence par catégorie d'actifs.
- Prime croissante en fonction de l'année de dépassement de durée de vie.



- Mécanisme incitatif pour les transporteurs d'électricité entre 2009 et 2017.
- Rémunération des actifs amortis et dont la durée de vie a été prolongée, sur la base de leur valeur initiale.
- Remplacé par mécanisme « TOTEX » pour laisser plus de maîtrise à l'opérateur pour choisir ses investissements.

- Risque de contribution au **ciseau tarifaire** si les investissements des opérateurs restent stables ;
- Risque de sur-rémunération, en particulier si combiné à la réduction de durée d'amortissement des actifs ;
- Difficile analyse technico-économique des coûts et bénéfices (qualité de service, fiabilité des actifs...).

### Question

**Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les inconvénients de la rémunération des actifs amortis, au regard des enjeux tarifaires identifiés ?**

### Question

**Avez-vous d'autres suggestions concernant l'incitation des opérateurs à optimiser la gestion de leurs actifs ?**