



Réponse d'EDF à la consultation de la CRE sur les principes relatifs à l'acheminement du gaz pour les centrales de production d'électricité raccordées aux réseaux de transport de gaz naturel.

Introduction

Dans sa consultation, lancée le 9 mars 2009, la CRE présente deux pistes de réflexion permettant de régler la problématique soulevée par GRTgaz (courrier du 26/01/2009 à la CRE) au regard de sa capacité d'assurer sa mission d'équilibrage du réseau¹ au moment où de nouveaux clients (type CCG et TAC) prévoient ou ont déjà engagé des démarches pour se raccorder au réseau.

Les projets de ces nouveaux clients répondent principalement à un besoin de production d'électricité en semi-base et entrent, pour bon nombre d'entre eux, dans le Plan Pluriannuel d'Investissement en électricité qui sera finalisé en avril. Ils contribuent, en effet, à l'atteinte des objectifs que s'est fixée la France dans sa feuille de route en matière énergétique à l'horizon 2020, laquelle est en ligne avec les objectifs européens et les ambitions affichées par le Grenelle de l'environnement²,

La proposition de GRTgaz serait d'imposer un traitement spécifique à ces nouveaux clients au regard de leur consommation de modulation intra-journalière et ceci sans en avoir prouvé la nécessité.

Jusqu'alors la modulation intra-journalière, nécessaire aux utilisateurs du réseau gaz (chauffage gaz, process industriels, production d'électricité), était assurée par les GRT, en recourant à des ressources identifiées (gaz en conduite, stockage). D'autres moyens existent mais n'ont pas été étudiés. Aucune étude précise et chiffrée n'a été menée à ce jour afin de déterminer, d'une part, l'accroissement des besoins engendré par l'arrivée de projets dont on connaît de façon fiable le nombre et le planning de mise en service, et, d'autre part, les possibilités et le coût des services de modulation intra-journalière pouvant être fournis par l'ensemble des infrastructures gazières offrant de la flexibilité (stockages, terminaux méthaniers, gaz en conduite, gaz aux frontières...). Cette étude est un préalable à toute décision sur les suites à donner (i.e. modifications des règles d'acheminement, d'équilibrage et des modalités tarifaires) si un problème technique était effectivement identifié pour les GRT.

Par ailleurs, des décisions d'investissement ont été prises au regard de critères de faisabilité technique et économique validés par les GRT et ayant fait l'objet d'une contractualisation s'agissant des conditions de raccordement. Il semble aujourd'hui que GRTgaz veuille remettre en cause ces accords. Nous attirons votre attention sur le fait qu'un changement des règles du jeu *a posteriori* est difficilement acceptable pour les porteurs de projets en raison de l'impact que pourrait avoir ce changement sur l'équilibre économique de leur projet..

EDF n'est pas opposée à des évolutions :

- s'il est démontré qu'elles sont justifiées par des considérations techniques que seule une étude globale et approfondie pourrait prouver,
- si des engagements déjà pris vis à vis des projets engagés sont respectés.

Enfin EDF est attachée aux deux principes suivants :

- une solution non discriminatoire entre tous les clients raccordés au réseau de transport de gaz,
- une solution pérenne privilégiant la simplicité de mise en œuvre et la maîtrise des coûts (le maintien de l'équilibrage journalier répondrait davantage à ce critère qu'un système hybride).

¹ La loi 2003-8 du 3 janvier 2003 : « L'opérateur assure à tout instant la sécurité et l'efficacité de son réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci. Il veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau et au respect des règles relatives à l'interconnexion des réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel. [...] Les programmes d'investissements des transporteurs de gaz naturel sont soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie qui veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire. »

² Objectifs européens : la réduction de 20% de nos émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020, le respect des dispositions prévues dans la directive GIC (Grandes Installations de Combustion).

Q1 Pensez-vous que l'analyse technique de GRTgaz est suffisante pour justifier un changement des règles d'acheminement et d'équilibrage ? Si non, quels éléments complémentaires vous paraissent nécessaires ?

EDF maintient sa position exposée lors de la table ronde du 26 février 2009.

EDF considère que l'analyse technique présentée par GRTgaz dans sa note d'intention est insuffisante et contestable (voir notre analyse en annexe).

En particulier, EDF souhaite souligner les deux points suivants :

1) L'analyse menée par GRTgaz n'a pas été réalisée sur le bon périmètre,

qu'il s'agisse

- des sources de flexibilité (i)
- du nombre des projets et des horizons de temps à étudier (ii).

(i) GRTgaz n'a considéré comme source de flexibilité que son stock de gaz en conduite et son contrat actuel d'accès aux stockages. Il convient de vérifier si les capacités existantes, et les capacités programmées dans le cadre des plans d'investissement, des infrastructures de stockages, de terminaux méthaniers, des réseaux de transport français ainsi que celles des réseaux adjacents peuvent répondre aux besoins de modulation infra-journalière des utilisateurs des réseaux français.

(ii) **EDF est en désaccord avec les hypothèses retenues par GRTgaz en termes de nombre de projets de développement de moyens de production et de délais de mises en service pour étudier l'accroissement du besoin de modulation infra-journalière sur son réseau résultant :**

- **des projets en construction, projets ayant signé un contrat de raccordement (pour lesquels il n'y a pas eu de contrainte de fonctionnement spécifiées par le GRT,**
- **des projets en cours d'étude (pour lesquels le GRT pourrait indiquer lors de la phase 1 du raccordement des contraintes de fonctionnement dans l'attente de la réalisation des adaptations réseau comme c'est le cas en électricité) .**

EDF pense que la PPI électricité 2008 est la référence à considérer. Celle-ci s'appuie sur le bilan prévisionnel de RTE qui envisage la construction d'une dizaine de CCG à horizon 2012. GRTgaz confirme la signature de 12 contrats de raccordement [voir Q6].

Il y a tout lieu de penser que, compte tenu des délais d'obtention des autorisations, des temps de construction, de test et du manque de visibilité sur la stabilité des règles d'acheminement et d'équilibrage, il n'y aura pas de nouveaux projets de CCG mis en service à l'horizon 2012/2013.

L'étude pourrait donc être réalisée d'abord sur la période 2009-2012 en cohérence avec le tarif d'utilisation des réseaux de transport entré en vigueur au 1 janvier 2009 puis prolongée dans un second temps à l'horizon 2020.

2) Il est nécessaire de réaliser une étude technico-économique complète :

Comme EDF l'a rappelé lors de la table ronde du 26 février 2009, une étude technico-économique complète doit être menée sur la base d'un cahier des charges à définir :

Sur le fond l'étude doit:

- définir les capacités de modulation intra-journalière que l'ensemble du système gazier (gaz en conduite, stockages, terminaux, imports/exports) peut fournir aujourd'hui, puis demain en tenant compte des investissements (décidés/engagés, décidés, prévus),
- identifier les besoins en modulation infra-journalière des utilisateurs actuels du réseau (ce qui inclut les centrales existantes : DK6 et TAC de Gennevilliers),
- intégrer les projets avec un phasage dans le temps (cf point 1),

- étudier les contraintes éventuelles site par site,
- chiffrer des investissements complémentaires éventuellement nécessaires aux différents horizons de temps.
(EDF rappelle que ces analyses doivent avoir été réalisées pour les projets lancés dès le début des études de faisabilité et que les risques éventuels qu'elles pourraient avoir identifiés auraient dû être présentés dès le rapport de phase 1 (voir Q6))

Sur le plan méthodologique, l'étude doit:

- s'appuyer sur des hypothèses clairement identifiées (ex. : fonctionnement des moyens de production en J-1, en J), une description de la méthode employée, des ordres de grandeurs de coûts
- fournir le détail des calculs effectués
- réaliser des études de sensibilité à des paramètres identifiés

EDF souhaite être associée à la rédaction du cahier des charges de l'étude, au sein de la concertation transport.

Les résultats de l'étude doivent faire l'objet de livrables, portés étape par étape à la connaissance du groupe de travail de la concertation.

Q2 Pensez-vous qu'il est souhaitable de maintenir un équilibre journalier sur les réseaux de transport de gaz naturel ?

EDF pense qu'il est souhaitable de **maintenir un équilibre journalier** sur les réseaux de transport de gaz naturel pour conserver la simplicité d'utilisation des réseaux par les expéditeurs, et éviter des coûts supplémentaires de gestion pour les expéditeurs et leurs clients. L'équilibre journalier est également préconisé par l'ERGEG.

Le passage éventuel à un équilibre horaire remettrait également en cause l'ensemble des offres actuelles des opérateurs de stockage et de terminaux méthaniers ainsi que les interfaces avec les autres réseaux fonctionnant en équilibre journalier.

Cependant, si l'étude que doivent réaliser les GRT (avec les autres partenaires gaziers concernés) et la concertation qui s'en suit devaient conduire à la mise en place d'un équilibre horaire, alors celui-ci devra concerner l'ensemble des expéditeurs sur le réseau de gaz naturel français (Les réponses questions Q4, Q5 et Q7 illustrent cet argument).

Q3 Pensez-vous que les producteurs d'électricité doivent être soumis à l'obligation de fournir au GRT, la veille pour le lendemain, leur programme horaire de consommation de gaz naturel ?

EDF est prêt à faire ses meilleurs efforts pour communiquer son programme au pas horaire en J-1 pour J afin de permettre aux GRT d'avoir la visibilité nécessaire à la conduite de son réseau.

Cependant, EDF élabore un programme d'appel **prévisionnel** qu'il adresse à RTE en J-1 pour J, programme qu'il peut ensuite modifier par le biais des re-déclarations afin de rester au plus proche de l'équilibre offre/demande sur son périmètre. Le programme d'appel qui sera envoyé aux GRT gaz ne peut être lui aussi que prévisionnel. Les programmes d'appel en électricité ou en gaz correspondent à la meilleure vision que peut avoir EDF la veille pour le lendemain mais ne peuvent en aucun cas être des programmes engageants, c'est-à-dire pouvant donner lieu à la facturation de pénalités en cas de programme réalisé en J différents de ceux envoyés à titre indicatif en J-1.

Tout comme avec RTE, l'envoi de programme horaire en J-1 pour J doit être assorti d'un système de re-déclaration, qui permet entre autres de prendre en compte les changements de programme en intra day (appels par RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement). Ce système doit garantir le transfert de flexibilité par les GRT, sous réserve du respect par les producteurs de préavis (délai de prévenance) dont la nécessité a été préalablement établie sur un plan technique (contraintes réseau).

Q4 Quelle est votre analyse de la proposition de GRTgaz de mettre en place une obligation d'équilibrage horaire pour les centrales de production d'électricité, voire plus généralement, pour les gros consommateurs fortement modulés ?

Cette question concerne la solution proposée par GRTgaz, laquelle comprend l'ensemble des éléments suivants :

- une obligation d'équilibrage horaire pour les seuls CCG et donc de nomination horaire ;
- la fourniture de cette flexibilité intra-journalière par les expéditeurs ;
- la conditionnalité du transport de cette modulation intra-journalière par les GRT jusqu'aux CCG ;
- la définition d'un délai de prévenance pour la re-programmation en intra-journalier.

a) Obligation d'équilibrage horaire pour les seuls CCG et nomination horaire :

Comme cela a déjà évoqué en réponse à la question Q1, à ce jour, les GRT n'ont pas démontré la nécessité de modifier le système existant. Une telle démonstration est un préalable à tout aménagement du système actuel.

EDF comprend que la proposition de GRTgaz viserait à instaurer une obligation d'équilibrage horaire pour les expéditeurs disposant dans leur portefeuille de centrales électriques ou de gros consommateurs fortement modulés en intra journalier.

Un tel système, par la différence de traitement entre les utilisateurs du réseau conduirait :

- à désoptimiser la gestion globale des expéditeurs, au détriment des clients finaux dans leur ensemble, et plus particulièrement de ceux de la chaîne électrique.

Ainsi, le portefeuille d'un expéditeur A comprenant une CCG consommant 3-4 TWh/an et des clients résidentiels à hauteur, par exemple, de 40-50 TWh/an serait pénalisé par une obligation d'équilibrage journalier, par rapport au portefeuille d'un expéditeur B uniquement composé de clients résidentiels.

En effet, ce système obligerait l'expéditeur A à séparer en deux son portefeuille (CCG d'une part ; clients résidentiels d'autre part) de manière à rester compétitif sur le portefeuille de clients résidentiels, tout en désoptimisant la gestion globale de son portefeuille de clients et en pénalisant spécifiquement la CCG.

- à faire supporter les coûts de gestion et autres surcoûts éventuels de la modulation intra journalière uniquement par les clients visés (CCG, gros consommateurs fortement modulés), alors que l'ensemble des consommateurs de gaz, y compris résidentiels, tertiaires, cogénérations etc... est générateur de modulation intra journalière.

- à faire des nominations au pas horaire pour les expéditeurs, ce qui nécessiterait la refonte des systèmes d'information des gestionnaires d'infrastructure gazières.

Enfin, dans la mesure où aucune disposition législative ou réglementaire ne confère à GRTgaz la mission de veiller à la prévention ou à la résolution des éventuels problèmes de concurrence entre l'électricité et le gaz, il ne peut traiter ou vouloir traiter différemment les utilisateurs de son réseau en fonction du seul usage qu'ils font du gaz transporté. Dès lors, la position exprimée au § 6.1.1 par GRTGaz dans sa note d'attention est critiquable : « *Toute allocation qui ne ferait pas porter les coûts du service (en l'occurrence de la flexibilité intra-journalière) à leurs bénéficiaires, à savoir in fine le marché électrique serait inéquitable et de nature à fausser la concurrence entre les énergies* ».

- ➔ Il n'est pas dans les attributions du gestionnaire de réseau de porter un jugement de valeur sur l'utilisation que ses clients font du gaz qu'il transporte pour eux, ni de décider arbitrairement de différencier une catégorie d'utilisateurs par rapport à une autre afin de privilégier un usage du gaz plutôt qu'un autre.

b) Fourniture de cette flexibilité intra-journalière par les expéditeurs

Le risque d'une telle approche est de créer des inégalités entre les opérateurs détenteurs d'infrastructures (ou d'accès aux infrastructures) susceptibles de fournir de la modulation intra-journalière (stockages ou terminaux méthaniers) et ceux qui n'y ont pas directement accès.

c) Conditionnalité du transport de la modulation intra-journalière

Le principe d'un transport conditionnel de la modulation intra-journalière n'est pas acceptable d'emblée pour EDF, ne sachant pas sur quel critère l'interruptibilité du transport de la modulation intra-journalière serait mise en œuvre et quel expéditeur serait interrompu plutôt qu'un autre.

c) Délai de prévenance

En complément de la réponse donnée en Q3 sur la programmation J-1, EDF pense qu'il est prématuré de statuer sur l'existence de telles contraintes avant que ne soit menée une étude site par site, selon une méthodologie validée au sein de la concertation transport. Il devra en être de même des diagnostics qui en découleraient.

Q5 Quelle est votre analyse du modèle « *fourniture de la flexibilité intra-journalière par les GRT, dans le cadre de l'offre d'acheminement régulée* » décrit au paragraphe 4.4.2 de la note de consultation ? Pensez-vous que l'offre correspondante, si elle s'avérait payante, devrait être optionnelle ?

Le modèle décrit au paragraphe 4.4.2 repose sur la prise en charge par les GRT de la modulation et de la flexibilité horaire, dans le cadre de l'équilibrage journalier. En ce sens, il est dans la continuité du système actuel et correspond à la préférence exprimée par EDF (notamment à la Q2).

Dans la mesure où les GRT démontreraient que les règles tarifaires actuelles ne seraient pas suffisantes pour couvrir l'ensemble des coûts générés par le système gazier dans son ensemble (demande, infrastructures), EDF estime que dans le cadre du modèle évoqué au 4.4.2, il serait nécessaire que l'ensemble des coûts de mise à disposition du gaz par les expéditeurs aux consommateurs soit réparti entre ceux-ci sur la base de critères non discriminatoires, i.e. par l'intégration de ces coûts dans le CRPC du tarif d'utilisation des réseaux. Ce n'est alors, que lors de la révision tarifaire que les investissements nécessaires seront pris en compte après actualisation, le cas échéant, de l'enveloppe dédiée aux moyens permettant aux GRT de gérer la modulation et donc répercutés sur les utilisateurs de manière équitable et sans discrimination.

Afin d'assurer une égalité de traitement entre tous les utilisateurs du réseau, cette offre serait donc **obligatoire** et non optionnelle.

Q6 Quel que soit le modèle retenu, êtes-vous favorable à ce que des différences de traitement soient prévues en fonction de l'emplacement géographique des centrales électriques, ou en fonction de l'avancement des projets ? Si oui, lesquelles et suivant quels critères ?

Rappelons que GRTgaz a mis en place un processus d'études pour le raccordement des clients producteurs d'électricité. Ce processus, piloté par GRTgaz, comporte différentes phases :

- l'élaboration d'un Dossier de Spécifications Fonctionnelles qui identifie les besoins du client (DSF)
- la remise par GRTgaz d'un rapport de phase 1 qui doit présenter l'ensemble des risques liés au raccordement demandé,
- la remise par GRTgaz d'un rapport de phase 2, préparatoire au contrat de raccordement,
- la signature d'un contrat de raccordement,
- la signature d'un contrat d'acheminement.

Ce processus se déroule dans le cadre de la réglementation en vigueur reposant sur un équilibre journalier. Il permet à GRTgaz de valider la faisabilité du raccordement et de l'alimentation de chaque site en tenant compte de la localisation de la centrale.

Il a conduit plusieurs porteurs de projets à lancer le développement de CCG et à engager des investissements importants : GRTgaz n'ayant à aucun moment mentionné de problèmes de fourniture de modulation intra-journalière (question hors sujet dans le cadre d'un équilibre journalier) alors que les caractéristiques de fonctionnement des CCG lui avaient été fournies dans le cadre des DSF. En cas de difficultés, GRTgaz aurait dû en faire état dès le stade des rapports de faisabilité de phase 1.

Dans le cas où ce processus devrait être amendé, EDF rappelle les points suivants :

Pour les nouveaux projets

Les GRT doivent appliquer un processus d'étude de raccordement identique pour tous les développeurs, transparent et validé par la CRE.

Celui-ci doit prévoir, pour chaque site, une étape engageante sur la faisabilité du raccordement dans le cadre de la réglementation en vigueur. En particulier :

- les contraintes éventuelles sur la mise à disposition des capacités (y compris modulation intra-journalière) doivent être mentionnées au plus tôt, et a minima lors de la remise du rapport de faisabilité phase 1 ;
- la signature d'un contrat de raccordement doit impliquer la garantie de signature d'un contrat d'acheminement correspondant.

Pour les projets engagés

Les projets déjà décidés et engagés et devant être mis en service d'ici 2011 doivent pouvoir l'être sans application des nouvelles règles éventuelles. Les travaux d'étude se poursuivant en parallèle.

Un changement de règles doit être connu et anticipé dès que possible, dans des conditions de visibilité maximum. Les éventuels changements de règles doivent se faire dans la transparence et de façon non discriminatoire entre les expéditeurs.

Il serait tout à fait anormal que des règles d'acheminement du gaz soient modifiées quelques temps après la signature de contrats de raccordement, sans avertissement préalable des porteurs de projets, remettant en cause les fondements économiques de ces projets.

Les projets décidés et pour lesquels les contrats de raccordement ont été signés doivent pouvoir compter sur une pérennité raisonnable des règles tarifaires. Il en est par exemple ainsi des projets d'EDF de Blénod, Martigues et Montereau.

Q7 Dans l'hypothèse où des obligations d'équilibre horaire seraient introduites, pensez-vous qu'elles devraient s'appliquer seulement aux expéditeurs pour l'alimentation des centrales électriques, aux expéditeurs pour l'alimentation de tous les plus gros consommateurs en fonction de seuils à définir, ou à tous les expéditeurs sur l'ensemble de leur clientèle ?

Comme nous l'avons déjà indiqué à la question Q5, si des obligations d'équilibre horaire devaient être introduites, elles devraient concerner l'ensemble des consommateurs sur le réseau français ayant des profils de consommation à modulation intra-journalière, par l'intermédiaire des expéditeurs.

Par conséquent, l'obligation d'équilibre horaire devrait concerner l'ensemble des expéditeurs sans distinction.

Q8 Que pensez-vous des suites de la consultation publique et de la poursuite des travaux du groupe de concertation envisagées au paragraphe 4.5 du document de consultation ?

La poursuite des travaux dans le cadre de la concertation ne doit pas retarder la mise en service des CCG.

Pour autant il est prématuré de soumettre une offre de flexibilité à la concertation alors même que le sujet n'a pas été traité sur le fond (cf Q1). Il serait préjudiciable que les règles de fonctionnement du marché du gaz soient dictées par la précipitation.

Une étude technique fiable répondant à un cahier des charges partagé entre les acteurs doit donc être conduite.

Une fois les résultats de l'étude audités, la CRE pourrait :

- procéder à une nouvelle consultation en cas de besoin d'information complémentaire,
- et/ou délibérer à nouveau afin de fixer les grandes orientations en matière de règles d'acheminement et d'équilibrage **applicables à l'ensemble des utilisateurs du réseau**,
- confier à la concertation le soin de la déclinaison opérationnelle de ces orientations.

Q9 Avez-vous d'autres remarques ou propositions ?

Compte-tenu des risques pesant actuellement sur la flexibilité nécessaire au fonctionnement des groupes de production à partir gaz naturel, EDF s'interroge sur les offres (prix, volumes, conditions d'utilisation) qui pourront être proposées sur le Mécanisme d'Ajustement par les acteurs disposant de tels groupes.

Par ailleurs, dans le prolongement de la question 6, il semble acquis que le processus de raccordement au réseau de transport gaz présente des lacunes. Il conviendrait de revoir ce processus dans le cadre de la concertation en s'inspirant de la procédure en vigueur en électricité. En effet, cette dernière donne de la visibilité d'une part à RTE sur les investissements réseaux à envisager et d'autre part aux porteurs de projets (engagements de RTE sur des coûts, contraintes, délais), et préserve les installations déjà raccordées d'une modification des conditions d'exploitation suites à l'arrivée de nouveaux clients.

Annexe : Remarques sur la note d'intention de GRTgaz

La note d'intention de GRTgaz ne peut en aucune manière être considérée comme une étude complète sur la question de la réponse au besoin de modulation requis par les centrales de production d'électricité à partir de gaz.

Le périmètre est incomplet (l'étude n'intègre ni les terminaux méthaniers ni les stockages comme source de flexibilité), il manque les hypothèses et des éléments chiffrés précis, comme cela a été dit dans la question 1.

Par ailleurs, on peut relever les éléments suivants :

Hypothèses de développement des CCG :

- p3 - § 5 : « *Le développement récent et massif des CCG impose un renforcement du réseau principal, qui ne pourra être effectif que dans 5 ans environ.* »

EDF rappelle que l'importance de la disponibilité des infrastructures gazières reconnues comme essentielles à l'optimisation de l'utilisation des CCG et donc déterminante pour leur rentabilité était pointée dans le PIP gaz de 2006 et que la PPI 2006 relevait l'impact du développement des CCG sur les réseaux de transport de gaz et les stockages.

- P 5 – Contexte - § 5 « *Cet engouement pour le gaz se traduit par de nombreuses demandes de raccordement de cycle combiné au réseau gazier de GRTgaz : douze contrats de raccordement signés et une vingtaine de projets à l'étude.* »

Le nombre de projet à l'étude ne correspond pas au nombre de projet qui seront finalement raccordés, il convient de prendre en considération les besoins réels du marché afin de pondérer les hypothèses.

Transfert de la flexibilité intra- journalière

- p3 - § 6 : GRTgaz indique qu'il faut « *du temps pour modifier éventuellement la configuration du réseau et tenir compte de la faible vitesse du gaz dans les canalisations* »,

or la nécessité d'un changement de pilotage du réseau n'est pas démontrée. GRTgaz ne donne pas d'exemple de cas pour lesquels il aurait à modifier la configuration du réseau ni du temps nécessaire pour y parvenir.

Manque d'éléments chiffrés :

- p3 - § 7 : GRTgaz évoque « *un coût potentiellement important lié aux investissements nécessaires et à la sollicitation de nombreux équipements* »

Il n'y a pas de précisions ni sur les coûts ni sur la nature des investissements à réaliser.

- p3 - § 8 : « *Une part importante des besoins des CCG est liée à des arbitrages économiques des producteurs. Il serait donc équitable et pertinent de faire supporter le coût de la flexibilité gazière aux bénéficiaires finals de cette flexibilité, à savoir les acteurs du marché électrique.* »

Ceci constitue un jugement de valeur n'ayant pas sa place dans une démonstration technique.

Définition de la mission du transporteur :

- p4 - § 1 : « *Il n'est pas dans les missions de GRTgaz de commercialiser des produits qui ne sont pas strictement nécessaires au transport du gaz naturel. Ainsi, si les besoins liés*

strictement aux activités de transport (temps de transfert et d'adaptation des configurations de réseau) doivent bien être commercialisés par les transporteurs, il n'apparaît pas légitime de leur demander de commercialiser les besoins liés à un choix économique de fonctionnement des centrales »

Nécessité de s'entendre sur les missions du transporteur. EDF ne comprend pas la distinction que fait GRT gaz, les utilisateurs de son réseau ayant opté pour le chauffage gaz et générant un besoin de modulation infra-journalière n'ont-ils pas eux aussi fait un arbitrage ?

- p4 - §1.4 « *Du fait de sa régulation, GRTgaz ne pourra donner, qu'avec difficulté, aux fournisseurs de flexibilité les signaux économiques durables dont ils ont besoin pour engager les développements nécessaires »*

GRT gaz ayant la vision des besoins de l'ensemble des utilisateurs nous semble au contraire le mieux placé pour donner les informations aux acteurs.

- P4 - §2 « *Des offres seront donc proposées par les opérateurs de stockages et de terminaux méthaniers au printemps. »*

EDF s'étonne du fait que, dans le contexte réglementaire actuel qui confère la responsabilité au GRT d'assurer l'équilibrage du réseau au pas de temps journalier, ce dernier transfère une partie de ses responsabilités vers les autres gestionnaires d'infrastructure.

Imprécisions ou absence de quantification dans l'analyse des besoins :

- p4 § 3 « *Compte tenu du manque de visibilité sur les besoins de transferts à préavis court, et des **fortes** contraintes qu'ils imposent, GRTgaz préconise de proposer dans un premier temps, une offre dédiée aux besoins programmés la veille pour le lendemain, basée sur les principes suivants :*
 - o *Les expéditeurs fournissant des gros consommateurs **fortement** modulés seront **fortement** incités, pour ces consommations spécifiques, à équilibrer leurs entrées et leurs sorties chaque heure de la journée au sein de chacune des trois mailles de modulation »*

Les contraintes ne sont pas identifiées. Les arguments ne sont que qualitatifs : qu'est-ce qu'un client industriel fortement modulé ? quelle serait la nature de l'incitation portant sur les expéditeurs ?

- p 6 : Chiffres annoncés sur la flexibilité intra-journalière : manque de précision sur les données

Quels sont les chiffres observés (mouvement gaz) et les chiffres calculés ? Par exemple le chiffre de 80 GWh de besoin de modulation intra journalière pour l'ensemble des clients de la zone H pour les clients résidentiels et tertiaires est-il calculé ou observé ?

GRT prend une hypothèse minimaliste prise pour les clients résidentiels et tertiaires : température de 8° à 10°C... Pourquoi ne pas prendre en compte des hypothèses plus contraignantes (hiver froid par exemple) ? Cela conduirait probablement à un besoin de flexibilité intra-journalière beaucoup plus élevé que celui annoncé pour les clients résidentiels et tertiaires.

- P 7 : Besoin de flexibilité intra-journalière pour les clients industriels :

Dans l'hypothèse prise pour les clients industriels il n'y a aucun besoin de flexibilité en intra-journalier. Il conviendrait, dans un souci de transparence de valider cette hypothèse sur la base des consommations observées et communiquées.

- P 7 : Besoins de flexibilité aux frontières :

Aucune donnée n'est fournie sur les besoins de flexibilité nécessaire pour les Operational Balancing Agreement, jugés négligeables par GRTgaz. Cet impact « négligeable » doit être démontré.

- Pas d'explication ou d'ordre de grandeur sur : le temps transport, la structure du réseau prise en compte, les maillages étudiés.

Absence d'éléments sur les sources de flexibilité :

- p 8 – 3.2 Couverture des besoins de flexibilité :

Il n'y a aucune information sur le "contrat de flexibilité entre GRTgaz et Storengy" : périodes de recours aux stockages, volumes, coûts, stockages utilisées par GRTgaz

Les hypothèses prises en compte pour le calcul du volume de stock en conduite ne sont pas précisées (réseau principal régional ? ou seulement réseau principal ?)

Le périmètre est incomplet (l'étude n'intègre ni les terminaux méthaniers ni les stockages comme source de flexibilité), il manque les hypothèses et des éléments chiffrés précis, comme cela a été dit dans la question 1.

Il n'y a pas d'information sur la prise en compte des renforcements envisagés par GRTgaz (cf plan investissement important de GRTgaz). Ont-ils été pris en compte dans l'étude ? A priori non.

Nouveaux besoins induits par les CCG :

- P 9 - « Une centrale à cycle combiné (ou une turbine à gaz) sera économiquement incitée à fonctionner dès que le spark spread (différence entre le prix de l'électricité et le prix du gaz et du CO2) sera positif. Le spark spread dépend de nombreux paramètres très volatiles et difficilement prévisibles. Aucun fonctionnement normatif journalier et intra-journalier n'a pu être identifié à ce jour. »

GRT gaz semble vouloir démontrer un fonctionnement erratique des CCG. EDF rappelle qu'il existe des critères déterminants pour l'utilisation de ces installations comme les coûts de démarrage.

- P10 – « Sur la base d'un programme d'appel de 8h »

L'hypothèse d'une durée de fonctionnement de 8 heures par jour n'est pas la seule hypothèse à considérer. GRT gaz ne retient que l'hypothèse la plus contraignante. D'autres hypothèses de fonctionnement doivent être simulées. GRT gaz peut notamment s'appuyer sur les hypothèses de fonctionnement de DK6 présentées lors de la table ronde du 26 février. 90% des démarrages ont été réalisés pour une durée de fonctionnement supérieure ou égale à 12 heures.

ooOoo