

Consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie relative au prochain tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Réponses de CALEO

Guebwiller, le 18 décembre 2015

QUESTION RELATIVE AU BILAN DU TARIF ATRD4

Question 1 : (page 9)

Quel est votre retour d'expérience sur le tarif ATRD4 et les conditions d'utilisation actuelles des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, entrés en vigueur le 1er juillet 2012 ?

Partagez-vous les analyses de la CRE sur le bilan du tarif ATRD4 ?

CALEO considère que le bilan du tarif ATRD4 est globalement satisfaisant. Toutefois, nous souhaitons sensibiliser la CRE sur les points suivants :

- les particularismes locaux et la taille des ELD n'ont pas été suffisamment pris en compte (lourdeur du dispositif, normalisation de règles de gestion propres à GRDF, impacts sur les SI...) ;
- le plafonnement à + ou - 2 % du facteur k (mis en place lors de l'ATRD 4) résultant de l'apurement du solde du CRCP, permet de lisser dans le temps des écarts significatifs entre le prévisionnel et le réalisé et d'éviter ainsi des variations tarifaires trop importantes d'une année sur l'autre. Mais attention, il ne doit pas pénaliser le distributeur sur la période tarifaire suivante notamment lorsque le montant de ce solde est largement positif en fin de période tarifaire, puisqu'il correspond bien à un montant permettant de couvrir les charges reconnues lors de la période tarifaire précédente ;
- la problématique des clients à option tarifaire T3 recourant au gaz de façon intermittente (appoints/secours) n'est pas prise en compte.

Par ailleurs, lors des travaux tarifaires, la CRE et ses auditeurs ont accès à l'ensemble des informations disponibles afin de valider les trajectoires (quantités, OPEX, CAPEX...). Aussi, nous ne voyons pas pourquoi un écart entre prévision et réalisation mettrait en évidence une asymétrie d'information.

QUESTIONS RELATIVES A L'EVOLUTION DE LA REGULATION INCITATIVE

Question 2 : (page 11)

Etes-vous favorable au maintien d'une durée de quatre ans environ pour le prochain tarif de GRDF ?

Si vous ne considérez pas cette durée comme pertinente, quelle serait, selon vous, la durée la plus pertinente ? Quelles conditions devraient accompagner cette évolution de la durée ?

CALEO est favorable au maintien d'une durée de quatre ans pour le prochain tarif, qui est un bon arbitrage entre la pertinence des prévisions sur la période et la charge de mise à jour du tarif. Tout allongement de la durée alourdirait le dispositif par l'introduction de mécanismes de révision.

Question 3 : (page 11)

Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation de GRDF selon lequel :

- GRDF conserve les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?

CALEO est favorable à ce que l'opérateur conserve la totalité des gains et pertes sur la période tarifaire car cette disposition est vertueuse dans la mesure où elle incite l'opérateur à réaliser des gains de productivité et car elle traite symétriquement les gains et les pertes.

- le niveau initial des charges est fixé sur la base de celui constaté en 2014 ?

CALEO conteste la recommandation du consultant reprise par la CRE. La seule année 2014 n'est pas représentative, il aurait été plus juste de tenir compte des 4 années de la période tarifaire ATRD4, ce qui est plus en cohérence avec le principe de fixation du tarif (période de 4 ans). En effet, le niveau des charges d'exploitation d'une année donnée peut dépendre de facteurs conjoncturels et d'effets d'aubaines non récurrents importants. Ainsi en prenant comme référence l'année ayant le niveau de charge atteint le plus bas, la CRE implicitement ne reconnaît pas l'ensemble des charges de l'opérateur sur une période tarifaire donnée et impose ainsi des efforts de productivité complémentaires et supérieurs à ceux d'une année normative.

Question 4 : (page 13)

Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?

Contrairement à l'électricité, la desserte en gaz naturel est soumise aux règles de rentabilité des projets et à la concurrence des autres énergies. La loi du marché incite donc tout naturellement les opérateurs à maîtriser leurs investissements dans les réseaux. Par ailleurs, les ELD du SPEGNN achètent les travaux dans le cadre d'appels d'offres, les coûts moyens dépendent donc majoritairement des prix de marché et ne peuvent être entièrement maîtrisés.

Le nouveau dispositif de maîtrise des coûts unitaires d'investissement envisagé pour GRDF n'est pas adapté aux ELD, notamment pour les raisons suivantes :

- la petite maille des ELD et la forte distorsion entre les typologies de territoires qu'elles desservent (urbain, péri urbain, rural), rendent impossible une élaboration pertinente de coûts moyens objectifs de travaux ;
- la difficulté de mise en place et de suivi des coûts unitaires qui impliquent le croisement de données hébergées dans des bases différentes ;
- le coefficient d'actualisation unique ne prend pas en compte la décomposition des coûts (sous-traitance, main d'œuvre et matériel) qui varie d'une catégorie d'investissement à une autre.

En outre, il existe un risque que les entreprises connaissent les éléments confidentiels figurant dans l'annexe de la délibération tarifaire, avec pour conséquence de biaiser le marché.

Question 5 : (page 14)

Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs hors réseaux au même titre que les charges d'exploitation ?

Que pensez-vous du mécanisme envisagé par la CRE ?

CALEO n'est pas favorable à la mise en œuvre d'un tel mécanisme.

En effet, ce mécanisme nécessite une prévision fiable de ces postes d'investissement, et notamment les projets informatiques pour lesquels nous n'avons que partiellement la visibilité et la maîtrise sur 4 années. Par exemple, des évolutions de règles de gestion impactant les SI décidées en GTG, peuvent s'imposer à nous sans que nous n'ayons pu les prévoir dans notre trajectoire.

En plus d'alourdir le système, ce dispositif fait supporter davantage de risques à l'opérateur dans la mesure où il ne maîtrise pas totalement ce type d'investissements. D'ailleurs, CALEO espère que la réalité de ces investissements sera prise en compte dans la période tarifaire suivante. Faute de quoi, nous ne pourrions saisir certaines opportunités au motif que l'actif ne serait pas pris en compte dans la BAR.

Question 6 : (page 15)

Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés ?

CALEO n'a pas d'avis sur la liste des indicateurs de GRDF.

Au vu de la lourdeur de mise en place et de suivi des indicateurs de suivi de la qualité de service, CALEO souhaite à ce que leur nombre ne soit pas augmenté.

Question 7 : (page 15)

Selon vous, les indicateurs existants permettent-ils de mesurer tous les aspects importants de la qualité de service du GRD ? Sinon, quels indicateurs devraient être ajoutés ?

La production d'indicateurs mobilise des ressources importantes au sein des distributeurs. Aussi, il serait judicieux de ne conserver que les indicateurs les plus pertinents.

Question 8 : (page 16)

Êtes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités, c'est-à-dire à la fixation d'un unique objectif de référence et de valeurs plafond et plancher pour les indicateurs incités financièrement ?

Le remplacement d'un objectif exprimé en base et en cible par un niveau de référence unique élimine une zone neutre non incitée financièrement et par conséquent, augmente le risque de pénalité pour l'opérateur. Aussi, CALEO n'est pas favorable à cette évolution.

Question 9 : (page 17)

Êtes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'ajustement des paramètres de la régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire ?

Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service dont les caractéristiques seront fixées pour la période ATRD5 ?

CALEO reste ouvert à l'évolution proposée mais la conditionne à une concertation préalable à toute modification envisagée par la CRE. Par exemple, l'introduction de nouveaux indicateurs peut nécessiter des moyens supplémentaires et des évolutions SI pour le recueil des données.

La liste des indicateurs figurant au point 3 de l'annexe relative au mécanisme de régulation incitative de la qualité de service est propre à GRDF. Elle doit être adaptée à chaque opérateur.

Question 10 : (page 18)

Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitant GRDF à développer le nombre d'utilisateurs raccordés au réseau de gaz ?

Êtes-vous favorable aux modalités du mécanisme d'incitation envisagé par la CRE ?

Les tarifs ATRD 4 actuels intègrent déjà des dispositions incitant les GRD à développer le nombre d'utilisateurs raccordés à leurs réseaux et nous y sommes favorables.

Les dispositions mises en place avec l'ATRD4 sont trop récentes pour les remplacer dès à présent sans recul suffisant. Nous ne sommes pas favorables aux modalités de ce nouveau mécanisme du fait de sa complexité, de la difficulté à fixer les hypothèses en l'absence totale d'actions de développement et du fait qu'il se traduirait très probablement par une réduction du montant accordé au titre du développement du nombre d'utilisateurs. De plus, dans un contexte d'économie d'énergie et d'énergies concurrentes plus favorables, nous pensons que l'évaluation de la trajectoire par tranche tarifaire serait compliquée à réaliser.

Question 11 : (page 19)

Etes-vous favorable à l'introduction pour GRDF d'un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D où les sommes allouées à la R&D et non utilisées par GRDF seraient restituées aux utilisateurs en fin de période tarifaire ?

Le mécanisme proposé par la CRE semble être en cohérence avec les principes tarifaires en vigueur. Compte tenu de la nature de ces dépenses et de la difficulté de prévision qui en résulte, il est important de prendre en compte les coûts engagés sur l'ensemble de la période tarifaire et de ne pas se baser uniquement sur l'année de référence (2014 pour GRDF).

CALEO est globalement favorable à l'introduction de ce dispositif de régulation.

Question 12 : (page 19)

Que pensez-vous de la mise en place d'un suivi annuel des projets de R&D de GRDF ?

Dans la mesure où un mécanisme de régulation incitative des dépenses de R&D est mis en place par la CRE, il paraît justifié de mettre en place un suivi annuel des projets, dans la mesure où le processus de suivi de ces coûts n'ajouterait pas de contraintes supplémentaires pour l'opérateur.

Question 13 : (page 21)

Êtes-vous favorable au renforcement de l'incitation pour GRDF à maîtriser les coûts des pertes et différences divers (passage d'une couverture au CRCP de 80 % à 70 %) en contrepartie d'une révision annuelle ex-post du montant de référence ?

CALEO est plutôt favorable à la prise en compte ex post du montant de référence. Néanmoins, nous ne sommes pas favorables à la baisse du taux de couverture au CRCP de 80% à 70%.

Question 14 : (page 22)

Etes-vous favorable à la reconduction des principes du mécanisme de CRCP existant ?

Sinon, quelles seraient, selon vous, les modifications à apporter au mécanisme actuellement en vigueur ?

CALEO est favorable à la reconduction des principes du mécanisme du CRCP existant, permettant de prendre en compte, pour certains postes, les écarts peu prévisibles entre le prévisionnel et le réalisé. A noter toutefois que le mécanisme actuel de plafonnement du coefficient k à $\pm 2\%$ en cours de période tarifaire, ne doit pas pénaliser l'opérateur sur la période tarifaire suivante, d'autant plus si le solde positif avait pour conséquence une augmentation significative de la première marche sur la période tarifaire suivante.

Question 15 : (page 22)

Etes-vous favorable aux évolutions proposées concernant les différents postes aux CRCP ?

CALEO s'est déjà prononcé sur les évolutions proposées dans les réponses apportées précédemment (coûts unitaires d'investissement, R&D, incitation au développement...).

Si les évolutions proposées devaient effectivement être mises en œuvre, nous trouverions pertinent de les intégrer au CRCP.

Question 16 : (page 23)

Etes-vous favorable au maintien d'une clause de rendez-vous pour le tarif ATRD5 de GRDF, selon des critères d'activation similaires à ceux mis en place pour la clause de rendez-vous du tarif ATRD4 ?

CALEO est favorable au maintien d'une clause de rendez-vous selon des critères d'activation similaires à ceux mis en place pour l'ATRD4. Cette disposition permet en effet de prendre en compte l'impact d'une décision significative d'ordre législatif, réglementaire ou juridictionnel.

QUESTIONS RELATIVES A LA DEMANDE DE GRDF ET L'ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE

Question 17 : (page 33)

Que pensez-vous de la prise en compte par le tarif ATRD5 des nouvelles dépenses présentées par GRDF au titre du projet Gazpar, hors dépenses relevant d'un report de charges déjà couvertes par le tarif ATRD4 ?

Gazpar est un projet à fort enjeu qui vise à améliorer la qualité de service et donc la satisfaction des clients. Aussi, CALEO considère que toutes les dépenses présentées par GRDF au titre du projet Gazpar doivent être prises en compte par le tarif ATRD5, y compris les nouvelles charges d'exploitation et dépenses d'investissement qui n'étaient pas prévisibles lors de l'étude technico-économique de 2013.

Question 18 : (page 35)

Etes-vous favorable à la prise en compte dans le CRCP des éventuelles évolutions de charges du projet « Tulipe » ?

La conversion du gaz B en gaz H représente un enjeu important pour plus de 1,3 millions de clients de GRDF et de 2 ELD. Au vu du contexte du projet (fortes incertitudes et décret à publier après une évaluation technico-économique de la CRE), la prise en compte au CRCP des éventuelles évolutions de charges du projet « Tulipe » nous semble tout à fait justifiée.

Question 19 : (page 36)

Pensez-vous que le développement de prestations d'accompagnement des collectivités territoriales dans le cadre de la transition énergétique relève des missions dévolues au GRD ?

Si oui, estimez-vous nécessaire que le tarif couvre des ressources supplémentaires de GRDF spécifiques à l'accompagnement des collectivités ?

Les collectivités territoriales ont en charge les politiques locales d'énergie via notamment l'élaboration de leur plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) ou leur Schéma régional du Climat de l'Air et de l'Energie (SRCAE). C'est dans ce cadre que les collectivités organisent, coordonnent et concertent sur leur territoire avec l'ensemble des acteurs concernés.

Les gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité s'attachent à participer à ces concertations ainsi qu'à accompagner les collectivités dans leur planification énergétique et climatique.

Les collectivités ont des attentes fortes en terme de données nécessaires à l'élaboration de leur PCET ou leur SRCAE mais également pour les aider à produire des diagnostics énergétiques de tout ou partie de leur territoire, simuler des prévisions de mix énergétique, arbitrer et décider sur les projets de Territoires à Energie Positive pour la Croissance Verte,... Les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité réalisent régulièrement des études auprès des collectivités locales concédantes pour connaître leurs attentes vis-à-vis des gestionnaires des réseaux de distribution. Il en ressort que les collectivités locales attendent de leurs gestionnaires un accompagnement sur des projets globaux d'optimisation énergétique pour leurs politiques d'aménagement du territoire. Des collaborations entre les gestionnaires du réseau de distribution de gaz et d'électricité sont possibles et permettraient d'appuyer les projets globaux d'optimisation énergétique des collectivités locales pour leurs politiques d'aménagement du territoire.

Ces éléments montrent que le développement des prestations d'accompagnement des collectivités territoriales dans le cadre de la transition énergétique relève bien des missions dévolues au GRD. En outre, cette démarche d'accompagnement auprès des collectivités contribue à la promotion et au développement de l'énergie gaz au niveau des territoires.

En conséquence, nous estimons qu'il est nécessaire que le tarif couvre des ressources supplémentaires liées à l'accompagnement des collectivités par le distributeur.

Question 20 : (page 36)

Pensez-vous que le développement de l'activité de prévision de la demande par GRDF nécessite la prise en compte par le tarif ATRD5 de coûts supplémentaires ?

L'activité de prévision de la demande en gaz naturel nécessite la mise en place de modèles et de logiciels de calcul avancés et requiert de ce fait des Equivalents Temps Plein (ETP) dédiés, de haut niveau, aptes à modéliser, analyser, interpréter et présenter les données de consommations de gaz naturel. Ceci justifie la prise en compte par le tarif ATRD5 de coûts supplémentaires dédiés à cette activité.

Question 21 : (page 37)

Etes-vous favorable à la prise en compte des coûts des projets « Smart Grids » par le tarif ATRD5, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable ?

Les ELD du SPEGNN sont engagées en tant qu'acteur local dans la transition énergétique à l'échelle de leurs territoires ; elles sont donc favorables à la prise en compte des coûts des projets « Smart Grids » par le tarif ATRD5, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable pour le distributeur.

Question 22 : (page 38)

Etes-vous favorable au transfert de certaines charges relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport, notamment des charges « 3R » (réparations, remplacement, renouvellement des postes), des tarifs ATRD5 des GRD vers le terme de capacité de livraison aux PITD des tarifs ATRT6 des GRT ?

La prise en charge des dépenses relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport par le GRD n'est pas pertinente dans la mesure où celui-ci n'a aucune possibilité de peser sur les travaux décidés par le transporteur qui est le seul maître de ses dépenses. Aussi, CALEO est favorable au transfert de ces charges des tarifs ATRD5 des GRD vers le terme de capacité de livraison aux PITD des tarifs ATRT6 des GRT.

Question 23 : (page 40)

Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE pour la couverture des charges générées par les impayés des clients finals relatifs aux sommes dues au titre de l'utilisation du réseau de distribution, d'une part, pour le flux d'impayés et, d'autre part, pour le stock d'impayés ?

Si la décision du CORDIS devait être étendue aux ELD, la seule modalité acceptable pour la prise en compte des sommes dues au titre de l'utilisation du réseau de distribution serait l'intégration des montants du flux et du stock d'impayés au CRCP.

Question 24 : (page 40)

Que pensez-vous de l'introduction d'un poste au CRCP permettant de prendre en compte les écarts entre la trajectoire prévisionnelle et le coût réel relatif aux impayés (stock et flux) ?

Etant donné l'absence totale de visibilité sur le volume des impayés des fournisseurs et de leur capacité à les recouvrer, il est impossible d'établir une trajectoire prévisionnelle. La seule solution est donc d'intégrer ce poste au CRCP.

Question 25 : (page 41)

Que pensez-vous de la fourchette de taux de rémunération du capital envisagée par la CRE ?

La fourchette du taux de rémunération publiée par la CRE de 4,5% à 5,25%, est jugée trop basse par CALEO.

En effet, la Commission de Régulation de l'Energie s'appuie sur une étude menée par le cabinet Frontier Economics, qui traduit les conditions du marché financier à un instant donné. Ainsi, la baisse constatée des taux d'intérêt est un phénomène conjoncturel qui ne peut pas préjuger de l'avenir et ne peut servir à une application sur une période future de 4 ans.

Par ailleurs, les arguments mis en avant par le cabinet Frontier Economics sont contradictoires avec la position finalement retenue notamment sur deux points :

- détermination du bêta : dans son rapport, Frontier Economics affirme que les risques n'ont sensiblement pas évolué entre l'ATRD4 et l'ATRD5, alors que le bêta a été revu à la baisse au motif d'un rapprochement entre le gaz et l'électricité, ce qui est contestable notamment car le gaz est une énergie intégralement substituable contrairement à l'électricité ;
- le taux de rémunération des capitaux investis est un taux réel sans inflation. La BAR est rémunérée sur la base du CMPC augmenté de l'inflation, or la détermination du CMPC par Frontier Economics est un taux nominal duquel est déduit un taux d'inflation plus important, ce qui revient à un taux réel inférieur et pénalise ainsi les opérateurs.

Enfin, cette diminution n'est pas du tout en phase avec la politique de financement des ELD et ne peut qu'entraîner un désintérêt capitalistique de nos actionnaires qui recherchent des investissements plus rémunérateurs ou moins risqués, nous exposant, in fine, à des difficultés d'emprunt par manque de solidité financière.

QUESTIONS RELATIVES AUX HYPOTHESES DE QUANTITES DISTRIBUEES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS

Question 26 : (page 45)

Etes-vous favorable à la prise en compte des évolutions du modèle de prévisions proposées par GRDF (recalage du modèle de correction climatique et nouvelle référence climatique) ?

Dans la mesure où la modélisation proposée par GRDF permettra d'améliorer la qualité des prévisions des quantités de gaz, CALEO ne peut être que favorable à la prise en compte des

évolutions du modèle proposées par GRDF. En effet, nous pensons que la modélisation du climat doit être la plus proche possible de la réalité afin d'éviter des écarts trop importants à prendre en compte au niveau du CRCP.

Néanmoins, ce modèle nous étant inconnu, il ne doit pas être inclus dans le cadre de régulation général.

Question 27 : (page 45)

Que pensez-vous des trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés proposées par GRDF ?

Les trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés proposées par GRDF semblent justifiées, notamment du fait de la conjoncture actuelle, de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les bâtiments, du développement des ENR et des changements des systèmes de chauffage.

QUESTIONS RELATIVES A LA STRUCTURE DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Question 28 : (page 47)

Etes-vous favorable au maintien du seuil entre les options tarifaires T1 et T2 à 6 MWh par an ?

Dans la mesure où une part climatique a été introduite dans le profil P11, CALEO est favorable au maintien du seuil entre les options tarifaires T1 et T2 à 6 MWh par an, d'autant que la stabilité de la structure tarifaire permet une prévision plus aisée du nombre de clients et des quantités acheminées.

Question 29 : (page 50)

Etes-vous favorable à l'évolution des règles d'affectation des fréquences standard de relevé ? Que pensez-vous des seuils entre les consommateurs ayant une fréquence standard de relevé mensuelle et ceux ayant une fréquence standard de relevé semestrielle proposés par la CRE ? Que pensez-vous des seuils entre les consommateurs ayant une fréquence standard de relevé mensuelle et ceux ayant une fréquence standard de relevé quotidienne proposés par la CRE ?

La proposition semble séduisante pour la justesse du modèle et du profilage. Néanmoins, cette évolution semble lourde à mettre en œuvre car elle complexifie le suivi, d'autant que le détail des règles de gestion ne figure pas dans la consultation publique. Concernant les seuils, nous pouvons difficilement émettre un avis dans la mesure où nous n'avons pas participé aux études qui ont conduit à cette proposition.

Par ailleurs, dans l'attente des résultats de l'étude sur les coûts engendrés par chaque type de consommateur en fonction de son utilisation des réseaux, nous sommes d'accord sur les conditions proposées pour les clients fortement modulés ayant souscrit à l'option tarifaire T3, à condition de ne retenir que les mois d'hiver dans le décompte des 2 mois de plus forte consommation.

Question 30 : (page 50)

Que pensez-vous des modalités d'entrée en vigueur de ces règles ?

Même si les durées mentionnées dans les exceptions ne prenaient pas en compte la période antérieure à l'entrée en vigueur des règles, la mise en place rapide de ces nouvelles dispositions ne pourrait être réalisée que manuellement et nécessiterait des ressources non négligeables. Par

ailleurs, une implémentation des règles dans les Systèmes d'Information en 2016 est impossible, d'autant que nous ne disposons pas encore du détail des évolutions envisagées. Aussi, une délibération modifiant la décision ATRD4 ne pourrait être suivie par CALEO.

Question 31 : (page 51)

Etes-vous favorable au lancement dès le 2ème trimestre 2016 de travaux de détermination des coûts à long terme, en fonction de l'utilisation que chaque catégorie de consommateurs fait du réseau, en vue de l'adaptation de la structure tarifaire ATRD ? Que pensez-vous du calendrier prévisionnel envisagé ?

CALEO est favorable au lancement de tels travaux et souhaite y participer. Néanmoins, CALEO rend attentif la CRE sur le fait que le calendrier prévisionnel envisagé recouvre celui des travaux tarifaires ATRD5, et pose donc un problème de charge de travail.

AUTRE QUESTION

Question 32 : (page 54)

Avez-vous toute autre remarque sur le prochain tarif ATRD5 de GRDF ?

De manière générale, nous nous demandons pourquoi autant d'évolutions alors que le tarif ATRD4 a rempli les objectifs fixés ?

Benchmark européen des OPEX

Le rapport d'audit des charges d'exploitation de GRDF réalisé par le cabinet de conseil Schwartz & Co présente selon CALEO de nombreuses faiblesses tant sur le plan méthodologique que du point de vue de l'analyse et de l'interprétation des résultats obtenus.

Le modèle économétrique COLS (« Corrected Ordinary Least Squares ») utilisé par le cabinet Schwartz & Co. dans son rapport prend comme hypothèse structurante une économie d'échelles constante, fortement contestable du fait de la grande hétérogénéité de l'échantillon des GRD analysés. Le panel des GRD considérés est en effet constitué essentiellement de petits distributeurs difficilement comparables avec la taille de GRDF.

Nous relevons par ailleurs un manque de consistance et d'homogénéité lié aux données d'entrée du modèle, ce qui crée de facto un biais considérable au niveau des résultats observés. En particulier nous remettons en cause la méthode de comptage du nombre de clients, l'estimation des longueurs réseau et le mode de retraitement des données de coûts pour les GRD étrangers.

Par ailleurs, la sensibilité du modèle au regard de la taille et du périmètre de l'échantillon considéré nous paraît très élevée et rend dès lors la mesure du niveau d'efficacité de GRDF très incertaine.

Nous attirons enfin votre attention sur le fait que l'objectif principal d'un Benchmark est de fournir des éléments de comparaison. Ce Benchmark ne doit en aucun cas représenter un unique moyen d'aide à la décision. Ainsi, l'objectif d'efficacité opérationnelle fixé par la CRE, 80 M€ de gains de productivité pour GRDF ici, ne doit pas se baser exclusivement sur les résultats et les analyses issus du rapport du cabinet de conseil Schwartz & Co.

Pour conclure, il est regrettable que la CRE n'ait pas donné suite aux demandes des ELD du SPEGNN incluses dans le benchmark de pouvoir disposer de l'étude complète réalisée par Schwartz & Co. Ce manque de transparence organise de fait une dissymétrie d'information entre distributeurs.