

Stratégie de décarbonation

Requête 4292-2025

Réponses d'Enbridge Gaz Québec à la demande de
renseignements no. 1 de la FCEI

Le 3 juillet 2025

**DEMANDE RELATIVE À LA STRATÉGIE DE DÉCARBONATION D'ENBRIDGE GAZ
QUÉBEC****DOSSIER R-4292-2025**

ANALYSE MONTE CARLO**Question 1 :****Références:**

- (i) B-0012, p. 8
- (ii) B-0012, p. 7
- (iii) B-0012, p. 9
- (iv) B-0012, p. 14
- (v) B-0012, p. 7
- (vi) B-0012, p. 9, tableau 2
- (vii) B-0011, p. 4, réponse 3.1
- (viii) B-0011, p. 8, réponse 4.3
- (ix) B-0021, p. 8 réponse 1.5.1
- (x) R-4287-2024, B-0049, p. 15, tableau 12
- (xi) B-0021, p. 6, réponse 1.2.1
- (xii) B-0011, p. 7, réponse 4.1

Préambule :

(i)

« Selon ce qui a été annoncé par le Gouvernement, le Règlement modifié devrait augmenter les quantités minimales de GSR qu'un distributeur de gaz naturel devra livrer dans son réseau gazier à partir du 1er janvier 2026. »

(ii)

« Guidé par son désir de participer pleinement à la transition énergétique du Québec, sa volonté de contrôler l'impact tarifaire de cette nouvelle stratégie sur sa clientèle et sa volonté de maintenir sa compétitivité, EGQ a mis en place un modèle de simulation de type Monte Carlo pour l'appuyer dans l'identification de l'approche optimale pour la décarbonation de son réseau. Plusieurs simulations statistiques, basées sur un

ensemble d'hypothèses, ont été réalisées afin de calculer les probabilités de succès des différentes approches possibles pour atteindre la carboneutralité, tout en cherchant à rester compétitif.

Les résultats de ces simulations ont permis à EGQ de définir des taux de réduction de GES, présentés dans le Tableau 1, permettant de gérer progressivement et réalistement la décarbonation de son réseau pour le secteur des bâtiments. »

(iii)

« Selon l'approche retenue par le distributeur, l'approche de décarbonation établie au niveau résidentiel permettra à EGQ d'atteindre ses objectifs de décarbonation tout en demeurant compétitif dans plus de 80 % des scénarios simulés, en moyenne, avec des probabilités initiales plus faibles pour les premières années en raison des limites prévues pour les hausses tarifaires de l'électricité, mais augmentant progressivement pour atteindre 90 % en 2050 comparativement à 100 % au niveau commercial et institutionnel, selon les résultats des simulations Monte Carlo qui ont été réalisées, tel que plus amplement expliqué à l'Annexe 1. » (Nous soulignons)

(iv)

« Ce modèle probabiliste est conçu à partir d'un ensemble d'hypothèses économiques et énergétiques et évalue l'impact différencié de paramètres sous-jacents afin de projeter une transition énergétique compatible avec les objectifs de décarbonation devant être atteints en 2040 et 2050, selon le parcours visé, tout en maintenant la compétitivité tarifaire du distributeur. La simulation repose sur un ensemble d'hypothèses-clé, modélisant l'évolution à long terme des variables économiques suivantes :

	Bas	Moyen	Haut
Électricité résidentielle (2026-2030)	3%	3%	3%
Électricité résidentielle (2031-2050)	4%	6%	8%
Électricité commerciale (2027-2050)	4%	6%	8%
Gaz de source renouvelable	0%	2%	4%
Coût du service gazier (avec molécule)	1%	2%	3%
Efficacité énergétique	115%	140%	165%
SPEDE (2026-2050)	7%	9%	17%

Ces paramètres sont intégrés à des scénarios de base (bas, moyen, élevé) et appliqués à des projections couvrant la période 2025 à 2050. Le modèle génère 10 000 itérations, permettant de produire une répartition statistique des résultats et d'établir des probabilités pour les différentes approches de décarbonation. Les résultats sont ensuite présentés sous la forme de centiles, représentant les probabilités d'atteindre les objectifs de décarbonation avant les échéances de 2040 ou 2050, tout en maintenant la compétitivité du distributeur. Par exemple, une approche associée au centile 20 indiquera qu'il existe 80 % de chances que le réseau soit pleinement décarboné à une certaine date tout en demeurant compétitif par rapport à l'électricité. À mesure que le centile augmente, les différentes approches deviennent plus ambitieuses, suggérant une décarbonation accélérée propulsée par un ensemble d'hypothèses permettant une injection de GSR plus rapide dans le réseau. Ces centiles permettent de quantifier l'incertitude et de comparer différents scénarios qui sont compatibles avec les contraintes tarifaires établies. Les graphiques 1 et 2 illustrent les pourcentages de GSR propulsés par divers centiles pour les deux premiers parcours, de même que la proposition du distributeur, représentée par les courbes jaunes : »

(v)

« Les résultats de ces simulations ont permis à EGQ de définir des taux de réduction de GES, présentés dans le Tableau 1, permettant de gérer progressivement et réalistement la décarbonation de son réseau pour le secteur des bâtiments. Ces taux sont des objectifs à atteindre et serviront de référence dans l'évaluation des progrès du distributeur dans le cadre de l'application de sa stratégie de décarbonation. Ils serviront également à déterminer les pourcentages annuels appropriés de GSR à appliquer à la clientèle, lesquels sont présentés dans une prochaine section. »

(vii)

« Au surplus, une opportunité d'acquérir du GSR à un prix moindre sur le marché pourrait faire en sorte d'accélérer la réduction du gaz de source fossile par l'utilisation plus importante de GSR, ce qui permettra de décarboner le réseau gazier tout en demeurant compétitif. »

(viii)

« Les simulations modélisées ont été réalisées à l'aide des données de l'ensemble des clients. »

(ix)

« 1.5.1. Veuillez préciser comment le facteur de 15 % a été déterminé. »

Réponse 1.5.1 : Le facteur de 15 % représente la marge maximale de dépassement, à long terme, au-delà de laquelle un nombre significatif de clients seraient susceptibles d'envisager une conversion vers l'électricité, en réponse à un différentiel de coût énergétique devenu économiquement incitatif.

Cette hypothèse repose sur l'observation historique selon laquelle, même lors de périodes marquées par des hausses importantes du prix du gaz naturel ayant rendu ce dernier temporairement moins compétitif que l'électricité, la clientèle n'a pas massivement quitté le réseau gazier. Ce comportement s'explique par la présence de coûts fixes qui sont élevés, tel que mentionné à la réponse 1.5 de la présente demande de renseignements, ce qui constitue un frein au changement de source énergétique.

Pour visualiser cette logique, EGQ a modélisé le coût bonifié de la facture électrique annuelle à 1 843 \$² pour le cas-type résidentiel, ce qui représente le coût maximal mathématique établi par le modèle qu'EGQ ne peut dépasser via l'intégration de GSR. Ce montant représente un écart d'environ 241 \$ par rapport au scénario de référence non bonifié à 1 602 \$. Or, ces économies annuelles, bien que non négligeables, offrent un retour sur investissement relativement long, soit de plusieurs années, compte tenu des coûts requis pour une conversion complète du système incluant la mise à niveau de l'entrée électrique (boîte électrique). Le facteur de 15 % doit en conséquent être compris comme une hypothèse structurante du modèle, laquelle permet de simuler en partie les comportements de la clientèle à long terme. » (Note omise)

(xi)

« Enfin, EGQ souhaite réitérer que sa stratégie de décarbonation a pour objectif de maintenir une offre concurrentielle par rapport à l'hydroélectricité, et ce pour tous ses clients, incluant ceux qui ne participeront pas aux programmes d'efficacité énergétique ou de biénergie, pour lesquels la solution prévoyant l'utilisation du GSR s'appliquera sur l'ensemble des volumes. »

(xii)

« Le modèle développé calcule le coût incrémental sur la facture du client associé à l'ajout de 1 % de GSR, et il ajuste ensuite ce pourcentage de manière à ce que la facture du client du distributeur ne puisse pas excéder l'équivalent des coûts en électricité par un facteur de plus de 15 %, permettant de prendre en compte en partie l'inélasticité de la demande. » (nous soulignons)

Questions :

- 1.1 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer, dans le cadre de ces objectifs de réduction de GES et de pourcentage d'injection de GSR, les hypothèses de travail utilisées par EGQ quant à la quantité minimale de GSR qu'un distributeur de gaz naturel devra livrer dans son réseau gazier à partir du 1^{er} janvier 2026 et pour les années suivantes.

Réponse 1.1 :

La quantité minimale de GSR qu'un distributeur devra livrer dans son réseau à compter du 1^{er} janvier 2026 ne constitue pas un intrant explicite du modèle développé par Enbridge Gaz Québec (ci-après « EGQ »). Les pourcentages d'injection de GSR retenus pour les deux premiers parcours présentés, soit le parcours résidentiel et le parcours commercial & institutionnel, ont été déterminés de manière indépendante des obligations réglementaires applicables, en fonction des cibles de décarbonation visées d'ici 2050 et 2040 respectivement. La progression des taux établie par EGQ tient aussi compte de la volonté du distributeur de limiter les hausses tarifaires brusques pour la clientèle en maintenant une pente d'évolution douce, comme expliqué à la réponse 2.6 de la demande de renseignements no. 1 de l'ACEFO, et de préserver la compétitivité de son offre par rapport à l'électricité.

Toutefois, si une exigence réglementaire plus contraignante devenait applicable, celle-ci prévaudrait sur la trajectoire du distributeur. Le cas échéant, EGQ veillerait à ajuster ses parcours en tenant compte de contraintes différentes, au besoin.

Les questions suivantes se rapportent aux références (ii) à (v) et vise à clarifier en quoi consiste exactement l'analyse Monte Carlo réalisée par EGQ.

1.2 Veuillez dresser une liste exhaustive de tous les intrants de l'analyse Monte Carlo.

Réponse 1.2 :

Intrants déterministes

Modèle résidentiel		Modèle commercial et institutionnel	
Liste des intrants déterministes	valeur associée	Liste des intrants déterministes	valeur associée
Intrants reliés aux tarifs d'EGQ		Intrants reliés aux tarifs d'EGQ	
Tarif 2 en vigueur au 1er janvier 2025 :		Tarif 1 en vigueur au 1er janvier 2025 :	
Obligation minimale mensuelle	12 \$	Obligation minimale mensuelle	32 \$
Prix de distribution (incluant l'équilibrage)		Prix de distribution (incluant l'équilibrage)	
de 0 à 50 m3	0,4895 \$/m3	de 0 à 100 m3	0,2564 \$/m3
de 50 à 100 m3	0,4738 \$/m3	de 100 à 320 m3	0,2429 \$/m3
de 100 à 320 m3	0,4579 \$/m3	de 320 à 1000 m3	0,2299 \$/m3
de 320 à 1000 m3	0,4428 \$/m3	de 1000 à 3200 m3	0,2167 \$/m3
Volume excédentaire	0,4264 \$/m3	de 3200 à 10 000 m3	0,1897 \$/m3
		Volume excédentaire	0,1701 \$/m3
Prix de transport	0,0553 \$/m3	Prix de transport	0,0553 \$/m3
Prix de la fourniture de gaz naturel	0,0906 \$/m3	Prix de la fourniture de gaz naturel	0,0906 \$/m3
Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3	Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3
Prix de la molécule de GSR (fixé dans le modèle à 25 \$ / GJ)	0,9473 \$/m3	Prix de la molécule de GSR	0,9473 \$/m3
Moins :		Moins :	
Prix de transport	0,0553 \$/m3	Prix de transport	0,0553 \$/m3
Prix de la fourniture de gaz naturel (fossile)	0,0906 \$/m3	Prix de la fourniture de gaz naturel (fossile)	0,0906 \$/m3
Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3	Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3
Surcoût du GSR	0,7111 \$/m3	Surcoût du GSR	0,7111 \$/m3
Autres intrants		Autres intrants	
Croissance des volumes - clientèle existante	0,01 % par année	Croissance des volumes - nouveaux clients	1,5 % par année
Croissance des volumes - nouveaux clients	0,3 % par année		
Répartition de la consommation par mois :		Répartition de la consommation par mois :	
Janvier	18%	Janvier	18%
Février	19%	Février	19%
Mars	13%	Mars	13%
Avril	10%	Avril	10%
Mai	6%	Mai	6%
Juin	2%	Juin	2%
Juillet	2%	Juillet	2%
Août	2%	Août	2%
Septembre	2%	Septembre	2%
Octobre	5%	Octobre	5%
Novembre	8%	Novembre	8%
Décembre	13%	Décembre	13%
Intrants reliés à la comparaison des coûts avec l'électricité		Intrants reliés à la comparaison des coûts avec l'électricité	
Facteur de conversion m3 en GJ	0,03789	Facteur de conversion m3 en GJ	0,03789
Facteur de conversion GJ en Kwh (1 000 000 / 3 600)	277,778	Facteur de conversion GJ en Kwh	277,778
Tarif D Hydro-Québec - prix de la deuxième tranche de consommation (après les premiers 40 kwh par jour)	0,10652 \$/Kwh	Tarif G Hydro-Québec - prix de la première tranche (jusqu'à 15 090 kwh)	0,11933 \$/Kwh
Bonification du coût de l'électricité	15%	Tarif G Hydro-Québec - prix de la seconde tranche (après 15 090 kwh)	0,9184 \$/Kwh
		Puissance maximale à facturer	75%
		Coût de la puissance (au-delà de 50 kW)	21,261 \$/Kw
		Bonification du coût de l'électricité	15%

Intrants stochastiques

EGQ tient à préciser que les colonnes « minimum », « mode (point-milieu) » et « maximum » du tableau ci-dessous, représentent les mêmes valeurs que celles présentées par EGQ à l'annexe de la pièce B-0012, EGQ-1, Document 1¹ lorsque les différentes hypothèses qui modélisent l'évolution des variables à long terme ont été énumérées. La terminologie « bas », « moyen » et « haut » dans le tableau présenté en référence (iv) y a été employée par le distributeur à des fins de simplification.

¹ Dossier R-4292-2025, [pièce B-0012](#), EGQ-1, Document 1 révisé, page 15.

Liste des intrants stochastiques										
Intrants reliés aux tarifs d'EGQ	Distribution	Minimum	Mode (Point milieu*)	Maximum	Moyenne	Médiane	Écart-type	Asymétrie	Kyurtosis	
Croissance du coût du service gazier, lequel inclus les composantes suivantes :	Triangulaire	1%	2%	3%	2%	2%	0,4082%	0	2,4	
Obligation minimale mensuelle										
Prix de distribution										
Prix de transport										
Prix de la fourniture de gaz naturel (fossile)										
Prix des droits d'émission de carbone (SPEDE)	Triangulaire	7%	9%	17%	11%	10,7%	2,16%	0,4761	2,4	
Prix de la molécule de gaz de source renouvelable (GSR)	Triangulaire	0%	2%	4%	2%	2%	0,8165%	0	2,4	
Intrants reliés à la comparaison des coûts avec l'électricité										
Autres composantes reliés à la comparaison des coûts entre le gaz naturel et l'électricité										
Efficacité énergétique des appareils électriques	Triangulaire	115%	140%	165%	140%	140%	10,206%	0	2,4	
Croissance du tarif D (résidentiel) de 2026 à 2030	Triangulaire	3%	3%	3%	3%	3%	0%	NA	NA	
Croissance du tarif D (résidentiel) de 2031 à 2050	Triangulaire	4%	6%	8%	6%	6%	0,8165%	0	2,4	
Croissance du tarif G (commercial et institutionnel) de 2027 à 2050	Triangulaire	4%	6%	8%	6%	6%	0,8165%	0	2,4	

De plus, puisque le mode de chacun des intrants correspond au point milieu (la moyenne) pour l'ensemble des variables, à l'exception du SPEDE pour lequel le mode se rapproche plus du minimum, la distribution des données ne présente pratiquement aucune asymétrie. Cette dernière est d'ailleurs de type triangulaire, car elle est définie par trois paramètres spécifiques : la valeur minimale, la valeur maximale et le mode qui représente la valeur la plus probable (le scénario moyen). Une itération spécifique procède à un tirage aléatoire pour chacun des intrants stochastiques, et sélectionnera une valeur qui se situe à l'intérieur de l'intervalle défini par EGQ.

1.3 Pour chaque intrant déterministe, veuillez indiquer la valeur imputée.

Réponse 1.3 :

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 1.2 de la présente demande de renseignements.

1.4 Pour chaque intrant stochastique, veuillez indiquer, au-delà de ce qui est présenté à la référence (iii), la forme fonctionnelle (uniforme, normale, etc.) et les paramètres de la distribution de probabilité à partir de laquelle les tirages aléatoires sont réalisés.

Réponse 1.4 :

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 1.2 de la présente demande de renseignements.

1.5 Veuillez produire la matrice de variance/covariance des intrants stochastiques du modèle.

Réponse 1.5 :

Les intrants stochastiques du modèle sont générés de manière aléatoire et indépendante, conformément à la méthodologie d'EGQ. Par conséquent, aucune matrice de variance/covariance entre les intrants n'a été produite puisqu'ils ne sont pas corrélés entre eux.

- 1.6 Veuillez indiquer comment le modèle assure la cohérence entre l'évolution du prix du gaz de source renouvelable et le *coût du service gazier (avec molécule)*.

Réponse 1.6 :

Lorsque le modèle projette l'évolution des différentes composantes de la facture gazière des clients jusqu'en 2050, il regroupe sous un même ensemble d'hypothèses tous les éléments du coût du service gazier : l'obligation minimale mensuelle, la distribution (incluant l'équilibrage), le transport, ainsi que la molécule de gaz naturel fossile. L'évolution du prix de cette dernière suit donc les mêmes hypothèses que les autres composantes du service gazier.

En revanche, une hypothèse distincte est appliquée à la molécule de GSR, laquelle est traitée sous forme de surcoût dans la simulation. Cette séparation permet de moduler l'impact tarifaire du GSR selon un intervalle d'hypothèses plus large (0 à 4 % par an) que celui du gaz fossile (1 à 3 % par an), afin de refléter l'incertitude accrue entourant l'évolution de cette variable à long terme.

Par ailleurs, lors de la révision annuelle de la stratégie de décarbonation, EGQ intégrera les prix réels des deux molécules (gaz naturel et GSR), ce qui permettra au modèle d'ajuster les résultats en cours de route pour refléter les coûts réels (tout comme pour les autres éléments du modèle).

- 1.7 Veuillez expliquer pourquoi il est nécessaire de modéliser le prix du gaz de source renouvelable étant donné que le *coût du service gazier (avec molécule)* est déjà modélisé.

Réponse 1.7 :

Le coût du service gazier (avec molécule) ne tient pas compte du prix de la molécule de GSR, qui est modélisée séparément et qui permet d'en mesurer l'impact réel.

Pour déterminer l'impact net du GSR sur la facture, le modèle calcule un surcoût unitaire, soit la différence entre le prix de la molécule de GSR et les composantes qui ne s'appliquent pas au GSR (transport, molécule fossile, SPEDE). Ce surcoût est ensuite multiplié par les volumes de GSR qui sont injectés dans le réseau de distribution, permettant ainsi d'estimer précisément l'impact net de l'injection de GSR sur la facture des clients.

- 1.8 Si la molécule dont il est question dans la variable *coût du service gazier (avec molécule)* est du gaz fossile, veuillez indiquer comment le modèle calcule l'impact de la substitution du gaz de source fossile par du gaz de source renouvelable sachant que le coût du gaz fossile n'est pas établi de manière distincte.

Réponse 1.8 :

Comme mentionné à la réponse 1.7 de la présente demande de renseignements, le coût de la molécule de gaz fossile est intégré au coût du service gazier. Toutefois, dans la simulation Monte Carlo, chaque composante du service gazier est modélisée séparément.

L'effet de la substitution du gaz fossile par du GSR est capté à travers le surcoût du GSR, qui est appliqué aux volumes de GSR injectés dans le réseau selon les trajectoires déterminées par EGQ. Le modèle permet ainsi de refléter l'impact financier associé à la progression des pourcentages de GSR sur la facture des clients.

- 1.9 La FCEI comprend que EGQ réalise 10 000 itérations d'une même procédure. Pour une itération donnée, veuillez :
- présenter et expliquer chaque formule appliquée aux intrants du modèle ou aux variables créées à partir de ceux-ci;
 - identifier et expliquer l'ensemble des variables intermédiaires créées à partir des intrants;
 - identifier et expliquer l'ensemble des extrants du modèle;
 - indiquer le nombre d'observations considérées et à quoi correspondent ces observations. Veuillez notamment indiquer si chaque itération consiste à modéliser les factures énergétiques de chaque client (voir références viii et (xii) à ce propos) basé sur les données de consommation réelle (ou projetée à température normale) ou si chaque itération est réalisée à un niveau d'agrégation plus élevé. Le cas échéant, veuillez élaborer sur cette agrégation.

Réponse 1.9 :

D'abord, EGQ tient à préciser que les explications suivantes sont formulées sur la base d'un client représentatif, dont la consommation annuelle correspond à la moyenne observée entre 2020 et 2023 pour l'ensemble des clients du parcours analysé. Toutefois, les volumes à la base de la modélisation sont tirés des données empiriques de consommation de chaque client individuellement. Pour obtenir la consommation mensuelle, une règle de répartition a été appliquée (voir la liste des intrants déterministes à la réponse 1.2 de la présente demande de renseignements), et les volumes mensuels totaux ont été séparés dans chaque tranche de consommation applicable (la composante distribution est répartie en plusieurs paliers de consommation).

Ces volumes additionnés, auxquels les différents tarifs du coût gazier ont été appliqués, ont ensuite été ramenés sur une base unitaire par client. Le modèle et les simulations sont donc fondés sur cette base représentative agrégée, laquelle permet une analyse comparative efficace sans devoir simuler 10 000 itérations pour chacun des clients du distributeur. Cette méthode est optimale, d'autant plus que la proposition de décarbonation d'EGQ se fera elle aussi sur une base agrégée, compte tenu que le distributeur propose que les pourcentages de GSR soient appliqués à chacun des clients de façon individuelle.

A) Pour chaque itération, les intrants sont appliqués à la base unitaire pour générer les variables suivantes :

1. Coût du service gazier (sans GSR) : Volumes mensuels × tranches tarifaires applicables (distribution, transport, fourniture de gaz naturel, SPEDE et l'ajout de l'obligation minimale mensuelle)

2. Coût du service gazier (100 % GSR) : Coût du service gazier de base + (surcoût GSR × volumes mensuels consommés)

3. Conversion en kWh : (Volume (m³) × 10,525) + ajustement de la variable efficacité énergétique des appareils électriques Un niveau d'efficacité énergétique élevé aura pour effet de réduire la consommation équivalente électrique.

4. Coût de l'équivalent électrique : (kWh ventilés mensuellement × tranches tarifaires applicables (tarif D au résidentiel, tarif G + coût de la puissance au commercial & institutionnel)) + majoration de 15 % (inélasticité)

5. Coût incrémental du GSR : La différence entre le coût du service gazier (100 % GSR) et le coût du service gazier (sans GSR) est multipliée par 1 %. Ceci permet d'estimer l'impact de l'ajout de 1 % de GSR sur la facture des clients.

B) Les variables intermédiaires produites sont les suivantes :

- Coût du service gazier (sans GSR);
- Coût du service gazier (100 % GSR);
- Coût électrique équivalent (ajusté pour tenir compte de l'efficacité énergétique et de l'inélasticité de la demande);
- Coût incrémental d'ajouter 1 % de GSR.

C) - Extrait principal du modèle : Le pourcentage de GSR qu'EGQ peut intégrer sans excéder le coût de l'équivalent électrique. Le modèle itère l'ajout de 1 % de GSR jusqu'à atteindre le seuil d'équivalence économique entre la facture du gaz naturel et celle de l'électricité. Ce calcul permet d'obtenir une trajectoire de pourcentage de GSR par année pour chaque itération simulée.

-Extrants dérivés : Les hausses tarifaires et les réductions de GES sont générées automatiquement en fonction de la trajectoire finale retenue par EGQ.

D) Chaque itération du modèle est réalisée à un niveau agrégé : Elle repose sur une base unitaire représentative, construite à partir de la moyenne des volumes de consommation de chaque client dans chacun des parcours entre 2020 et 2023. Le modèle ne simule donc pas les factures individuelles, mais une trajectoire unique fondée sur cette base unitaire. Cette approche permet de refléter l'hétérogénéité des profils à travers la moyenne observée, tout en assurant la comparabilité des 10 000 trajectoires simulées à l'aide des combinaisons des intrants stochastiques.

1.10 Dans la phrase : « Les résultats sont ensuite présentés sous la forme de centiles, représentant les probabilités d'atteindre les objectifs de décarbonation avant les échéances de 2040 ou 2050, tout en maintenant la compétitivité du distributeur. », veuillez expliquer à quelle(s) variable(s) « les résultats » font référence.

Réponse 1.10 :

Les résultats évoqués dans cette phrase correspondent aux extrants de la simulation de type Monte Carlo. Concrètement, pour chaque itération réalisée par la simulation, le modèle évalue année par année la quantité de GSR qui pourrait être injectée dans le réseau jusqu'en 2050 tout en maintenant la compétitivité tarifaire du distributeur par rapport à l'électricité. Ces extrants sont ensuite agrégés sous la forme de centiles, allant de 1 à 99, permettant de visualiser la distribution probabiliste des résultats obtenus. Chaque centile permet d'estimer l'année la plus hâtive à laquelle l'atteinte théorique du 100 % GSR est réalisable selon le pourcentage des simulations qui y parviennent.

De manière plus concrète :

-Si le centile 20 indique que l'atteinte théorique d'un taux de 100 % de GSR peut être réalisée lors de l'année 2045, cela signifie que 80 % des simulations atteignent cet objectif avant cette date.

-Cependant, un centile plus élevé, par exemple 99, qui projette l'atteinte du taux de 100 % de GSR dès 2035 reflète une situation très optimiste qui propulse le rythme d'injection de GSR (hausse rapide du tarif électrique, prix du GSR qui demeure stable, etc.), mais qui ne représente que 1 % des cas simulés, donc une probabilité très faible qu'elle survienne.

Cette logique permet à EGQ d'évaluer la robustesse de la proposition qu'elle a établie en tenant compte de l'incertitude qui plane sur les intrants économiques. De plus, il est à noter qu'à ce stade de la simulation, les résultats ne considèrent pas encore de façon explicite des hausses tarifaires. C'est à partir de ces résultats, soit les trajectoires définies par les centiles, que le distributeur a élaboré ses propres trajectoires (la proposition EGQ), laquelle vise à obtenir un point d'équilibre entre assurer

la réduction des GES tout en maintenant des hausses tarifaires raisonnables. Ceci permet de préserver la situation concurrentielle du distributeur dans un maximum de scénarios.

Pour les centiles précis associés à chaque parcours, EGQ réfère à la réponse 1.19 de la présente demande de renseignements.

- 1.11 Lorsque EGQ affirme que : « Les résultats sont ensuite présentés sous la forme de centiles, représentant les probabilités d'atteindre les objectifs de décarbonation avant les échéances de 2040 ou 2050, tout en maintenant la compétitivité du distributeur. », veuillez indiquer si la probabilité dont il est question fait référence à :
- la probabilité d'atteindre les objectifs de décarbonation sous contrainte de maintien de la compétitivité;
 - la probabilité de demeurer compétitif sous contrainte d'atteindre les objectifs de décarbonation; ou
 - une autre notion. Le cas échéant, veuillez élaborer.

Réponse 1.11 :

La probabilité mentionnée fait référence à :

- a) la probabilité d'atteindre les objectifs de décarbonation sous la contrainte de maintenir la compétitivité avec l'électricité.**

Tel qu'expliqué par EGQ à la réponse 1.10 de la présente demande de renseignements, la contrainte de compétitivité constitue une limite supérieure que le modèle ne peut pas excéder. Autrement dit, le pourcentage de GSR projeté dans chaque scénario ne peut pas dépasser le seuil de compétitivité. L'échéance de 2040 ou 2050 pour atteindre la décarbonation complète ne constitue pas une contrainte rigide pour le modèle, qui peut générer des scénarios qui atteignent des niveaux de GSR inférieurs à 100 % aux dates énumérées, si les conditions économiques simulées ne permettent pas à EGQ d'en faire plus sans compromettre sa compétitivité. À titre d'exemple, au centile 5 du parcours résidentiel, un taux d'injection d'environ 90 % de GSR est atteint d'ici 2050, ce qui montre que l'objectif n'est pas forcé dans le modèle.

- 1.12 Lorsque EGQ affirme que : « Selon l'approche retenue par le distributeur, l'approche de décarbonation établie au niveau résidentiel permettra à EGQ d'atteindre ses objectifs de décarbonation tout en demeurant compétitif dans plus de 80 % des scénarios simulés, en moyenne », veuillez confirmer que la moyenne fait référence à une moyenne de la compétitivité sur les différentes années de l'horizon d'analyse. Sinon, veuillez clarifier à quoi la notion de moyenne fait référence.

Réponse 1.12 :

La mention « en moyenne » fait référence à la moyenne des centiles qui sont associés à la trajectoire proposée par EGQ sur l'horizon 2026-2050. Comme le démontre le graphique 2 du parcours résidentiel présenté à l'annexe de la pièce [B-0012](#), EGQ-1, Document 1 révisé, la trajectoire proposée par EGQ se situe à des centiles plus élevés lors des premières années (ce qui signifie qu'elle est compétitive dans un grand nombre de scénarios), mais rejoint des centiles de niveaux inférieurs vers la fin de la période simulée, notamment entre les centiles 5 et 10 en 2050. Cette moyenne révèle donc que la trajectoire développée par EGQ demeure compétitive dans environ 80 % des scénarios simulés, en moyenne, sur l'ensemble de l'horizon planifié.

- 1.13 Sachant que la position concurrentielle est en fonction du niveau de consommation d'un client, veuillez clarifier ce que signifie « demeurer compétitif dans 80% des scénarios simulés. » Doit-on comprendre que la compétitivité est favorable pour 80% des clients?

Réponse 1.13 :

Tel que mentionné à la réponse 1.12 de la présente demande de renseignements, la compétitivité de la proposition d'EGQ dans le parcours résidentiel est considérée comme atteinte dans 80 % des scénarios simulés par le modèle, sans distinction au niveau de la consommation individuelle des clients. Le modèle ne détermine pas que 80 % des clients se retrouvent dans une situation compétitive, mais que la trajectoire proposée permet de rester compétitif, à un niveau global, dans 80 % des scénarios simulés.

- 1.14 Sachant que la position concurrentielle est en fonction du niveau de consommation d'un client et qu'un scénario peut être concurrentiel pour certains clients tout en étant non concurrentiel pour d'autres, veuillez clarifier comment EGQ détermine qu'un scénario « demeure compétitif ».

Réponse 1.14 :

EGQ tient à préciser que la simulation Monte Carlo ne repose pas sur un cas-type déterministe, comme ceux qui sont utilisés dans d'autres sections du présent dossier (par exemple, 2 000 m³/an pour un client résidentiel, ou 22 749 m³/an pour un client commercial/institutionnel).

Tel qu'expliqué par EGQ à la réponse 1.9 de la présente demande de renseignements, la simulation repose plutôt sur une base unitaire représentative calculée à partir de la moyenne des consommations observées pour l'ensemble des clients de chacun des parcours entre 2020 et 2023, laquelle est ensuite ramenée à une base unitaire.

Cette méthodologie vise à représenter le plus fidèlement possible le profil moyen de la consommation des clients. Un scénario est donc considéré comme compétitif par la simulation si, pour ce client moyen représentatif, le coût projeté de l'intégration de GSR demeure inférieur ou égal au seuil de compétitivité fixé par EGQ (la balise de coûts maximale).

Bien qu'un scénario puisse être compétitif pour certains clients spécifiques et moins pour d'autres, la simulation vise à refléter un équilibre fondé sur le profil moyen des clients de chaque parcours.

- 1.15 Veuillez indiquer quelle mesure est utilisée pour quantifier la compétitivité.

Réponse 1.15 :

EGQ quantifie sa situation concurrentielle en comparant le coût total de la facture du gaz naturel avec celle de l'électricité pour une utilisation équivalente (le chauffage des espaces et de l'eau chaude). Pour tenir compte de l'inélasticité de la demande, le coût de l'électricité est bonifié d'un facteur de 15 %, comme expliqué plus amplement par EGQ dans les réponses 1.5 et 1.5.1 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie². En d'autres mots, l'offre gazière est considérée par EGQ comme compétitive si son coût total ne dépasse pas de plus de 15 % celui d'un service équivalent en électricité.

² Dossier R-4292-2025, [pièce B-0021](#), EGQ-3, Document 1, pages 7 et 8.

1.16 Relativement aux graphiques 1 et 2, veuillez indiquer à quelle variable sont relatifs les centiles.

Réponse 1.16 :

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 1.10 de la présente demande de renseignements.

1.17 Relativement aux graphiques 1 et 2, veuillez présenter sous forme de tableau les hausses tarifaires induites par les courbes « Proposition EGQ » pour chacune des années.

Réponse 1.17 :

Tableau 1 : Projection des hausses tarifaires associées à l'intégration progressive de GSR en fonction des parcours développés par EGQ (incluant l'évolution du coût du service gazier et du SPEDE)

	Résidentiel	Commercial et institutionnel
2026	4%	8%
2027	4%	6%
2028	4%	10%
2029	4%	9%
2030	4%	9%
2031	5%	10%
2032	5%	9%
2033	6%	9%
2034	5%	8%
2035	5%	8%
2036	5%	8%
2037	5%	7%
2038	5%	7%
2039	5%	7%
2040	5%	6%
2041	5%	2%
2042	5%	2%
2043	5%	2%
2044	4%	2%
2045	4%	2%
2046	4%	2%
2047	4%	2%
2048	4%	2%
2049	3%	2%
2050	3%	2%

EGQ souligne que les hausses tarifaires projetées ci-dessus sont estimées de manière déterministe, en s'appuyant sur les hypothèses moyennes suivantes :

- **Croissance annuelle de 2 % du coût du service gazier (distribution, transport, gaz fossile, obligation minimale mensuelle);**
- **Croissance annuelle de 2 % du prix de la molécule de gaz naturel de source renouvelable;**
- **Une augmentation annuelle de 9 % des coûts associés au SPEDE.**

Les autres variables modélisées dans la simulation Monte Carlo (tarifs d'électricité, élasticité de la demande, etc.) n'ont aucun impact sur l'ampleur des hausses tarifaires présentées dans ce tableau.

Ces dernières sont donc strictement déterminées par les hypothèses mentionnées ci-dessus, en les combinant à la vitesse d'intégration du GSR envisagée par EGQ. De plus, ces estimations ne peuvent être généralisées à l'ensemble de la clientèle du distributeur, puisqu'elles s'appliqueraient seulement aux clients pour qui la décarbonation complète de leurs volumes de gaz fossiles se fait via le GSR, et ce sans avoir recours à des solutions potentiellement moins coûteuses (telles que la biénergie ou l'adoption de mesures d'efficacité énergétique).

Lorsqu'on tient également compte des scénarios les plus pessimistes et les plus optimistes de la simulation, il est possible d'établir la plage d'évolution moyenne des hausses tarifaires sur l'horizon 2026-2050 qui suit :

- Parcours commercial & institutionnel : 3,78 % à 7,54 % par année;
- Parcours résidentiel : 2,83 % à 6,17 %.

1.18 Pour le graphique 2, veuillez indiquer le centile correspondant à la « Proposition EGQ » pour chacune des années.

Réponse 1.18 :

Tableau 2 : centiles correspondant à la proposition EGQ et au scénario augmentation tarifaire de 10 % par année

	Proposition EGQ - Parcours résidentiel		Scénario augmentation tarifaire de 10 % par année - Parcours résidentiel	
	Centile correspondant	pourcentage de compétitivité	Centile correspondant	pourcentage de compétitivité
2026	10	90	50	50
2027	10	90	55	45
2028	15	85	55	45
2029	20	80	55	45
2030	25	75	55	45
2031	25	75	55	45
2032	25	75	55	45
2033	25	75	60	40
2034	25	75	55	45
2035	25	75	60	40
2036	25	75	55	45
2037	25	75	55	45
2038	20	80	55	45
2039	20	80	55	45
2040	20	80	55	45
2041	20	80	50	50
2042	15	85	50	50
2043	15	85	40	60
2044	15	85	30	70
2045	15	85	25	75
2046	10	90	20	80
2047	10	90	15	85
2048	10	90	15	85
2049	10	90	10	90
2050	10	90	10	90

À des fins de clarification, la colonne associée au pourcentage de compétitivité doit s'interpréter de la manière suivante : en 2026, le pourcentage de GSR proposé par le distributeur lui permet de

demeurer compétitif dans 90 % des itérations de la simulation. Parmi le total de 10 000 scénarios qui sont modélisés, 9 000 d'entre-deux ont pour extrant des pourcentages de GSR en 2026 qui sont supérieurs à celui qui est proposé par EGQ. Cette explication est applicable pour toutes les autres années. De plus, cette donnée est directement dérivée de la colonne associée aux centiles correspondants.

1.19 Veuillez présenter sous forme de tableau les données sous-jacentes au graphique 2.

Réponse 1.19 :

Tableau 3: Pourcentages de GSR associés aux différents centiles simulés, par année, pour le parcours résidentiel

	1	2,5	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	90	95	97,5	99
2026	1	2	4	6	8	10	12	13	14	16	17	18	19	21	22	24	25	27	33	37	40	42
2027	0	2	4	6	8	10	12	13	15	16	17	18	20	21	22	24	26	28	33	37	41	43
2028	0	2	4	6	8	10	12	13	15	16	17	19	20	21	23	25	26	28	34	38	41	44
2029	0	1	3	6	8	10	12	13	15	16	17	19	20	21	23	25	27	29	34	39	42	45
2030	0	0	3	5	8	10	11	13	14	16	17	19	20	22	23	25	27	29	35	40	43	47
2031	0	3	5	9	11	13	15	17	18	20	21	23	24	26	28	30	32	34	40	46	49	53
2032	2	5	8	12	14	17	19	20	22	24	26	28	29	31	33	35	37	40	47	52	57	61
2033	3	7	11	15	18	20	23	25	26	28	30	32	34	36	38	41	43	46	53	60	65	70
2034	4	9	13	18	21	24	26	29	31	33	35	37	40	42	44	47	49	52	61	68	75	81
2035	4	10	15	21	25	28	31	33	36	38	41	43	46	48	51	53	57	60	70	78	85	94
2036	4	11	17	24	28	32	35	38	41	44	46	49	52	55	58	61	65	69	80	90	98	100
2037	2	11	19	27	32	36	40	43	46	49	53	56	59	62	66	70	74	79	92	100	100	100
2038	0	11	20	30	36	40	45	48	52	56	59	63	67	71	75	79	84	90	100	100	100	100
2039	0	9	21	33	40	45	50	54	58	63	67	71	76	81	85	91	97	100	100	100	100	100
2040	0	7	22	36	44	50	56	61	66	71	76	81	86	92	98	100	100	100	100	100	100	100
2041	0	11	26	40	50	57	63	69	74	80	86	92	99	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2042	0	15	30	46	56	64	71	78	85	91	98	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2043	5	22	37	53	64	73	81	89	96	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2044	13	31	44	61	72	82	92	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2045	24	37	51	68	82	93	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2046	31	44	58	77	92	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2047	37	51	65	86	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2048	42	58	73	94	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2049	47	65	80	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2050	53	71	88	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

1.20 Veuillez indiquer si la courbe GSR au centile 5 signifie que cette courbe de croissance du GSR correspond à celle qui implique que le pourcentage des scénarios simulés qui sont compétitifs est de 5%.

Réponse 1.20 :

La courbe de GSR au centile 5 représente plutôt la trajectoire de volumes de GSR maximale qu'il est possible d'atteindre tout en demeurant compétitif dans 95 % des itérations de la simulation Monte Carlo. Tel que précisé aux réponses 1.3 et 1.11 de la présente demande de renseignements, la compétitivité du distributeur constitue une contrainte déterministe du modèle. Par conséquent, les volumes de GSR associés au centile 5 sont plus faibles, puisqu'ils correspondent à une probabilité très élevée de demeurer compétitifs.

1.21 Pour les courbes « Proposition EGQ » et « Augmentation tarifaire maximale de 10% », veuillez présenter sous forme de tableau le pourcentage de compétitivité pour chacune des années de 2026 à 2050.

Réponse 1.21 :

Le distributeur réfère l'intervenant à la réponse 1.18 de la présente demande de renseignements.

- 1.22 Pour les courbes « Proposition EGQ » et « Augmentation tarifaire maximale de 10% », veuillez présenter sous forme de tableau le pourcentage de compétitivité pour chacune des années de 2026 à 2050.

Réponse 1.22 :

Le distributeur réfère l'intervenant à la réponse 1.18 de la présente demande de renseignements.

- 1.23 La FCEI ne saisit pas comment le tableau 1 (v) est dérivé des simulations. Veuillez présenter les résultats complets des simulations et expliquer de manière détaillée la logique menant de ces résultats aux objectifs de réductions présentés au tableau 1.

Réponse 1.23 :

Le distributeur réfère l'intervenant à sa réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements no. 1 de l'ACEFO, dans laquelle il présente en détail la méthode permettant d'estimer les réductions de GES figurant au tableau 1, incluant le calcul effectué à partir des volumes simulés de GSR et de gaz fossile, ainsi que les facteurs d'émission applicables pour chaque type de gaz (fossile et renouvelable). Comme il y est expliqué, les réductions présentées au tableau 1 de la référence (v) sont issues des résultats du modèle, auxquels des ajustements conservateurs ont été appliqués pour tenir compte, entre autres, des effets attendus à long terme de la biénergie et de l'efficacité énergétique. Ces résultats sont présentés à titre indicatif, dans le but de refléter les impacts des trajectoires de décarbonation pour chaque parcours sur les émissions de GES.

- 1.24 Veuillez refaire le tableau 1 en présentant les objectifs de réduction minimaux qui demeureraient cohérents avec les résultats des simulations. Veuillez également expliquer pourquoi des objectifs inférieurs à ces minimums seraient incohérents avec les résultats de simulation. Pour les années 2026 à 2035, veuillez présenter les objectifs minimaux sur une base annuelle plutôt que par bonds de cinq ans.

Réponse 1.24 :

Le distributeur réfère l'intervenant à la réponse 2.1 de la demande de renseignements no. 1 de l'ACEFO, dans lequel il présente les contributions estimées du GSR seulement aux réductions de GES attendues dans chaque parcours, pour la période 2026-2050.

Sur cette base, il serait possible de définir des objectifs minimaux inférieurs aux données présentées dans les deux tableaux de la réponse 2.1 de la demande de renseignements no. 1 de l'ACEFO, lorsqu'on considère uniquement la part attribuable au GSR dans la décarbonation. Cela impliquerait un ajustement à la baisse des objectifs fixés en 2030 et 2035 dans le secteur résidentiel, ainsi qu'en 2030 dans le secteur commercial et institutionnel.

Toutefois, le distributeur tient à rappeler que les objectifs présentés au tableau 1 visent à refléter une trajectoire de décarbonation réaliste, en cohérence avec l'ensemble des outils de réduction des volumes de gaz fossile envisagés mais en conservant le GSR au cœur de la présente stratégie. Ils sont présentés à titre indicatif et ne font pas partie des demandes d'EGQ dans le cadre du présent dossier.

1.25 Relativement au tableau 2 (vi), veuillez indiquer les pourcentages de réduction de GES induits par ces pourcentages de GSR.

Réponse 1.25 :

Le distributeur réfère l'intervenant à sa réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements no. 1 de l'ACEFO

1.26 Relativement à la référence (vii), la FCEI comprend qu'une baisse du prix du GSR implique pour EGQ que les volumes de GSR doivent être augmentés. Veuillez indiquer si l'approche de EGQ vise à maximiser l'injection de GSR tout en demeurant compétitive et en limitant les hausses tarifaires à 10% par année. Le cas échéant, veuillez justifier un tel objectif de maximisation. Veuillez confirmer que cette affirmation vise seulement le secteur résidentiel dans la mesure où le parcours défini pour le secteur commercial et institutionnel permet déjà d'atteindre la carboneutralité de ce secteur en 2040.

Réponse 1.26 :

Tel que mentionné par EGQ à la référence (vii), une opportunité d'acquérir du GSR à un prix moindre sur le marché pourrait effectivement ouvrir la porte à une augmentation des volumes injectés, dans la mesure où cette option demeure compatible avec la compétitivité de l'offre du distributeur et ses autres obligations. Toutefois, EGQ ne vise pas à maximiser systématiquement l'injection de GSR. L'approche du distributeur consiste plutôt à optimiser ses volumes injectés en tenant compte, de manière simultanée :

- **Des objectifs de réduction de GES;**
- **Du maintien de la compétitivité tarifaire par rapport à l'électricité;**
- **Des impacts tarifaires sur l'ensemble de la clientèle;**
- **Des opportunités d'approvisionnement avec des volumes et des termes suffisants.**

Par ailleurs, la limite de 10 % de hausse tarifaire annuelle n'est en aucun cas un objectif, mais plutôt une balise indicative maximale permettant d'évaluer si la stratégie de décarbonation est viable sur le plan économique, tel qu'expliqué à la réponse 1.17 de la présente demande de renseignements ainsi qu'à la question 5.2 du complément de preuve³. Ce seuil n'est donc pas un intrant faisant partie du modèle.

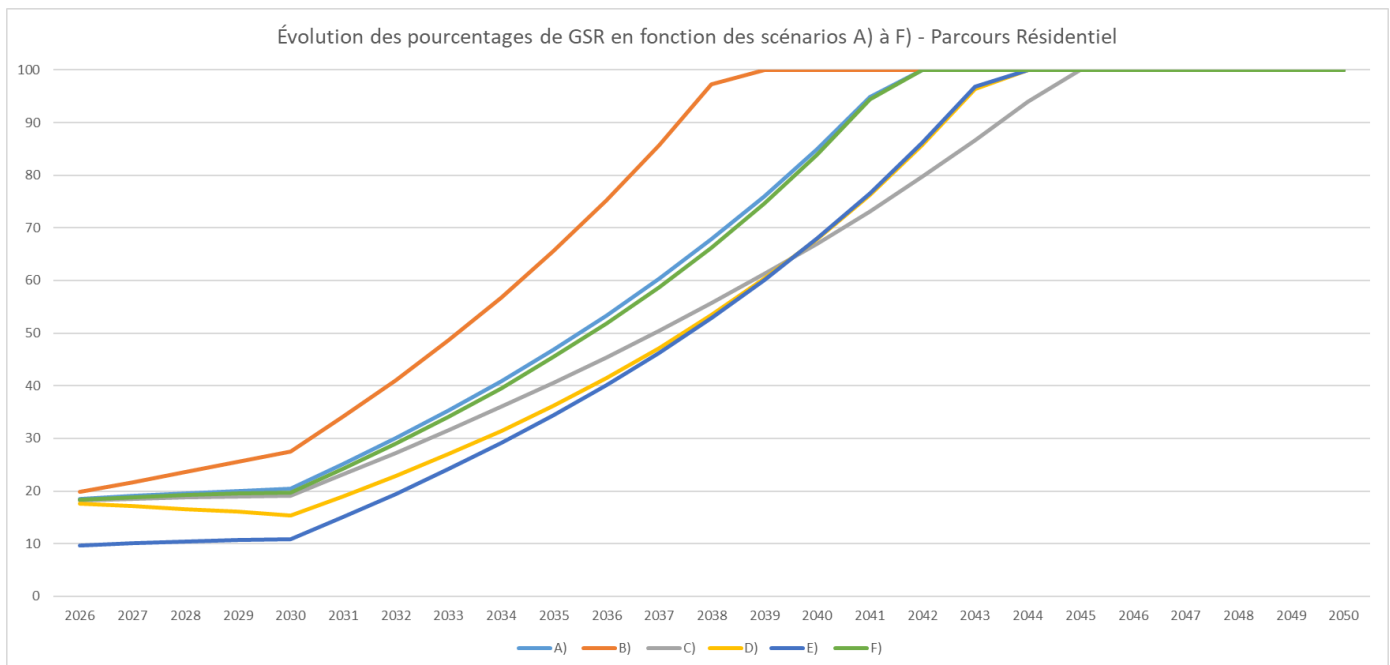
Le principe évoqué dans la présente réponse s'appliquera de manière cohérente aux deux parcours (résidentiel et commercial & institutionnel). Ainsi, la réflexion autour de l'injection optimale de GSR demeure structurée par des principes stratégiques et d'atteinte d'une décarbonation complète du secteur du bâtiment, et non pas par une logique de maximisation du taux de GSR automatique.

Enfin, EGQ rappelle que les hausses tarifaires projetées sont calculées à partir d'un client moyen pour qui la décarbonation passe uniquement par l'intégration de GSR. L'estimation ne tient donc pas compte des effets bénéfiques associés aux programmes à moindre coût, comme la biénergie et l'efficacité énergétique. Ces programmes permettront de modérer davantage l'impact tarifaire réel pour un bon nombre de clients et auront une incidence sur les volumes de GSR requis pour atteindre la décarbonation du secteur du bâtiment au plus tard en 2040 ou 2050, selon les secteurs.

³ Dossier R-4292-2025, pièce [B-0011](#), EGQ-2, document 1, page 11.

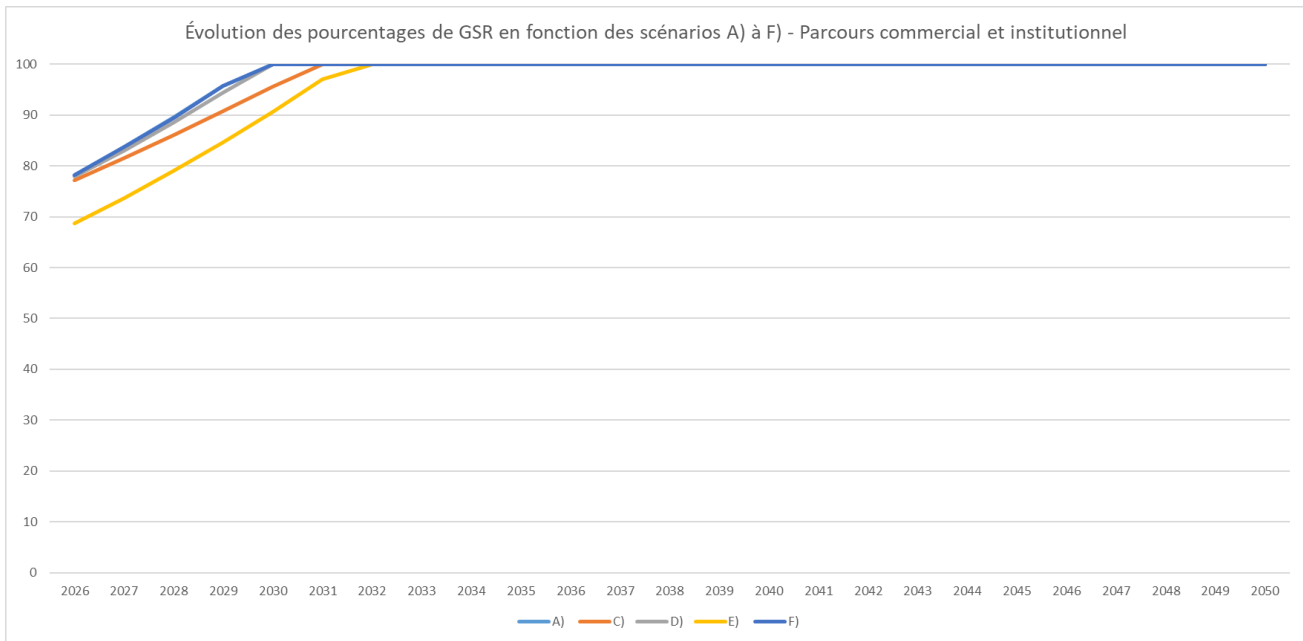
- 1.27 De manière à évaluer la sensibilité des résultats aux variables économiques, veuillez produire des graphiques semblables aux graphiques 1 et 2 pour les scénarios suivants :
- Toutes les variables économiques sont fixées au scénario moyen.
 - Toutes les variables économiques sont fixées au scénario moyen sauf les tarifs électriques résidentiels qui est fixé au scénario moyen + 1%.
 - Toutes les variables économiques sont fixées au scénario moyen sauf le coût du gaz de source renouvelable qui est fixé au scénario moyen + 1%.
 - Toutes les variables économiques sont fixées au scénario moyen sauf le coût du service gazier qui est fixé au scénario moyen + 1%.
 - Toutes les variables économiques sont fixées au scénario moyen sauf l'efficacité énergétique qui est fixée à 150%.
 - Toutes les variables économiques sont fixées au scénario moyen sauf le coût du SPEDE qui est fixé au scénario moyen + 1%.
 - Veuillez également produire les données sous-jacentes à ces courbes.

Réponse 1.27 :



G) Évolution des pourcentages de GSR en fonction des scénarios A) à F) - Parcours Résidentiel

	A)	B)	C)	D)	E)	F)
2026	18,5	19,8	18,3	17,6	9,7	18,4
2027	19,0	21,7	18,6	17,1	10,1	18,8
2028	19,6	23,6	18,8	16,6	10,4	19,2
2029	20,0	25,5	19,0	16,1	10,7	19,5
2030	20,5	27,5	19,1	15,4	10,9	19,8
2031	25,1	34,1	23,1	19,0	15,1	24,2
2032	30,1	41,1	27,3	22,9	19,5	29,0
2033	35,3	48,6	31,6	27,0	24,1	34,1
2034	40,9	56,8	36,0	31,5	29,1	39,6
2035	46,9	65,6	40,6	36,3	34,4	45,5
2036	53,4	75,3	45,4	41,5	40,1	51,8
2037	60,3	85,7	50,4	47,2	46,3	58,7
2038	67,8	97,3	55,7	53,4	52,9	66,3
2039	76,0	100	61,2	60,3	60,1	74,6
2040	85,0	100	67,0	67,9	68,0	83,9
2041	94,8	100	73,1	76,3	76,6	94,4
2042	100	100	79,7	85,8	86,1	100
2043	100	100	86,6	96,4	96,8	100
2044	100	100	94,0	100	100	100
2045	100	100	100	100	100	100
2046	100	100	100	100	100	100
2047	100	100	100	100	100	100
2048	100	100	100	100	100	100
2049	100	100	100	100	100	100
2050	100	100	100	100	100	100



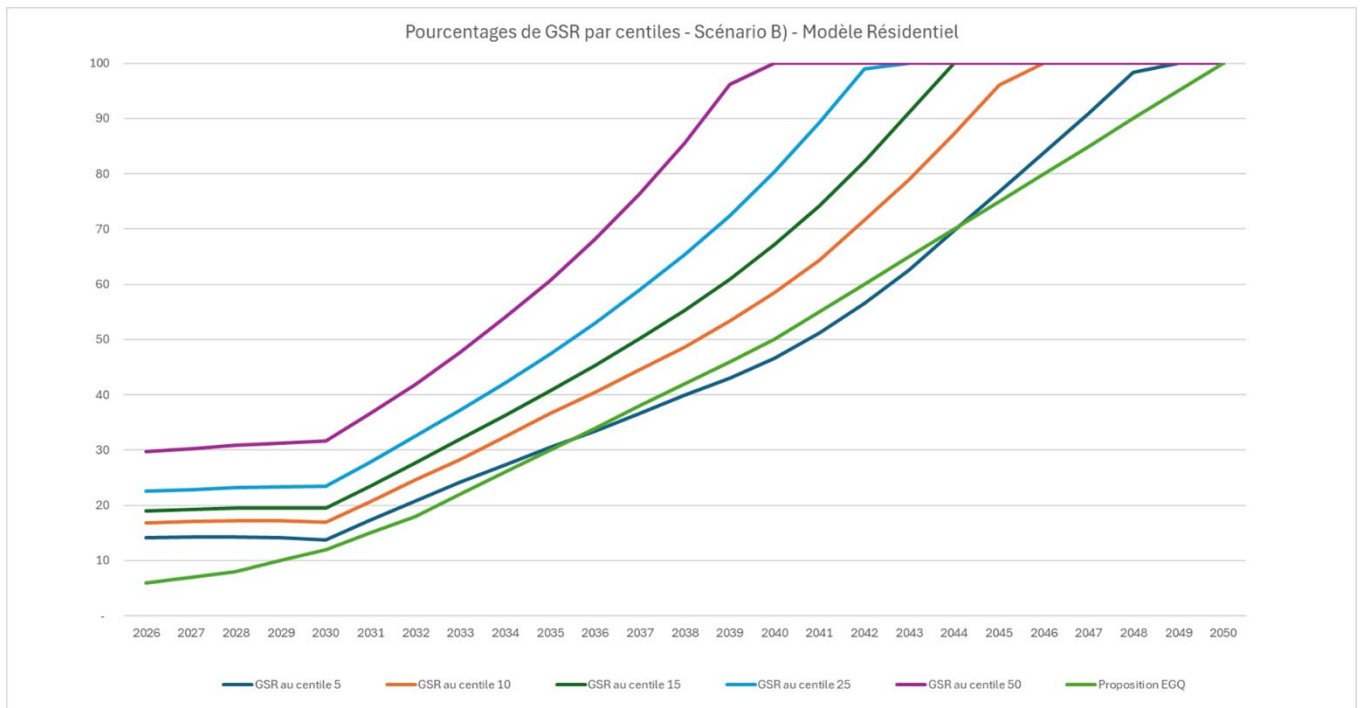
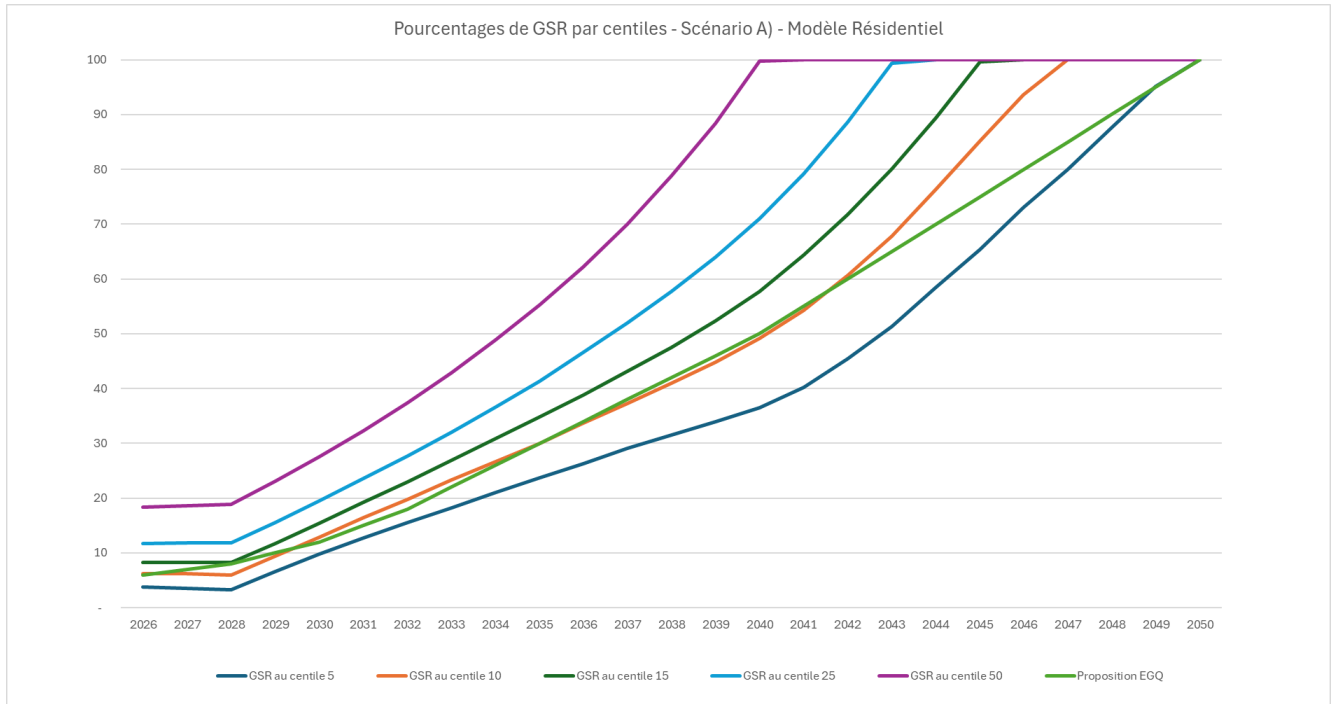
G) Évolution des pourcentages de GSR en fonction des scénarios A) à F) - Parcours commercial et institutionnel

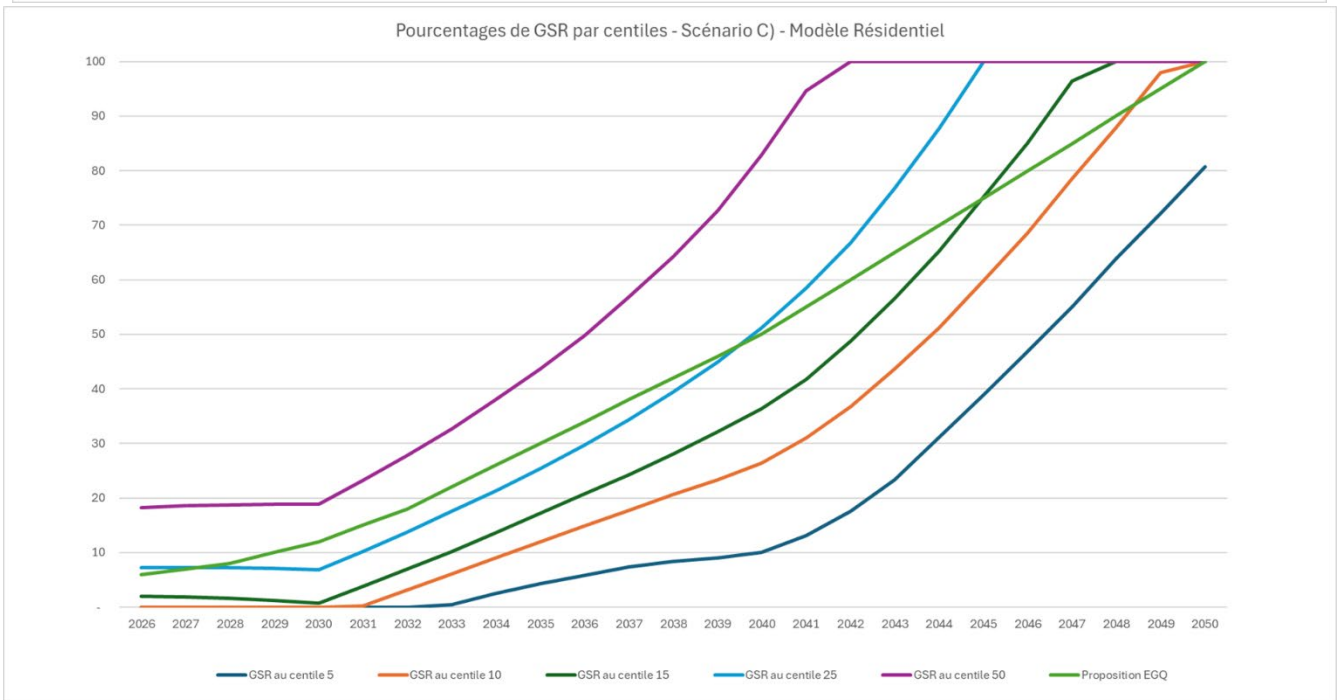
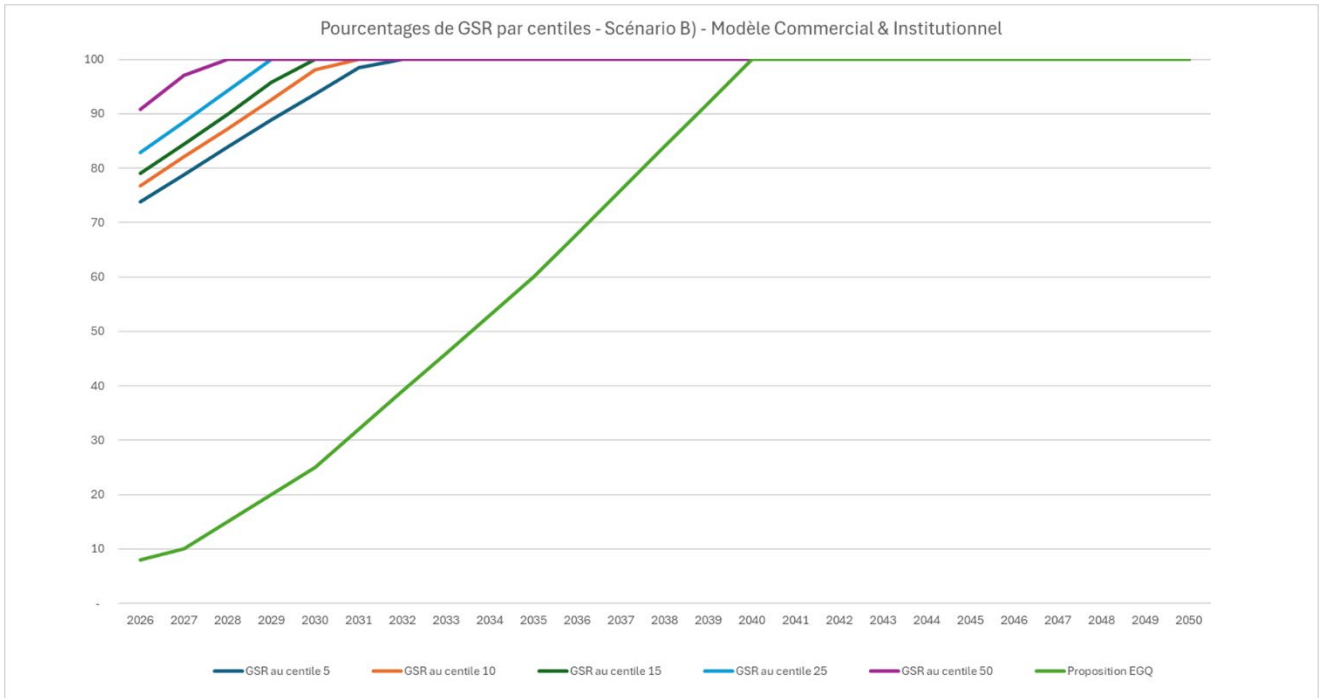
	A)	C)	D)	E)	F)
2026	78,2	77,2	77,9	68,7	78,2
2027	83,7	81,5	83,0	73,7	83,7
2028	89,5	86,0	88,5	79,0	89,5
2029	95,7	90,7	94,4	84,7	95,6
2030	100	95,5	100	90,6	100
2031	100	100	100	97	100
2032	100	100	100	100	100
2033	100	100	100	100	100
2034	100	100	100	100	100
2035	100	100	100	100	100
2036	100	100	100	100	100
2037	100	100	100	100	100
2038	100	100	100	100	100
2039	100	100	100	100	100
2040	100	100	100	100	100
2041	100	100	100	100	100
2042	100	100	100	100	100
2043	100	100	100	100	100
2044	100	100	100	100	100
2045	100	100	100	100	100
2046	100	100	100	100	100
2047	100	100	100	100	100
2048	100	100	100	100	100
2049	100	100	100	100	100
2050	100	100	100	100	100

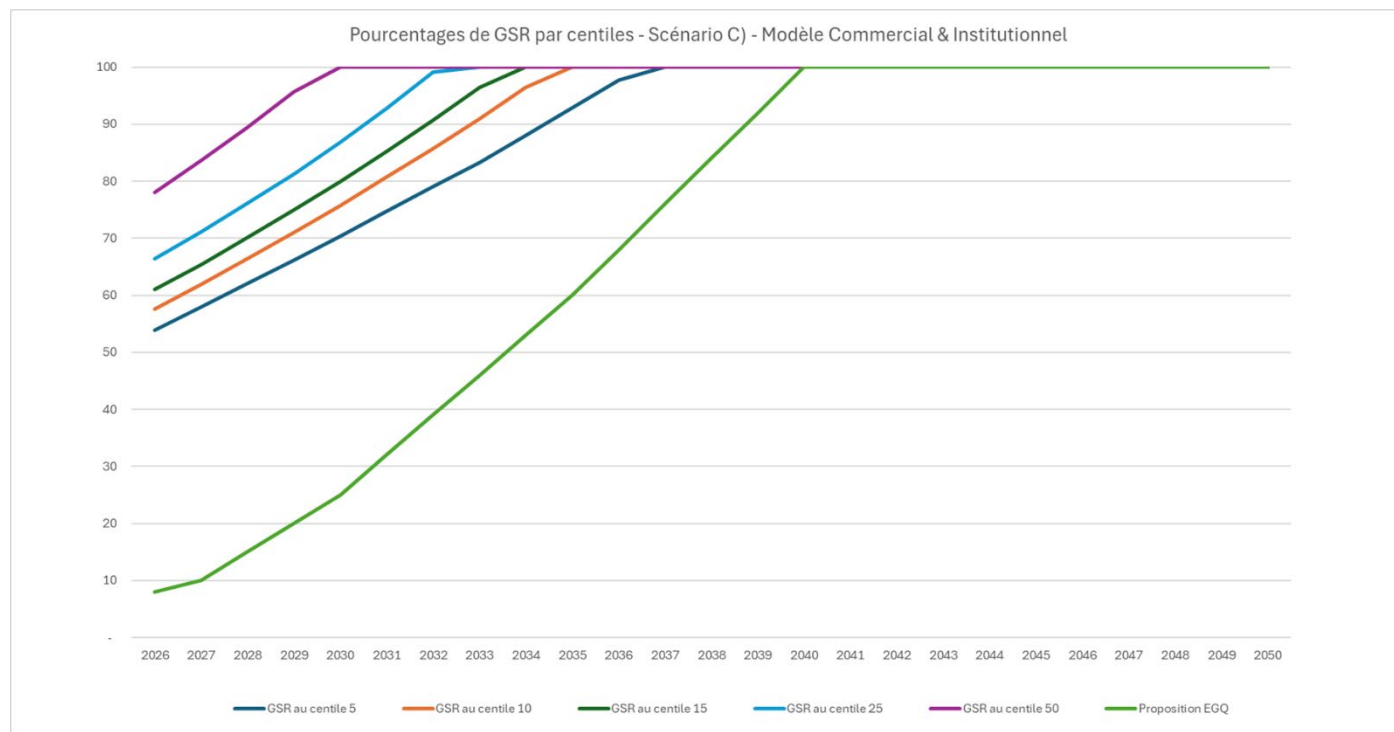
1.28 De manière à évaluer la sensibilité des résultats aux hypothèses, veuillez refaire l'analyse de Monte Carlo pour les scénarios suivants :

- a) Croissance des tarifs d'électricité résidentiels au même rythme que les tarifs commerciaux dès 2028.
- b) Prime sur la facture d'électricité de 25% plutôt que 15% (voir référence (ix)).
- c) Un niveau d'efficacité énergétique variant de 97% à 183% avec une moyenne à 140%.
- d) Une analyse de la solution biénergie suppose que 70% des volumes de chauffage sont convertis à l'électricité. Bien qu'EGQ ne semble pas encline à réaliser une telle analyse, la FCEI estime que celle-ci est pertinente et nécessaire à l'analyse des parcours de décarbonation.

Réponse 1.28 :







En ce qui a trait au scénario D) évoqué par l'intervenant, EGQ soumet que celui-ci dépasse le cadre du présent dossier.

1.29 Relativement à la référence (ix), la FCEI ne trouve pas dans la réponse 1.5.1 d'information lui permettant de comprendre pourquoi EGQ a établi la prime à 15% (plutôt que 10% ou 20% par exemple). Veuillez indiquer le critère ayant permis d'établir que le niveau de 15% était le plus approprié. Veuillez indiquer le coût requis pour une conversion complète du système de même que la période de retour sur l'investissement associée à une prime de 15%.

Réponse 1.29 :

Dans le cadre du dossier conjoint R-4169-2021⁴ entre Énergir et Hydro-Québec, il a été estimé que le coût de remplacement des équipements au gaz vers une solution entièrement électrique (TAE), incluant les coûts de mise à niveau électrique, variaient de 15 900 \$ à 20 600 \$ selon le type d'équipement, pour une résidence de taille moyenne. Lorsqu'on considère seulement les coûts de la mise à niveau électrique, les estimations varient entre 6500 \$ et environ 10 500 \$⁵.

Dans ses simulations, EGQ a retenu un facteur d'élasticité de 15 %. Ce facteur se veut conservateur et représentatif d'un seuil réaliste de sensibilité aux prix. Il reflète également un certain niveau de

⁵ Dossier R-4169-2021, [pièce B-0034](#), HQD-Énergir-1, Document 1, page 50 de 101.

prudence d'EGQ, car le distributeur souhaite éviter de sous-estimer le risque de perte de clients. Toutefois, avec une économie annuelle estimée à 241 \$ pour un client résidentiel passant du gaz à l'électricité, la période de retour sur investissement excéderait au minimum 25 ans (en l'absence d'aide financière). Cette situation suggère donc que malgré l'écart de prix entre les sources d'énergie, l'incitation économique à court terme ne suffit pas à déclencher une conversion.

EGQ a donc retenu le facteur de 15 % dans ses simulations comme une balise modérée. À cet égard, un seuil plus faible (10 %) risquerait de surestimer la sensibilité des clients aux variations de prix. En revanche, une balise plus élevée (par exemple 20 %) risquerait de sous-estimer les risques concurrentiels liés à la transition énergétique. Le facteur retenu par EGQ représente donc un compromis méthodologique qui est cohérent avec les informations actuellement disponibles et les objectifs de la modélisation.

1.30 Veuillez expliquer pourquoi EGQ considère que le remplacement du système au gaz naturel par un système électrique avec thermopompe est une option réaliste, mais ne semble pas considérer l'ajout d'une thermopompe à un système au gaz naturel comme une alternative viable.

Réponse 1.30:

Ce cas de figure ne représente pas le scénario de référence de la stratégie de décarbonation d'EGQ. Pour plus d'informations, EGQ réfère l'intervenant à la réponse 1.31 de la présente demande de renseignements.

1.31 La FCEI comprend des données présentées par Énergir (x) que la solution biénergie-GSR est beaucoup plus avantageuse que les solutions 100% GSR. Comment l'analyse de EGQ basé sur un scénario 100% GSR peut-elle dans ce contexte représenter une alternative crédible à la conversion à l'électricité ?

Réponse 1.31 :

La stratégie d'EGQ ne vise pas la réalisation d'un scénario à 100 % GSR. Ce scénario est le « scénario du cas de figure ». Il est important de rappeler que la stratégie de décarbonation proposée par EGQ :

- N'est pas une approche déterministe, mais plutôt minimaliste et évolutive, visant à offrir une solution réalisable tout en intégrant les meilleures approches disponibles à l'avenir, tel que mentionné à la question 6.2 de la pièce B-0011, EGQ-2, Document 1⁶;
- Utilisera une variété d'outils afin de décarboner le réseau gazier, notamment ceux connus aujourd'hui, tels que les programmes d'efficacité énergétique et la biénergie, ainsi que tout autre outil qui pourrait être développé dans les années à venir;
- Considère la décarbonation de chaque client de manière isolée, ce qui signifie qu'EGQ doit utiliser l'ensemble des outils à sa disposition pour répondre aux besoins de tous ses clients tout en maintenant le cap sur les objectifs de décarbonation; et
- Considère qu'EGQ réévaluera sa trajectoire annuellement en fonction des résultats de l'application de tous ses outils de décarbonation et des hypothèses-clés mises à jour si nécessaire.

⁶ Dossier R-4292-2025, [pièce B-0011](#), EGQ-2, document 1, pages 13 et 14.

Conséquemment, un client qui adopte la biénergie ou l'efficacité énergétique contribue à aider ceux qui ne choisissent pas ces solutions puisque la réduction des volumes de gaz naturel résultant de ces actions aura pour effet de diminuer les émissions de GES, ce qui, à son tour, aura un effet à la baisse sur le pourcentage de GSR à appliquer pour atteindre les objectifs de décarbonation⁷.

1.32 À la référence (xi), EGQ indique vouloir maintenir une offre concurrentielle par rapport à l'hydroélectricité, et ce pour tous ses clients, incluant ceux qui ne participeront pas aux programmes d'efficacité énergétique ou de biénergie, pour lesquels la solution prévoyant l'utilisation du GSR s'appliquera sur l'ensemble des volumes. Veuillez indiquer pourquoi il serait nécessaire de maintenir la compétitivité de la solution 100% GSR si une solution biénergie GSR est plus avantageuse que la solution 100% GSR et également plus avantageuse que l'alternative 100% électrique la plus économique?

Réponse 1.32:

La stratégie d'EGQ est de permettre un cadre flexible où tous les outils ou solutions de décarbonation sont utilisés pour atteindre les objectifs de décarbonation. L'option GSR est la plus simple et implique un minimum d'implication du client. Il n'est pas dit que toute la clientèle optera pour les autres solutions. Ainsi, la stratégie d'EGQ a pour effet d'assurer le résultat, alors que le chemin à suivre sera, quant à lui, évolutif selon l'évolution du marché.

PARCOURS 4

Question 2 :

Références:

- (i) B-0021, p. 22

Préambule :

- (i)

« En conclusion, EGQ souligne l'importance de fixer un seuil minimum suffisamment élevé pour permettre de simplifier le processus et de limiter les manipulations. EGQ est d'avis que cette mesure ne découragerait pas les véritables clients volontaires d'adhérer à ce parcours. »

⁷ Il est important de souligner que même si l'application des autres outils à la disposition d'EGQ avait un fort impact sur la réduction des GES une année donnée, EGQ ne pourra proposer d'appliquer un pourcentage inférieur à celui édicté par le Règlement en vigueur à ce moment.

Questions :

- 2.1 Considérant le nombre de clients volontaires et leur pourcentage de GSR, veuillez indiquer le nombre d'interactions clients additionnels et de manipulations additionnelles que représenterait la mise en place d'un seuil minimal à 10% avec des tranches de 5%.

Réponse 2.1:

EGQ réfère l'intervenant à la réponse 3.2 de la demande de renseignements no.1 du GRAME.

- 2.2 Veuillez indiquer le nombre total d'interactions client que traite EGQ dans une année.

Réponse 2.2 :

En excluant les interactions occasionnées par une demande d'adhésion au tarif GSR ou encore une demande d'information à ce sujet, EGQ a eu 239 demandes de retrait et 554 demandes de modifications au cours de l'année 2024, sur un total de 3 614 clients volontaires.

AJOUTS DE CHARGES ET DE CLIENTS**Question 3 :****Références:**

- (i) B-0012, p. 12

Préambule :

- (i)

« Afin de contrôler l'impact tarifaire de sa stratégie de décarbonation sur sa clientèle commerciale/institutionnelle (Parcours #2), EGQ portera une attention particulière aux demandes d'ajout de service qui pourraient entraîner une hausse considérable des tarifs en raison d'un besoin important en volume et pourraient ainsi avoir un impact considérable sur la position concurrentielle de la clientèle actuelle. EGQ analysera toute demande pour un volume substantiel, afin de déterminer si un traitement particulier doit être appliqué. Il est important de préciser que ce type de situation viserait principalement une demande de volumes individuelle qui serait supérieure à environ 1 Mm³, soit la croissance prévue pour ce marché dans le modèle de simulation. »

Question :

- 3.1 Dans la mesure où un nouvel ajout de service à demande élevée serait soumis aux mêmes exigences de livraisons de GSR, veuillez expliquer pourquoi EGQ anticipe qu'il entraînerait une hausse tarifaire pour les autres clients.

Réponse 3.1 :

Puisque la stratégie de décarbonation proposée par EGQ prévoit de neutraliser les émissions de GES associées aux volumes provenant de l'ajout d'un nouveau client ou de l'ajout de charge, tel qu'expliqué à la réponse 6.1 de la pièce B-0021, EGQ-3, Document 1⁸, l'ajout d'un fort volume découlant d'une nouvelle demande de service pourrait avoir pour effet d'entraîner une hausse tarifaire. Dans ce cas précis, EGQ verra à accompagner le nouveau client pour l'encourager à faire une utilisation optimale de tous les outils de décarbonation disponibles, mais dans l'éventualité où le nouveau client ne fait pas le choix de réduire ses émissions de GES en utilisant un ou plusieurs outils, EGQ verra à présenter à la Régie une demande quant à la mise en place d'une solution pour effectuer la gestion des GES de ce client afin de protéger le reste de la clientèle.

⁸ Dossier R-4292-2025, pièce [B-0021](#), EGQ-3, Document 1, pages 32 et 33.