



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

*Liberté
Égalité
Fraternité*



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Tarifs 2024-2028 des infrastructures de gaz

Atelier n°1

Structure des tarifs de distribution de gaz naturel

Agenda de l'atelier

1. Enjeux de la génération tarifaire et démarche de la CRE
2. Principes et objectifs de la structure tarifaire
3. Retour d'expérience et bilan des évolutions de structure en ATRD6
4. Période ATRD7
 - a. Présentation des enjeux de la structure tarifaire pour la période ATRD7
 - b. Proposition d'introduction d'un terme de débit
 - c. Proposition d'évolution du seuil T2/T3

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 juin 2023.

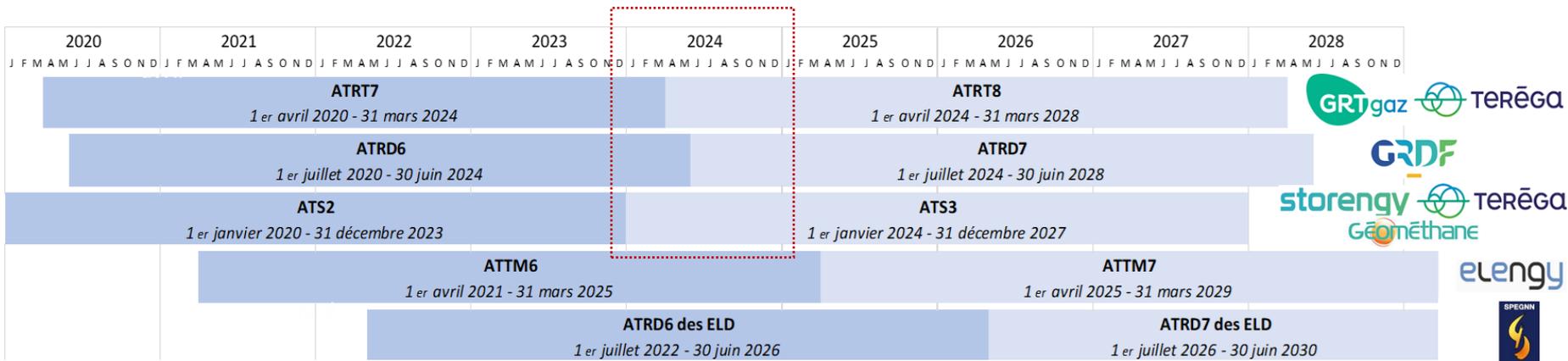
A l'issue de l'atelier, il est possible

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

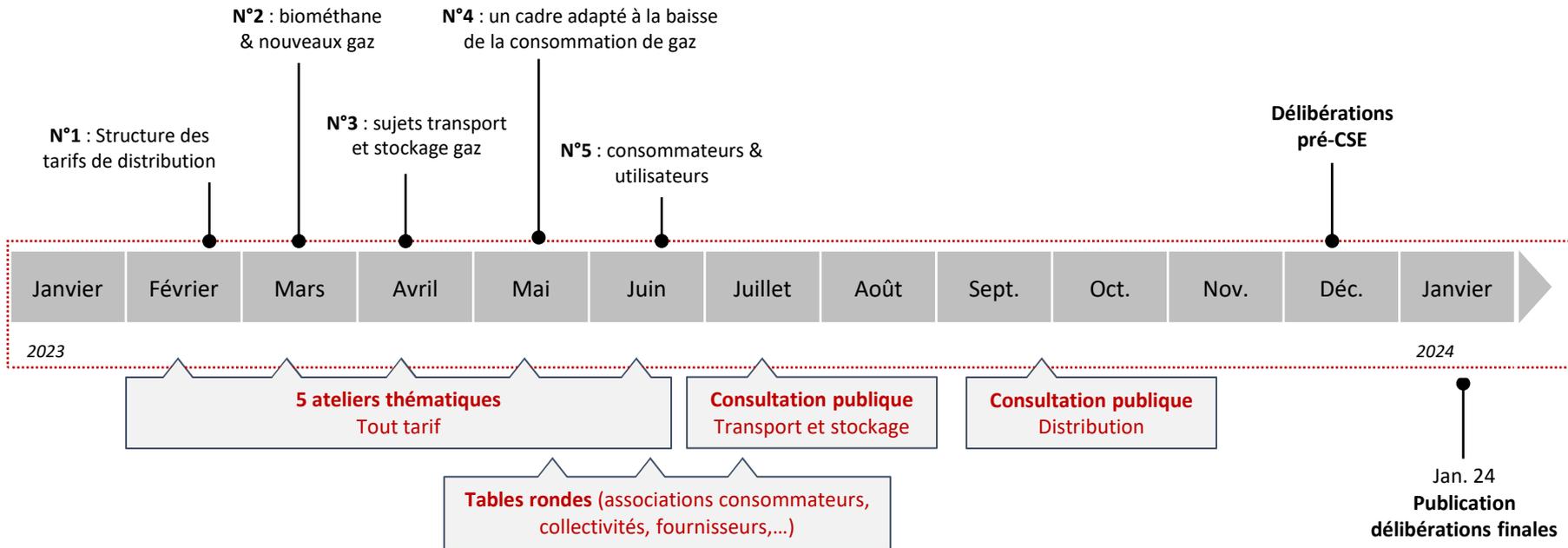
→ tarifs-infras@cre.fr

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

Les prochains tarifs de 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



Fonctionnement du système gazier

Stockages :

- **10 sites en exploitation (7 aquifères et 3 salins)** commercialisés par **Storengy** et propriétés de Storengy ou de **Géométhane**, répartis sur tout le territoire sauf le Sud-Ouest ;
- **1 site**, composé de deux réservoirs **aquifères**, dans le Sud-Ouest constituant un seul groupement de stockage et commercialisé par **Teréga**.

Terminaux méthaniers :

- **Montoir-de-Bretagne, Fos Tonkin, Fos Cavaou** qui sont régulés et exploités par la société **Elengy**, filiale à 100 % de GRTgaz ;
- **Dunkerque** qui fait l'objet d'une exemption de régulation jusqu'en 2036 et est exploité par la société **Dunkerque LNG**, filiale de Fluxys à 61 % et d'un consortium mené par AXA à 39 % ;
- **32,5 Mds de m3** de capacité annuelle de **regazéification** ;
- **1 370 000 m3** de capacité totale de **stockage**.

Réseau de transport :

- **GRTgaz** exploite **32 414 km** de réseau et achemine environ **646 TWh** de gaz par an ;
- **Teréga** exploite **5 056 km** de réseau dans le Sud-Ouest de la France et achemine environ **124 TWh** de gaz par an.

Infrastructures amont de gaz naturel

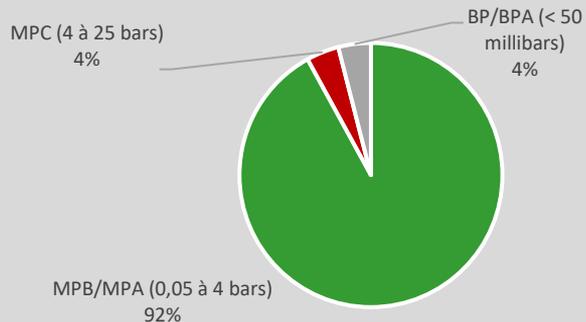


Fonctionnement du système gazier

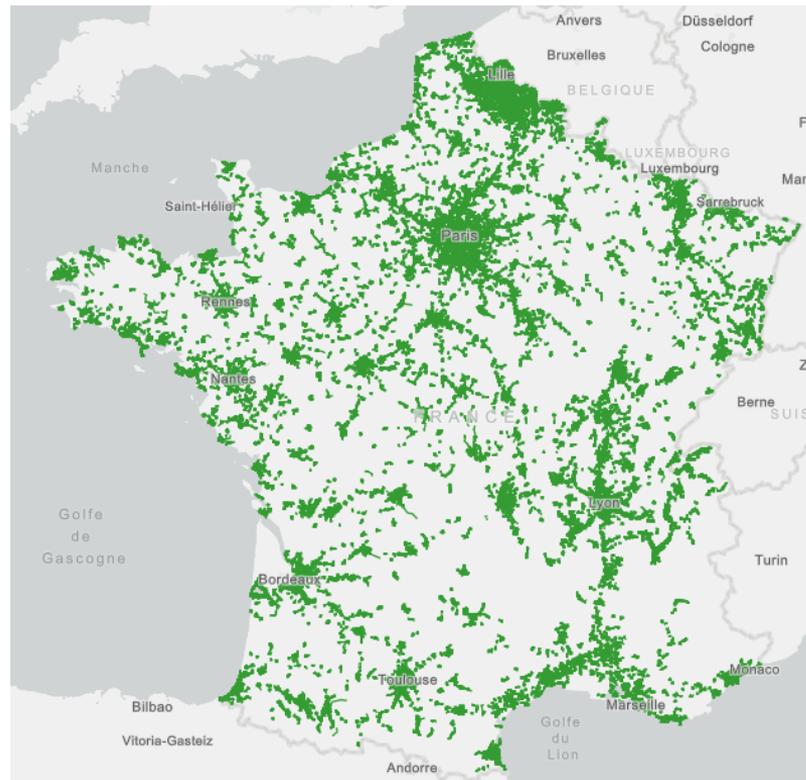
Réseau de distribution (périmètre GRDF) :

- 96 % de la consommation de gaz naturel nationale acheminée sur le réseau de distribution (288 TWh/an) ;
- 200 000 km de réseau sur 9 500 communes ;
- 11 millions de consommateurs.

Pression du réseau de GRDF



Réseau de distribution de gaz de GRDF



2. Principes et objectifs de la structure tarifaire

Fonctionnement de la structure tarifaire du tarif de distribution gaz

25 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) de gaz naturel en France : GRDF, qui représente 96 % des quantités de gaz naturel acheminées sur le réseau de distribution en France et 24 autres GRD de plus petite taille.

3 catégories de tarifs, mais une grille unique depuis 2018...

- 1 tarif péréqué pour GRDF (ATRD6) ;
- 10 tarifs péréqués pour les ELD (9 spécifiques, 1 commun) ;
- 201 tarifs non péréqués (nouvelles dessertes concédées dans le cadre de concurrence).

... à laquelle s'applique un coefficient multiplicateur différent pour chacun de ces tarifs :

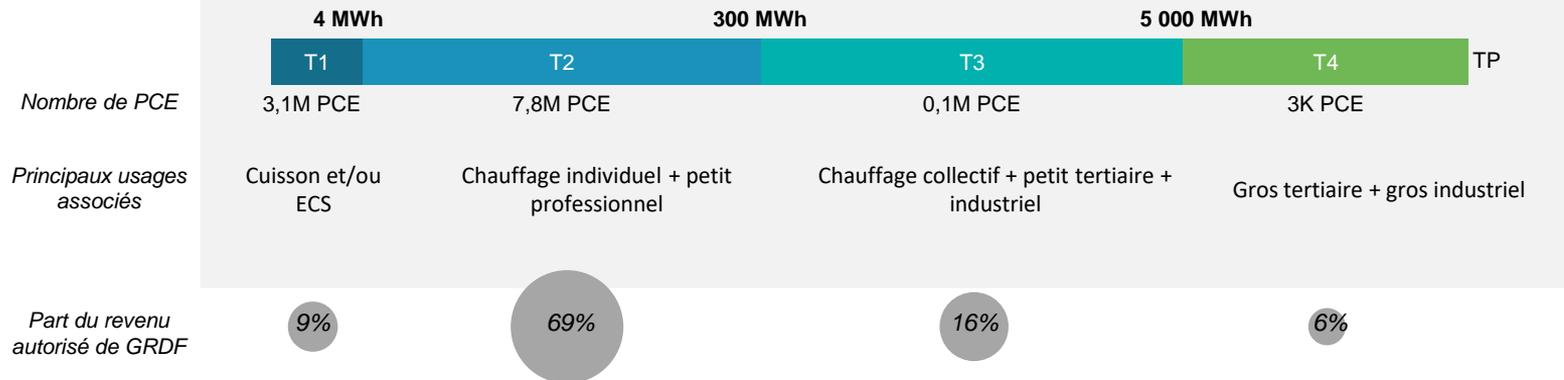
- 1,23 en moyenne pour les ELD ;
- 1,5 en moyenne pour les tarifs non péréqués.

Fonctionnement de la structure tarifaire du tarif de distribution gaz

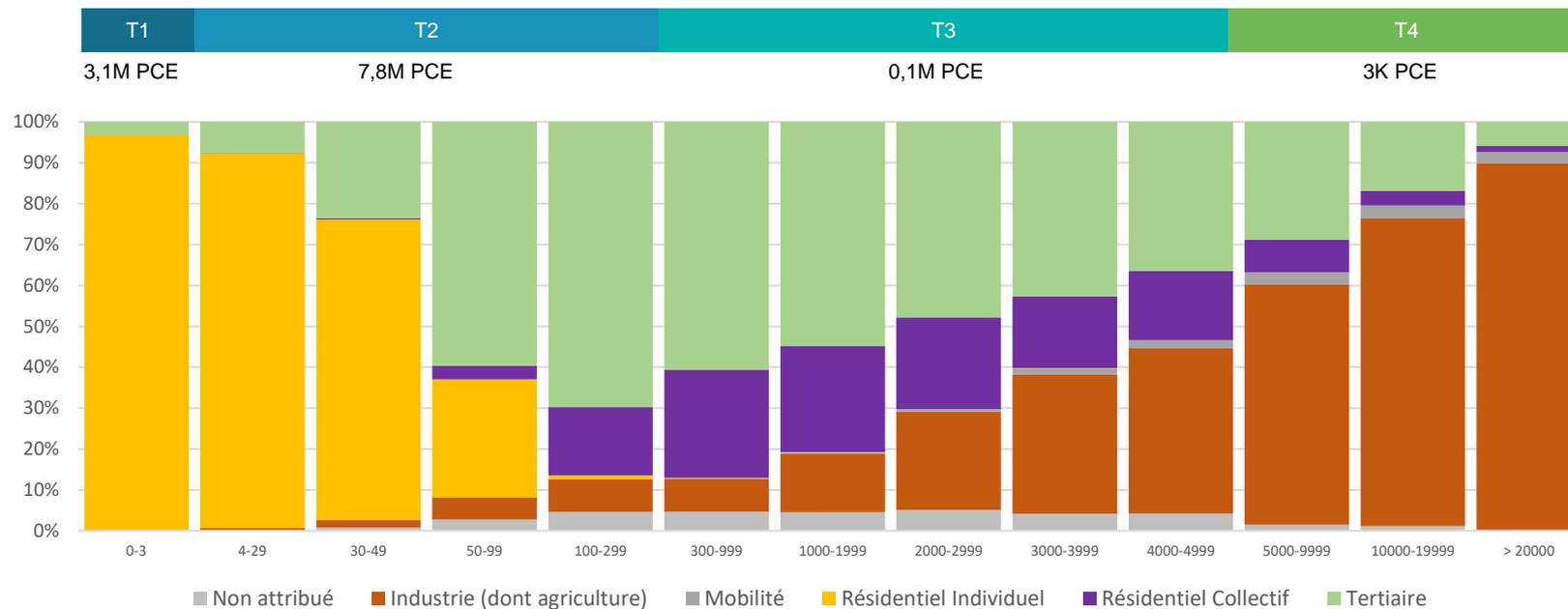
La structure tarifaire est unique et commune à tous les tarifs ATRD. Elle a été établie en 2003 (ATRD1) en prenant en compte notamment la répartition des coûts de réseau entre les différentes catégories de consommateurs et la segmentation des TRV en vigueur.

Le choix de l'option tarifaire est à la main du fournisseur.

Portefeuille de consommateurs par option tarifaire et seuils de consommation



Répartition actuelle du parc de GRDF



Fonctionnement de la structure tarifaire du tarif de distribution gaz

Au sein de chaque option tarifaire, le client paie une combinaison d'un **abonnement** (fixe, facturé par site de livraison), d'un **terme variable** (en fonction de la quantité de gaz consommé) et seulement pour les clients T4/TP un **terme capacitaire** (en fonction des capacités souscrites pour le client). Enfin, les clients les plus proches du réseau de transport bénéficient d'un terme tarifaire à la distance du réseau de transport.

Grille de GRDF au 1^{er} juillet 2022

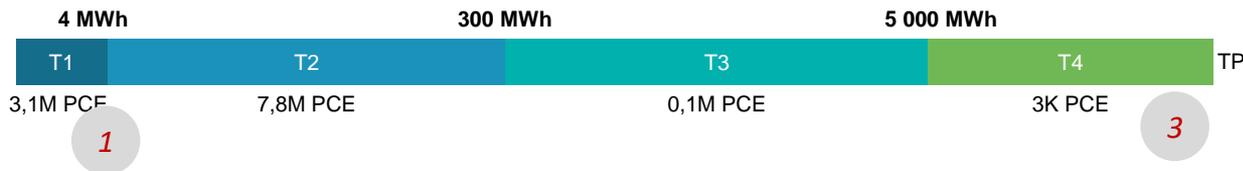
Option tarifaire	Abonnement annuel (en €/an)	Prix proportionnel (en €/MWh)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)		Terme annuel à la distance (en €/mètre/an)
			Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j	
T1	40,44	31,86			
T2	133,56	8,56			
T3	941,40	6,15			
T4	15 405,24	0,84	204,12	102,12	
TP	36 682,32		101,88		66,84

3. Bilan des évolutions de structure tarifaire retenues pour la période ATRD6

Bilan des évolutions de structure

Evolutions de structure adoptées en ATRD6

- 1 l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 (de 6 à 4 MWh/an), pour refléter la baisse des consommations moyennes affectées à l'usage chauffage et en cohérence avec les évolutions prévues des profils ;
- 2 le calcul de la continuité entre options tarifaires sans tenir compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) ;
- 3 l'application d'une dégressivité dans la tarification de la capacité de l'option T4, pour introduire plus de continuité entre tarifs de distribution et de transport ;
- 4 l'introduction d'un terme tarifaire pour l'injection de biométhane dans les réseaux, dont le niveau est fixé pour chaque zone en fonction des renforcements de réseaux nécessaires.



Bilan des évolutions de structure

1. Une meilleure tarification du bas de portefeuille

Changement de seuil T1/T2 de 6 à 4 MWh et non prise en compte de la CTA dans la continuité au seuil (au 1^{er} juillet 2022)

Objectif

- Mieux refléter la séparation entre un usage Eau Chaude Sanitaire (ECS)/cuisson et un usage chauffage
- Historiquement fixé à 6 MWh, il s'est progressivement décalé autour de 4 MWh en raison des efforts sur la maîtrise de la demande d'énergie

Bilan à date

- Evolution conjointe à l'évolution du calcul de la continuité entre seuils sans tenir compte de la CTA. La prise en compte de la CTA dans le calcul de la continuité au seuil, qui avait lieu jusqu'à l'ATRD5, créait en effet de la discontinuité dans la grille tarifaire.
- La délibération ATRD6 anticipait le **transfert théorique d'environ 260 000 clients**, dont la consommation était située entre 4 et 6 MWh, de l'option T1 vers T2 au 1^{er} janvier 2023 plus avantageuse pour eux.
- Les échanges récents avec GRDF mettent en évidence la bascule de **seulement 25 000 clients** à l'été 2023.

Bilan des évolutions de structure

2. Une meilleure tarification du haut de portefeuille

Application d'une dégressivité des capacités T4

Objectif

- Introduire plus de continuité entre les tarifs des réseaux de distribution et de transport, en réduisant le terme de capacité des gros clients T4.
- Certains de ces consommateurs, avec une consommation annuelle supérieure à 5 GWh, sont raccordés en distribution alors qu'un raccordement au réseau de transport serait plus avantageux pour eux.

Bilan à date

- La CRE a introduit une dégressivité du terme de capacité à partir de 500 MWh/j afin d'instaurer une plus grande continuité entre les tarifs des réseaux de distribution et de transport, les consommateurs pouvant atteindre ce niveau de capacité souscrite ayant en effet des caractéristiques proches de celles des consommateurs directement raccordés au réseau de transport.
- A date, le volume de clients T4 est stable et les services n'observent pas de pertes significatives de revenus sur l'option T4.

4. Période ATRD7

a) Présentation des enjeux de la structure tarifaire pour la période

Enjeux de la structure des tarifs d'utilisation du réseau de distribution de gaz

→ GRDF souhaite poursuivre les évolutions de la structure tarifaire engagées sur la période ATRD6 pour répondre à 2 enjeux importants :

- Permettre une meilleure allocation des coûts entre les utilisateurs
- S'assurer que les différentes catégories de consommateurs paient leur utilisation des réseaux à hauteur des coûts qu'elles induisent sur les réseaux

→ Or, les évolutions constatées sur le portefeuille de clients de GRDF, dont certaines ont commencé à être observées lors des travaux ATRD5, se sont non seulement confirmées sur la période ATRD6, mais reflètent désormais des tendances de fond :

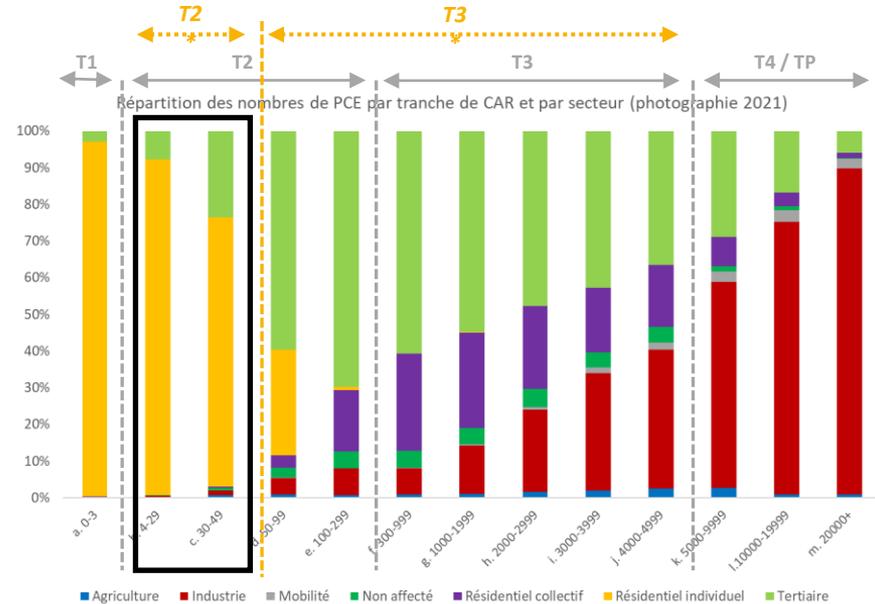
- L'hétérogénéité des usages d'une part, et des comportements de consommation d'autre part, au sein des options T2 et T3, qui couvrent respectivement les tranches de 4 à 300 MWh et de 300 MWh à 5 GWh de consommation ;
- La grille tarifaire actuelle ne reflète plus les coûts qui ont été engagés (*) par rapport à l'utilisation des ouvrages de distribution par certains comportements de consommation

() Les coûts d'infrastructure relèvent principalement d'investissements déjà réalisés*

Les problématiques posées par la structure tarifaire actuelle : *Option T2*

→ L'option tarifaire T2 regroupe environ 8 millions de consommateurs sur un portefeuille de GRDF qui en compte près de 11 millions, avec des utilisations hétérogènes ne permettant pas une juste allocation des coûts entre :

- des clients résidentiels individuels ayant un usage chauffage (jusqu'à environ 50 MWh)
- et les autres consommateurs, notamment le secteur tertiaire



GRDF souhaite un abaissement du seuil entre les options T2* et T3* afin d'améliorer la tarification de l'usage chauffage résidentiel individuel

Les problématiques posées par la structure tarifaire actuelle : *Option T3*

→ L'option tarifaire T3 est composée d'environ 100 000 consommateurs dont les consommations annuelles sont comprises entre 300 MWh et 5 GWh avec, comme pour l'option T2 des usages très hétérogènes qui ne sont pas reflétés dans la grille tarifaire actuelle :

- chaufferies collectives dans le bâtiment (notamment tertiaire), usage thermosensible
- industries, tout profil de consommation, de plat à très fortement modulés

→ Cette hétérogénéité des usages se cumule avec une évolution des comportements de consommation de certains industriels dont l'impact en termes de tarification est très significatif : l'utilisation du gaz en appoint ou en secours. Déjà évoqué lors des précédents travaux tarifaires, cette utilisation se développe (env. 3 000 clients concernés à date) et devrait s'amplifier :

- Concomitamment à la décarbonation de certains process, qui nécessiteront cependant le maintien du gaz en secours
- Au gré des arbitrages économiques réalisés par certains industriels sur le prix des énergies, comme la récente crise énergétique et les importantes fluctuations du prix des énergies l'ont démontrée ; certains industriels, disposant notamment de brûleurs fioul ou propane, en utilisation alternative au gaz, ont donc pu modifier temporairement leur alimentation en énergie
- Alors que tous les process ne peuvent pas basculer vers une autre énergie, soit pour des raisons techniques (qualité de flamme ou de chauffe), soit pour des raisons financières d'investissements trop coûteux pour disposer d'une alternative d'alimentation, cela crée une iniquité par rapport au tarif d'acheminement.

Les problématiques posées par la structure tarifaire actuelle : *Option T3*

→ Or, avec une option tarifaire T3 de type binôme (abonnement + terme proportionnel aux quantités acheminées), dans laquelle la part proportionnelle représente en moyenne 85 % du chiffre d'affaires recouvré sur ces clients, cela crée de très fortes distorsions de tarification car :

- Pour 2 consommateurs ayant nécessité un dimensionnement d'installation équivalent (et donc des coûts d'infrastructure engagés équivalents), mais dont l'un n'utilise le gaz qu'en secours, l'écart de facture pourra potentiellement varier de 1 à 7 !
- Les coûts engagés pour répondre à des utilisations « capacitaires » du gaz dans des process sont majoritairement fixes, ce qui est loin de refléter la grille tarifaire actuelle de l'option T3.
- Les coûts alloués aux consommateurs T3 qui ne sont pas recouverts en l'absence (ou d'un moindre montant) de part proportionnelle due en cas d'utilisations appoint et/ou secours sont mécaniquement répercutés à l'ensemble des consommateurs de gaz, et notamment les particuliers via le Compte de Régularisation des Charges et Produits.
- Les effets d'aubaine déjà observés se confirment pour certains consommateurs dont les fournisseurs souscrivent l'option T3 alors que leur consommation annuelle dépasse le seuil de 5 GWh (et relèverait donc de l'option T4, qui comprend un terme de souscription en plus de l'abonnement et du terme proportionnel).

Pour répondre à ces distorsions de tarification croissantes et mieux caractériser les utilisations des infrastructures de l'option T3, GRDF souhaite y introduire dès la prochaine période tarifaire ATRD7, une part capacitaire simplifiée, plus représentative des coûts engagés.

Synthèse

Dans un contexte de **baisse tendancielle des consommations et d'évolution de certains comportements de consommation**, la structure tarifaire doit évoluer progressivement **pour rééquilibrer le rapport entre part variable et part fixe** et éviter d'afficher des hausses régulières de parts variables susceptibles d'interpeller l'opinion (alors que le signal prix n'a jamais été aussi fort que celui porté actuellement par la molécule).

Dans le respect du Code de l'énergie^(*) **ce rééquilibrage permettrait également de mieux refléter les coûts**, fixes pour l'essentiel, engagés par les gestionnaires de réseau de distribution, sachant que **tout manque à gagner sur la part variable se répercute mécaniquement sur l'ensemble des consommateurs via le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)**.

La structure tarifaire pourrait en outre **mieux prendre en compte** l'utilisation de l'énergie gaz et **le service rendu par les réseaux de distribution de gaz en appoint d'autres énergies** (biomasse, électricité, etc.) voire en solution de secours.

La structure tarifaire doit donc évoluer pour **mieux caractériser l'utilisation des infrastructures de distribution de gaz**, en :

- **Abaissant le seuil T2/T3**
- **Intégrant davantage la capacité** -ou puissance- gaz délivrable au client, actuellement réservée aux options tarifaires (T4-TP) et à la tarification des infrastructures de transport de gaz.

^(*) Article L.452-1-1

Enjeux de structure identifiés par la CRE pour la période ATRD7

1 Adapter la structure tarifaire à l'évolution du rôle du réseau de distribution, dans un contexte de transition énergétique :

- Les changements d'usage, et notamment le **développement d'un usage d'appoint ou assurantiel** : développement des réseaux de chaleur urbains (qui conservent le gaz en appoint), énergie de secours pour des sites qui basculeraient vers une alimentation principale à la biomasse, sites équipés de processus arbitrables mixtes (type propane/gaz ou fioul/gaz).
- A titre d'illustration, environ 3 000 clients gaz équipés de compteurs d'un débit d'au moins 100 nm³/h (~25 MWh/j) réalisent leur consommation sur seulement 10 jours de l'année.
- Des incitations à la sobriété énergétique à poursuivre.

► Une tarification à faire évoluer ?

2 Veiller à une répartition cohérente des usages entre les options tarifaires :

- Hétérogénéité des clients T2 en termes de niveau de consommation et d'usage, dépassant pour certains l'usage du seul chauffage individuel (tertiaire, résidentiel collectif) ;
- Garder une cohérence avec les coûts générés par les utilisateurs.

► Quelle répartition ?

3 Une structure simple et lisible :

- Des tarifs doivent rester simples et lisibles ;
- Une continuité par rapport à l'existant, avec une attention particulière aux conséquences des évolutions de structure sur la facture.

Questions

Partagez-vous le bilan des évolutions mises en œuvre pour la période ATRD6 ?

Partagez-vous le constat des enjeux identifiés pour la structure tarifaire de la prochaine période tarifaire ? Identifiez-vous d'autres enjeux ?

4. Période ATRD7

b) Propositions de pistes d'évolution de la structure tarifaire :

Introduction d'un terme de débit

Répondre à une problématique croissante sur le réseau de distribution

Problématique :

- **Evolution du réseau vers un rôle plus assurantiel**, en particulier avec le développement d'usages « d'appoint » ou de « secours » pour certains consommateurs principalement présents dans l'option T3.
- Dans la structure actuelle, ces utilisateurs paient un terme d'abonnement par site, et une **part énergie très réduite du fait du faible recours à leur équipement** utilisant le gaz.
- Pour autant, l'économie des réseaux étant une économie de coûts fixes, le réseau doit rester dimensionné pour leur délivrer un besoin de pointe, et faire l'objet de maintenances régulières.

Questions associées :

- La cohérence entre le tarif payé par un utilisateur et les coûts de réseau qu'il génère ;
- L'incitation à dimensionner le réseau au plus proche du besoin du consommateur ;
- L'équilibre entre les incitations au développement optimal du réseau et l'incitation à la maîtrise des consommations d'énergie.

Proposition :

- La CRE propose d'étudier l'introduction d'un nouveau terme permettant de **mieux capter la contribution des clients ayant un usage du gaz plus ponctuel** sur le dimensionnement du réseau de gaz : le terme de débit.
- Ce terme serait appliqué pour les utilisateurs T1, T2 et T3. S'agissant des consommateurs T4, ces clients possédant déjà une part capacitaire (terme de souscription de capacité journalière).
- L'introduction de ce terme fixe aurait pour conséquence une baisse du terme variable.

Formule envisagée

Le dimensionnement du réseau de gaz dépend principalement de la quantité d'énergie souhaitée par le consommateur sur un pas de temps donné. Celle-ci peut être caractérisée par la pression de livraison mise à disposition sur le réseau d'une part, et le débit maximal permis par le compteur (selon le calibre du compteur) d'autre part.

La facturation du débit normalisé permettrait alors de mieux capter la contribution de l'utilisateur au dimensionnement du réseau.

En €/an/Nm³/h

Débit normalisé

Niveau du seuil permettant de cibler la facturation sur une catégorie d'utilisateur. GRDF propose de fixer ce seuil à 40 Nm³/h (correspondant à un calibre G25)

$$\text{Facturation débit normalisé} = \text{terme de débit} * [(\text{débit du compteur} * (1 + \text{pression de livraison})) - \text{Seuil}]$$

Les clients T1-T3 ne souscrivent pas de capacités et peuvent ainsi utiliser le plein débit permis par leur compteur

Paramètre essentiellement concentré sur les domaines de pression 21 mbar et 300 mbar (jusqu'à 25 bars) ; S'articule avec le débit du compteur pour fournir l'énergie requise (à besoin constant, une faible pression nécessite un débit élevé)

Caractéristiques du parc

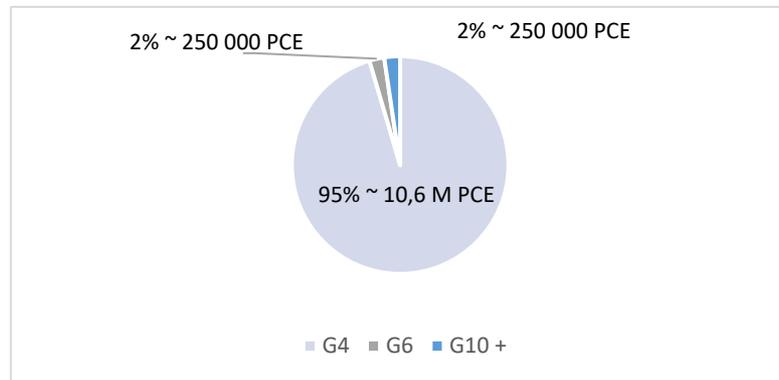
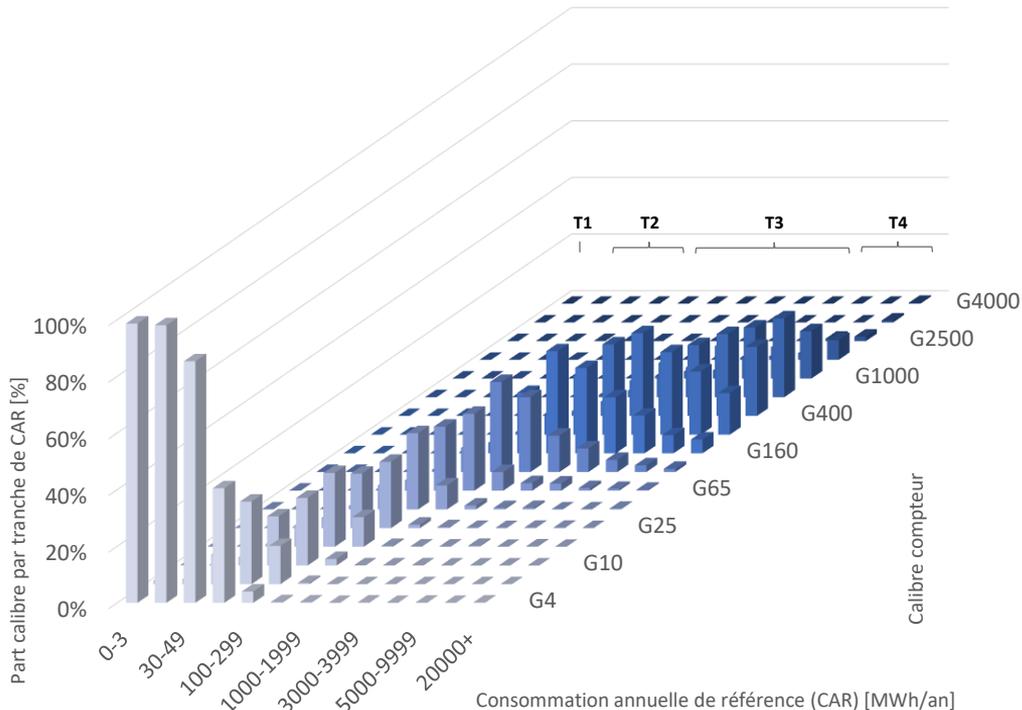
Calibre compteur	Débit (Nm ³ /h)	Pression moyenne (bar)	Nombre de PCE
G4	6	0,02	10 590 659
G6	10	0,02	246 651
G10	16	0,03	83 029
G16	25	0,07	53 430
G25	40	0,12	43 885
G40	65	0,18	29 670
G65	100	0,26	23 053
G100	160	0,36	12 173
G160	250	0,46	8 325
G250	400	0,73	4 208
G400	650	1,05	2 025
G650	1 000	1,12	1 372
G1000	1 600	0,98	573
G1600	2 500	1,06	134
G2500	4 000	1,4	30
G4000	6 500	2,87	3
G6500	10 000	3,68	6
Total			11 099 396

Exemple :

- Seuil : 40 Nm³/h ;
- Niveau du terme de débit = 4 €/an/Nm³/h ;
- Caractéristiques clients = G100 livré à 0,3 bar ;
- Débit normalisé = (1+0,3) * 160 = 208 Nm³/h ;
- Facturation terme de débit = (208 - 40) * 4 = 672 €/an.

Pour ce type de PCE en compteur G100, ce nouveau terme représentera en moyenne 9 % de sa facture ATRD6.

Relation entre le calibre du compteur et la consommation annuelle



Près de 98 % du parc de GRDF est constitué de consommateurs équipés de compteurs **G4** et **G6** (représentant près de 11 millions de consommateurs) concentrés sur des consommations annuelles allant jusqu'à 300 MWh par an (i.e. sur les options T1 et T2).

Une corrélation entre la consommation et le calibre s'observe particulièrement pour les utilisateurs en bas de portefeuille. Le terme de débit permettrait de mieux capter les usages s'écartant de cette corrélation (compteur de gros calibre pour une consommation relativement faible).

Focus sur les sites identifiés « appoint-secours »

Cartographie du nombre de sites « appoint-secours »

Compteur/CAR	a. 0-3	b. 4-29	c. 30-49	d. 50-99	e. 100-299	f. 300-999	g. 1000-1999	h. 2000-2999	i. 3000-3999	j. 4000-4999	k. 5000-9999	l.10000-19999	Total
G100	186	175	106	193	347	34							1 041
G160	192	123	63	135	381	99	7	2	5	1			1 008
G250	84	49	24	47	107	180	16	2	4		1		514
G400	39	22	9	20	59	119	27	13	3		1		312
G650	25	6	6	11	28	87	41	6	15	8			233
G1000	14	2		4	11	20	31	11	4		4		101
G1600	2	1	1		1	4	2	6	2	3	1	3	26
G2500	1				1		1				4	2	9
Total	543	378	209	410	935	543	125	40	33	12	11	5	3 244

Les 3 200 PCE « appoint-secours » référencés par GRDF disposent tous d'un compteur G100 ou plus, donc d'un débit de 160 m³/h ou plus et une consommation annuelle concentrée sur 10 jours. Des caractéristiques différentes pourraient donner lieu à d'autres périmètres et définitions des usages « appoint-secours ».

Impact du terme de débit – niveau à 4 €/Nm³/h

Illustration des impacts de cette évolution sur deux consommateurs de l'option T3 équipés d'un compteur G100 et d'une pression de livraison identique, l'un consommant 1 000 MWh dans l'année, l'autre consommant 2 000 MWh dans l'année (on suppose que ces PCE sont référencés en T3).

Du fait de leur installation, ces deux sites génèrent des coûts de réseau (dimensionnement, maintenance) similaires.

A date, le site qui consomme 2 000 MWh/an paie 13 148 €/an tandis que celui qui consomme 1 000 MWh/an paie 6 998 €/an, soit un écart de facture de près de 90 %.

PCE type	CAR (MWh)	Compteur	Terme débit (€/an)	Facture actuelle (€)	Nouvelle facture (€)
Client 1	2 000	G100	711	13 148	12 599
Client 2	1 000	G100	711	6 998	7 128

Ecart des deux factures

90 %

75 %

Avec l'évolution proposée, l'introduction du terme de débit va rapprocher les deux factures :



le terme de débit permettrait une meilleure contribution du site « faiblement consommateur » à la couverture des coûts de réseaux. A l'inverse, la baisse de la part variable profiterait au site plus consommateur. Ainsi, l'écart entre les deux factures ne serait plus que de 75 %.

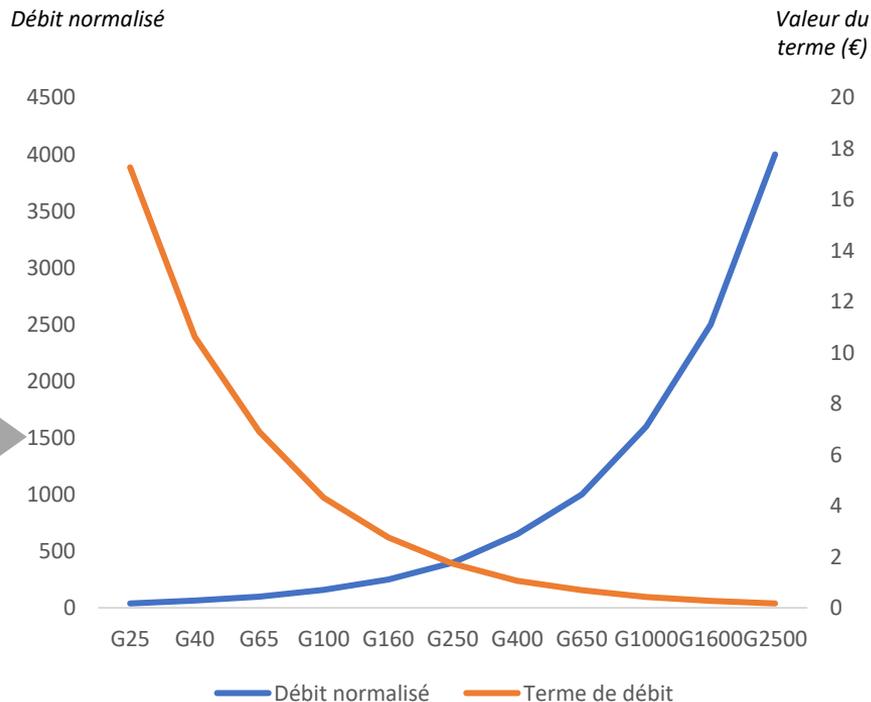
Trois scénarios étudiés

À ce stade, le niveau absolu du terme n'est pas encore arrêté. Il sera fixé notamment au regard des questions de continuité tarifaire et d'effets sur la facture des clients.

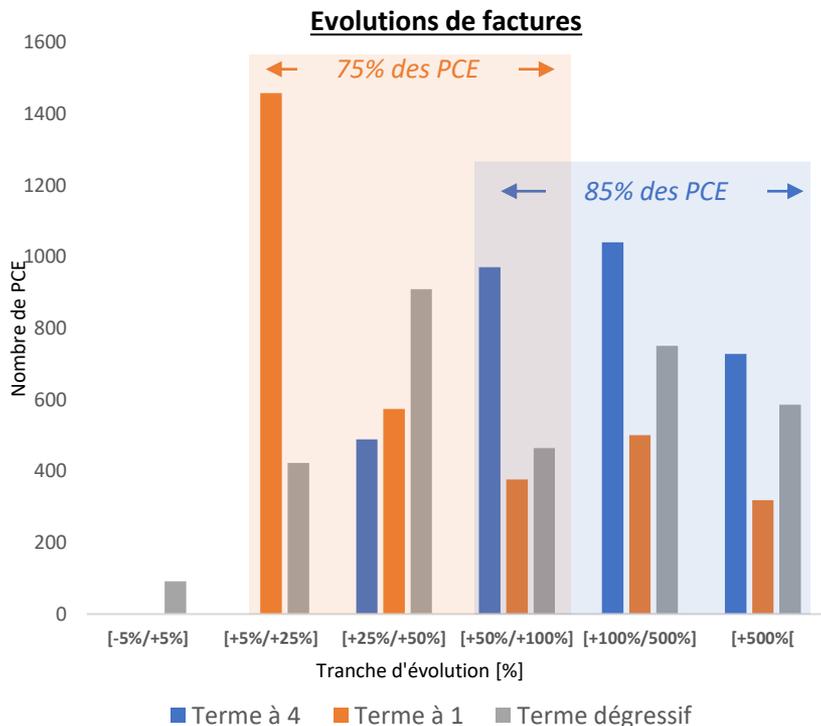
Plus le niveau du terme sera élevé, plus l'effet à la baisse sur la part variable sera important.

- « **Terme à 4** » : tous les clients éligibles se voient appliquer la formule avec un terme unique à 4 €/an/Nm³/h
- « **Terme dégressif** » : tous les clients éligibles se voient appliquer un terme inversement proportionnel au débit de leur compteur, permettant de recouvrer au total le même montant que le scénario « Terme à 4 » (voir graphique ci-contre)
- « **Terme à 1** » : tous les clients éligibles se voient appliquer la formule avec un terme unique à 1 €/an/nm³/h

Evolution du terme dégressif



Focus – usage « Appoint-secours »

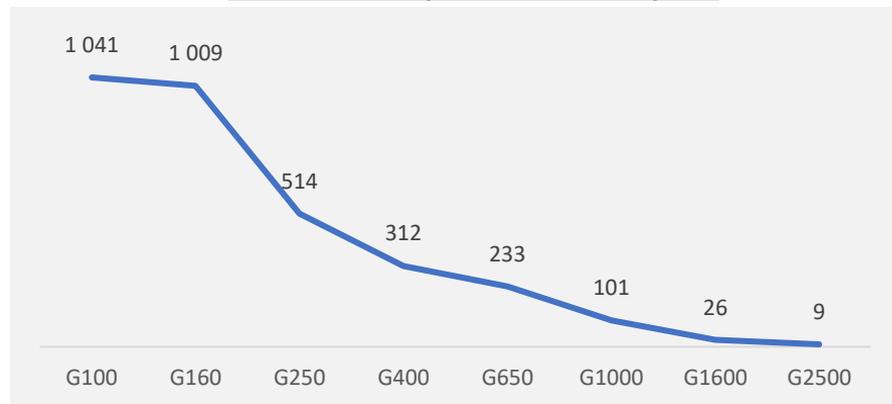


Les usages « appoint-secours » sont les consommateurs les plus touchés par le terme de débit.

A titre d'illustration, la facture moyenne actuelle (ATRD6) d'un PCE avec un usage « appoint-secours » avec un compteur de calibre G160 s'élève annuellement à environ 1 400 €. Avec l'introduction du terme de débit, elle passerait à environ 2 860 €.

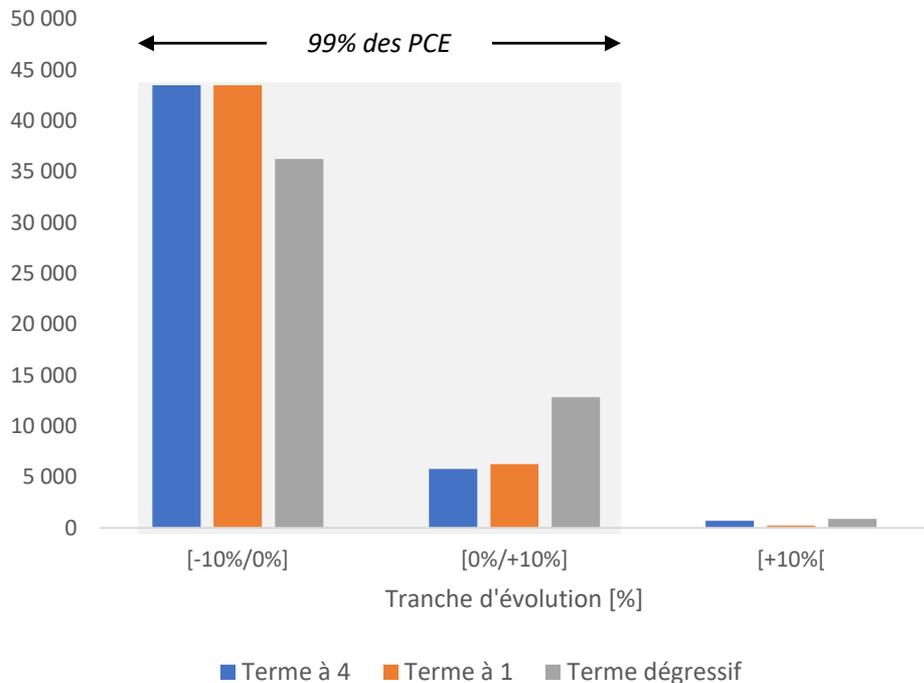
Le terme de débit atteint ainsi l'objectif de rehausser la facture de ces clients qui, à installation équivalente, bénéficient aujourd'hui d'une facturation sous-estimée par rapport aux coûts qu'ils génèrent pour le réseau.

Nombre de PCE par calibre de compteur



Focus : PCE « résidentiel collectif »

Evolutions de factures

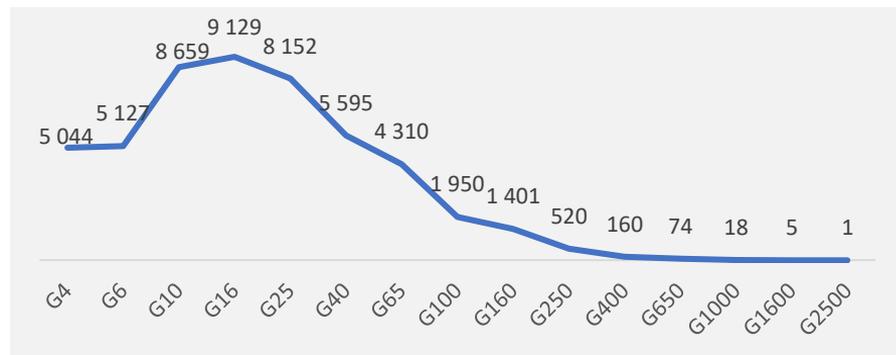


Le résidentiel collectif représente environ 50 000 PCE dans le parc de clients de GRDF.

Dans l'hypothèse d'un terme de débit introduit pour tous les compteurs à partir de 40 nm³/h (G25), 36 % des PCE résidentiels collectifs seraient concernés.

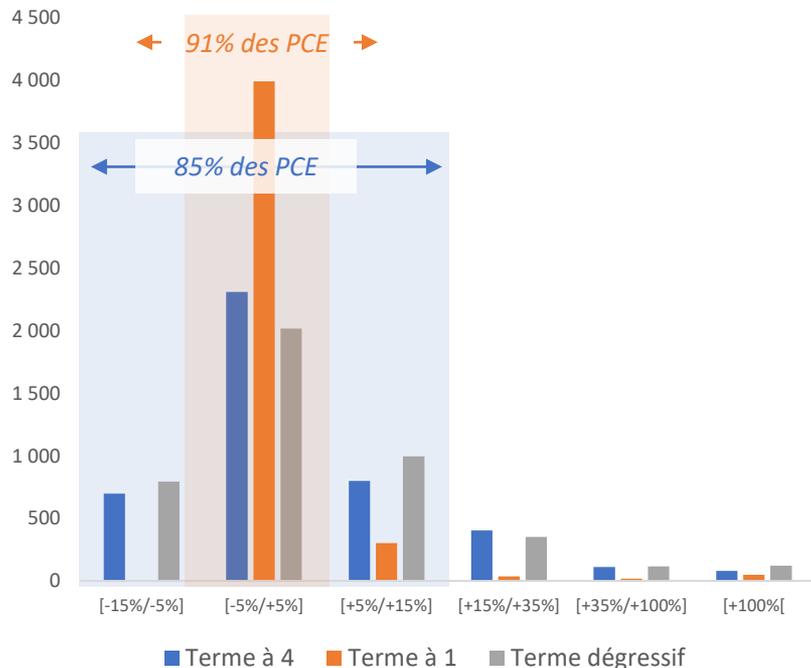
Dans les 3 scénarios envisagés, plus de 99 % des PCE connaissent une variation de facture ATRD contenue.

Nombre de PCE par calibre de compteur



Focus : PCE industriels usages « Mixte » et « Process »

Evolutions de factures

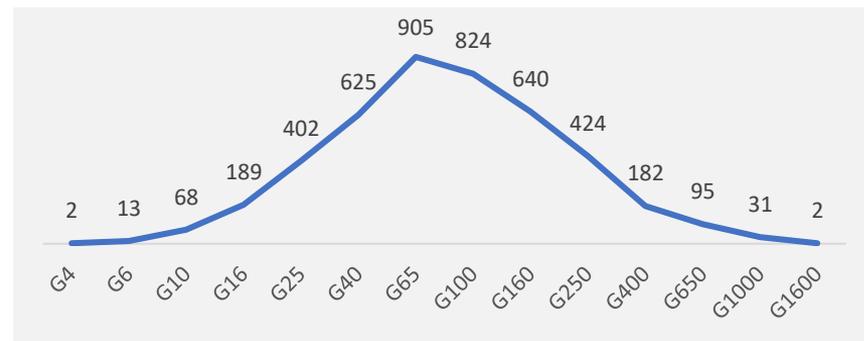


L'usage process désigne les sites qui utilisent le gaz comme énergie de base pour leur process industriel. Ces sites représentent près de 4 400 PCE sur le territoire de desserte de GRDF.

L'usage mixte désigne un double usage de chauffage du site et d'usage du gaz en process industriel.

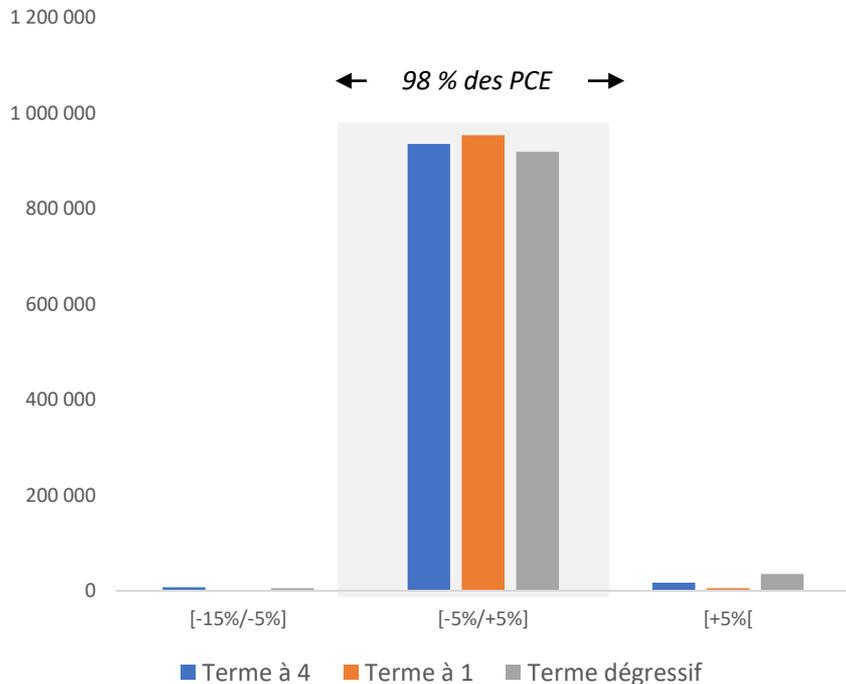
Avec un terme de débit à 4€/nm³/h, 85 % des PCE connaissent une évolution de facture comprise entre -15 % et +15 %.

Nombre de PCE par calibre de compteur



Focus : PCE « Tertiaire »

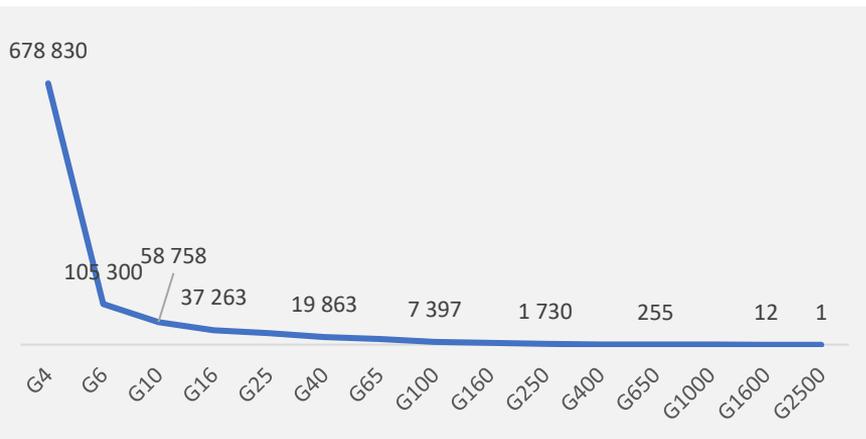
Evolutions de factures



Le secteur tertiaire représente environ 960 000 PCE dans le parc de clients de GRDF.

Tous scénarios confondus, 98 % des PCE ont une évolution de facture maîtrisée, comprise entre - 5 % et + 5 %.

Nombre de PCE par calibre de compteur



Questions

Pensez-vous qu'un terme de débit normalisé soit judicieux pour répondre aux évolutions d'usage du gaz naturel ?

Avez-vous des remarques sur les modalités de calcul ?

Selon vous, le terme devrait-il être fixe ou dégressif ?

Comment percevez-vous la faisabilité opérationnelle d'une telle évolution ?

Identifiez-vous des cas particuliers ou des cas d'usages à prendre en compte dans cette réflexion ?

Avez-vous des suggestions alternatives ?

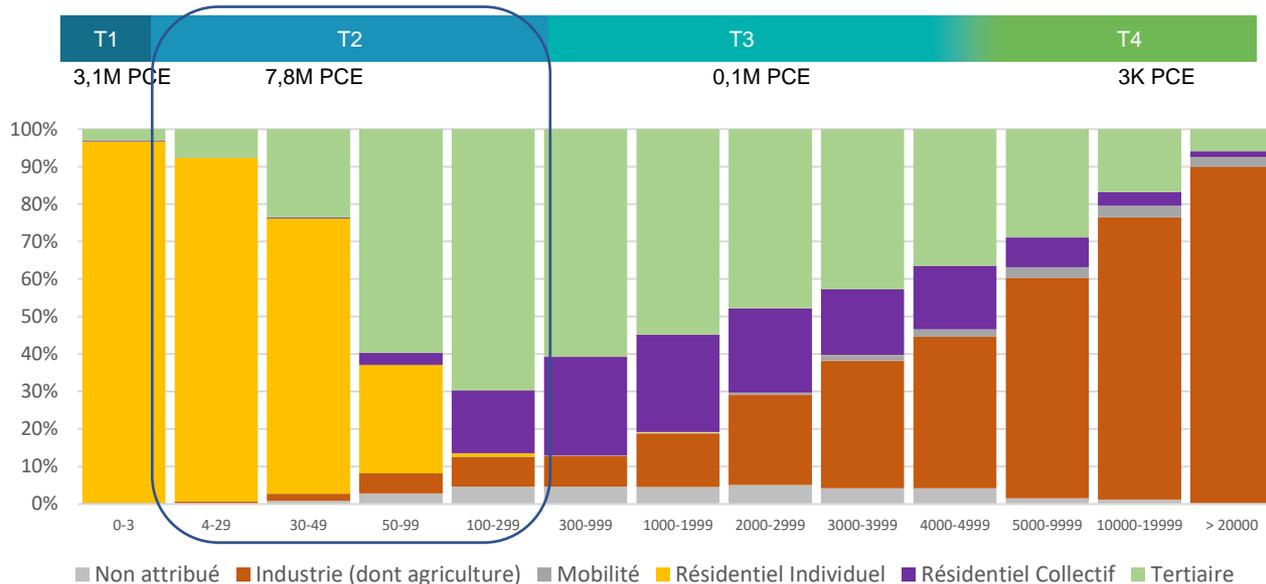
4. Période ATRD7

c) Propositions de pistes d'évolution de la structure tarifaire :

Abaissement du seuil T2/T3

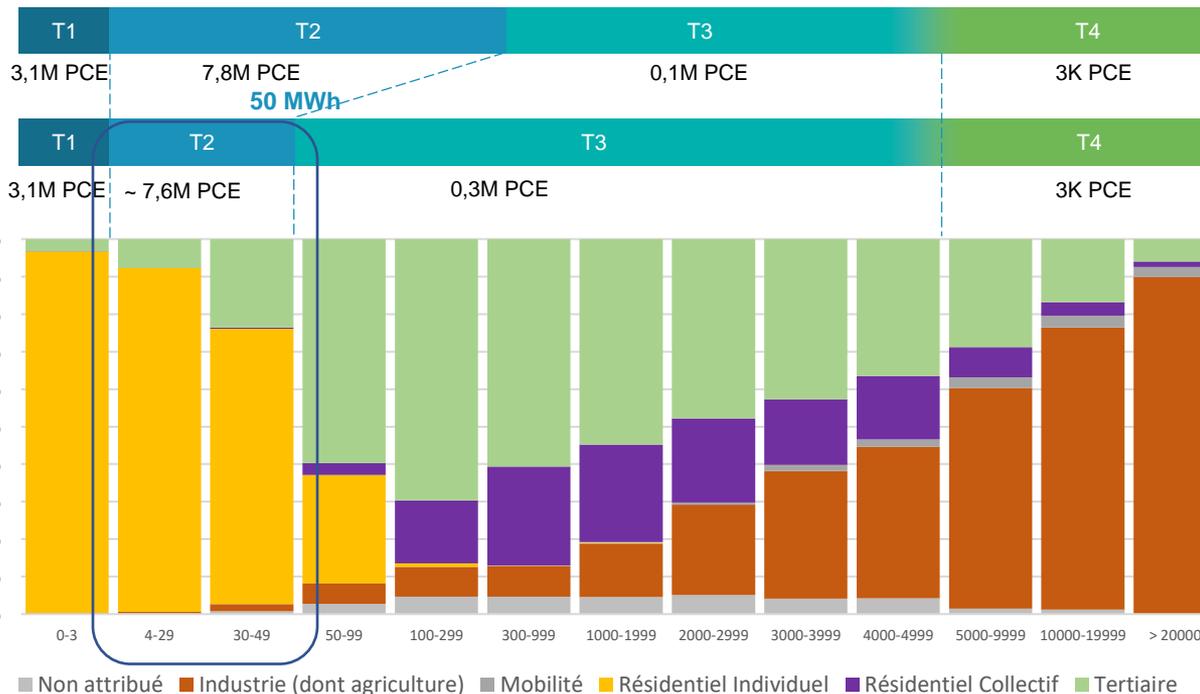
Abaissement du seuil T2/T3 à 50 MWh/an

Répartition actuelle du parc de clients



Forte hétérogénéité des clients T2 :
résidentiel individuel et collectif, tertiaire

Abaissement du seuil T2/T3 à 50 MWh/an

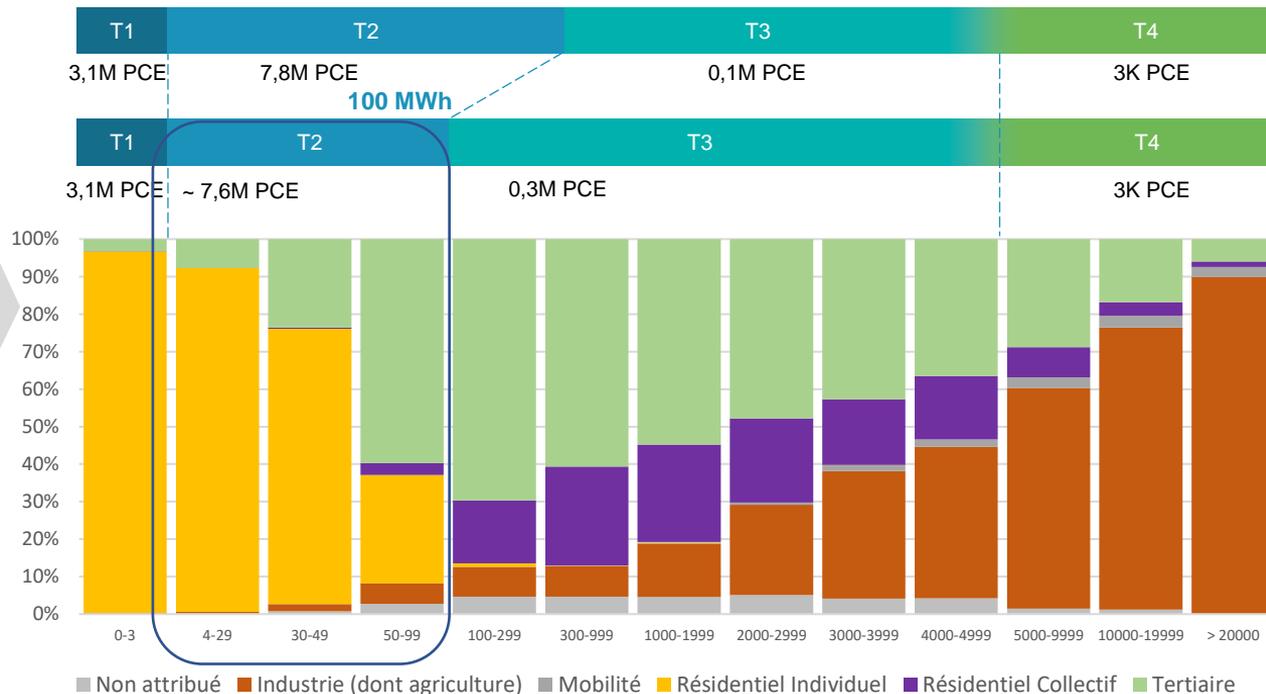


Renforcement de l'homogénéité des T2 : résidentiel individuel et petit tertiaire

Le résidentiel collectif serait rebasculé en T3

Bascule d'environ 240 000 clients en T3

Simulation du seuil à 100 MWh/an



Inclusion de la très grande majorité des PCE résidentiels individuels en T2

Bascule d'environ 100 000 clients en T3

Questions

L'abaissement du seuil T2/T3 vous semble-t-il pertinent ?

Avez-vous une préférence entre 50 MWh/an ou 100 MWh/an?

Quelles seraient les contraintes opérationnelles d'une telle évolution ?

Synthèse des questions de l'atelier

Retour d'expérience et bilan des évolutions de structure en ATRD6

- Partagez-vous le bilan des évolutions mises en œuvre pour la période ATRD6 ?

Présentation des enjeux de la structure tarifaire pour la période ATRD7

- Partagez-vous le constat des enjeux identifiés pour la structure tarifaire de la prochaine période tarifaire ? Identifiez-vous d'autres enjeux ?

Proposition d'introduction d'un terme de débit

- Pensez-vous qu'un terme de débit normalisé soit judicieux pour répondre aux évolutions d'usage du gaz naturel ?
- Les modalités de calcul vous semblent-elles refléter le service rendu par le réseau ?
- Comment percevez-vous la faisabilité opérationnelle d'une telle évolution ?
- Identifiez-vous des cas particuliers ou des cas d'usages à prendre en compte dans cette réflexion ?
- Pensez-vous que le seuil du terme envisagé (40 nm³/h) soit adapté aux objectifs poursuivis ?
- Avez-vous des suggestions alternatives concernant le seuil du terme ?
- Selon vous, le terme devrait-il être fixe ou dégressif ?
- Avez-vous des suggestions alternatives ?

Proposition d'évolution du seuil T2/T3

- L'abaissement du seuil T2/T3 à 50 MWh/an vous semble-t-il pertinent ?
- Avez-vous des suggestions de seuils T2/T3 alternatifs ?
- Quelles seraient les contraintes opérationnelles d'une telle évolution ?

Pour la suite...

A l'issue de cet atelier, nous vous invitons à :

- nous transmettre vos contributions sur les questions de l'atelier
- nous faire un retour sur l'intérêt pour vous de ce type d'atelier
- nous adresser des éléments d'analyse ou des questions complémentaires
- nous solliciter pour un échange bilatéral

à l'adresse tarifs-infras@cre.fr

Rendez-vous en mars, pour ceux qui le souhaitent, pour l'atelier n°2 : biométhane & nouveaux gaz

MERCI