

Le 27 mars 2009

Principes relatifs à l'acheminement du gaz pour les centrales de production d'électricité
raccordées aux réseaux de transport de gaz naturel

-
Réponse d'Eon France à la consultation publique

En préambule, il semble nécessaire de replacer le développement des projets de centrales à Cycle Combinés Gaz constaté ces dernières années en France dans le contexte général :

- **le projet de PPI Electrique 2009** « retient comme hypothèse la réalisation d'au moins dix CCG à l'horizon 2012 » et ne fixe pas de limites au-delà. Le recours aux CCG pour fournir l'électricité de semi-base et de pointe est donc conforme à la préconisation de la PPI ;
- la filière CCG représente aujourd'hui la **filière optimale en semi-base et en pointe**, à la fois pour contribuer aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (les CCG émettant 3 fois moins de CO₂ que les centrales charbon qu'ils sont destinées à remplacer), et pour assurer la sécurité du réseau électrique, en compensant le caractère intermittent de la production d'électricité renouvelable ;
- le développement des CCG en France s'appuie sur **le besoin de capacités électriques dans le secteur de la semi-base et de la pointe**, du à une augmentation de la demande de pointe électrique plus rapide que la croissance moyenne, **comme le souligne RTE dans les dernières publications de son Bilan Prévisionnel**. RTE souligne dans ce document le besoin réel et urgent de constructions de centrales à cycle combiné pour garantir l'équilibre offre-demande du système électrique. Le marché de l'électricité devient donc actuellement « marginal gaz », augmentant la corrélation des prix de ces deux énergies. Le fonctionnement prévisionnel des CCG sur le moyen terme s'ajuste de ce fait entre 3000 et 5000h (en fonction des contraintes propres à chaque site - conditions opérationnelles, contrats gaz).

Compte tenu de ces éléments, il est essentiel de rappeler que les CCG sont des utilisateurs du système gazier comme les autres (avec des profils de fonctionnement prévisionnels identifiables) et ils doivent donc bénéficier des mêmes conditions d'accès au réseau de transport de gaz et aux infrastructures gazières (stockage, terminaux) : en particulier, les droits à stockage des CCG doivent être définis dans les mêmes conditions que les autres consommateurs de gaz.

Question 1 :

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

La note d'intention fournie par GRT gaz concernant une « offre de transfert pour la flexibilité nécessaire aux cycles combinés gaz » ne constitue pas à une analyse technique exhaustive des ressources actuelles du système gazier dans son ensemble et de l'impact des cycles combinés gaz sur son architecture.

Les points suivants doivent à notre sens être développés :

- **Flexibilité intra-journalière actuelle (paragraphe 3) :**

- La capacité totale et la capacité disponible de modulation intra-journalière du système gazier global (transport + stockage + terminaux méthaniers + points d'entrée) doivent être quantifiées précisément :
 - En l'état actuel du système et notamment l'utilisation des stocks en conduite
 - Avec les développements prévus des infrastructures (hors CCG). **Dans ce cadre, la flexibilité intra-journalière qui pourra être fournie par les projets de nouveaux terminaux méthaniers, doit en particulier être prise en compte.**
- Le besoin de flexibilité intra-journalière des usages résidentiels et tertiaires doit être évalué au risque P2, qui est le scénario de dimensionnement du réseau de transport de gaz naturel. GRTgaz a utilisé dans sa note d'intention, au paragraphe 3.1.1, un scénario non dimensionnant avec « un niveau de température de l'ordre de 8 à 10°C ».
- Le besoin de flexibilité intra-journalière des sites Transport doit être chiffré en toute transparence, le GRT disposant des données horaires pour ces sites.
- **La gestion opérationnelle de la flexibilité intra-journalière entre les opérateurs d'infrastructures doit être explicitée :** comme cela est rappelé par la CRE au paragraphe 3.2 de la consultation, les GRT bénéficient d'un accès prioritaire aux stockages pour assurer l'équilibrage des réseaux (article 30-1 de la loi du 3 janvier 2003). GRTgaz ne fait qu'évoquer dans sa note, au paragraphe 3.2.2, le contrat de flexibilité contracté auprès de Storengy ; il est nécessaire de disposer de données chiffrées sur l'utilisation de ce contrat et de plus, ce contrat ne représente qu'une partie de la flexibilité intra-journalière pouvant provenir des stockages, car c'est potentiellement la totalité de la capacité physique qui est disponible pour assurer l'équilibrage intra-journalier du système. Cette gestion opérationnelle doit normalement être formalisée à travers des *Operational Balancing Agreement* entre les opérateurs. Eon France attend des éléments précis et chiffrés sur ce point.

- **Besoins de flexibilité intra-journalière des CCG (paragraphe 4) :**

- L'impact des CCG sur le système gazier doit être évalué site par site et doit prendre en compte 3 paliers distincts :
 - **Palier 1** : CCG en construction : 4100 MW sur 9 sites, pas d'autres mises en service d'ici fin 2012
 - **Palier 2** : CCG avec contrats de raccordement signés : 4 centrales supplémentaires
 - **Palier 3** : CCG en projet
- Par ailleurs, comme l'a fait GRTgaz dans son étude préliminaire, il faut distinguer pour chaque palier :
 - en premier lieu et en priorité, le **besoin intrinsèque de modulation intra-journalière des CCG**, ie. le besoin lié à leur programmation en J-1 pour J, qui est comparable pour toutes les CCG, malgré des variations possibles dues à des contraintes propres à chaque producteur, en particulier sur le contrat d'approvisionnement de gaz. Ce besoin doit être basé sur les prévisions actuelles de fonctionnement des CCG, qui montrent que 90% des démarrages se font pour des durées de fonctionnement supérieures à 10h.
 - dans un deuxième temps et subsidiairement, le **besoin exogène de modulation intra-journalière additionnelle** lié à la participation des cycles combinés gaz au mécanisme d'ajustement et aux services systèmes de RTE. La participation des CCG à ces mécanismes sera évalué en fonction des coûts de cette modulation additionnelle et de leur compétitivité par rapport aux autres moyens de production (nucléaire, hydroélectricité, thermique classique)
- Si les ressources du système gazier s'avéraient insuffisantes pour l'un ou l'autre de ces paliers, et l'un ou l'autre des besoins (intrinsèque/exogène), les investissements et/ou les coûts nécessaires devraient être quantifiés précisément pour chaque échéance (le paragraphe 4.3.6 de la note d'intention de GRTgaz se contente de mentionner « des coûts potentiellement importants »).
- D'autres paramètres importants n'ont pas été considérés par GRTgaz :
 - **La saisonnalité du mode de fonctionnement des CCG**. En effet, le régime de fonctionnement des CCG étant plus plat l'hiver, leur besoin de modulation intra journalière est moins important sur cette période et ceci permet un foisonnement avec le besoin de modulation actuel du système gazier (corrélé aux conditions climatiques).
 - **La sensibilité au mode de démarrage des CCG** : dans quelle mesure l'utilisation de variations de débits moins importants aux démarrages et aux arrêts permet-elle de réduire les éventuels investissements et/ou coûts nécessaires ?

Question 2 :

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

Eon France souhaite autant que possible que soit maintenu un équilibre journalier sur le réseau de transport de gaz naturel, conformément aux préconisations de l'ERGEG.

Si les résultats de l'étude spécifiée à la question précédente montrent que les ressources du système gazier, actuelles et en développement, sont insuffisantes pour une échéance donnée, il conviendra de mettre en œuvre des solutions qui doivent impérativement répondre à plusieurs critères :

- **Régulation du recouvrement exact des coûts générés par la modulation** : sans que cela n'implique nécessairement une péréquation de ces coûts ou investissements, la CRE devra veiller à la régulation du recouvrement des coûts réels (soit à travers un nouveau tarif, soit par l'utilisation du CRCP, soit par la redistribution aux acteurs du résultat net en cas d'utilisation de mécanisme de marché).

Toutefois, pour les CCG dont le contrat de raccordement est signé (paliers 1&2), Eon France rappelle que les conditions économiques de raccordement ne peuvent pas être remises en cause : il conviendra donc de mettre en œuvre des solutions incitatives, permettant aux CCG à travers des signaux économiques pertinents de limiter leur besoin de modulation, assurant de ce fait une économie pour le GRT dans une logique vertueuse. Les solutions proposées au paragraphe 3 et 4 ci-dessous entrent dans ce cadre.

- **Non discrimination entre les différents utilisateurs de modulation intra-journalière** (conformément à l'article 4.1.a du Règlement européen 1775/2005 et de l'article 2 de la Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie)
- **Génération de signaux économiques pertinents**, visant à optimiser les ressources actuelles du système, à éviter les surinvestissements et à foisonner les flexibilités relatives des systèmes gaziers et électriques
- **Possibilité de mise en œuvre progressive**, pouvant s'adapter aux 3 paliers de mise en service détaillés en question 2.

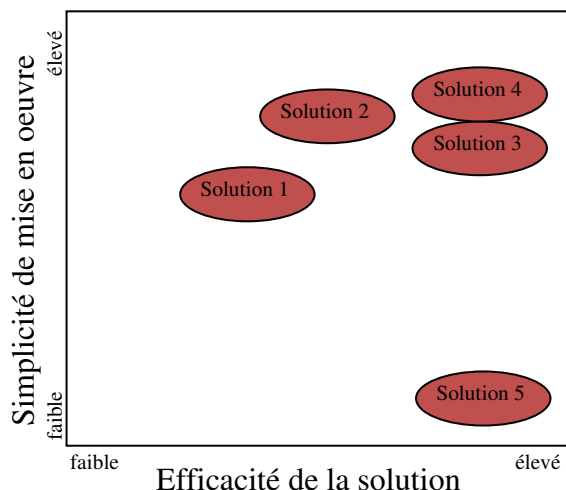
A notre sens, le basculement d'un équilibre journalier vers un équilibre horaire, limité à une catégorie de clients comme le préconise GRTgaz, ne répond à aucun de ces critères.

Il nous semble que des solutions graduelles doivent d'abord être considérées et évaluées de manière précise – par ordre de priorité - :

1. Pour les cycles combinés en projet (palier 3), **mise en place de procédures de raccordement transparentes**, donnant une visibilité long terme et une incitation géographique pour la réalisation de projets proches des sources de flexibilité (à l'image des procédures RTE lors de la signature d'une PTF)

2. **Optimisation de la gestion opérationnelle de la modulation intra-journalière entre les opérateurs d'infrastructures** (transport, stockage, terminaux méthaniers, points d'entrée) **et transparence** sur l'utilisation en temps réel de la modulation intra-journalière du système, **à l'instar des publications de stock en conduite faites par National Grid au Royaume-Uni**. Ceci concerne en particulier le niveau global d'utilisation du stock en conduite et le niveau d'utilisation de l'accès prioritaire de GRTgaz aux stockages, qui n'est pas limité au seul contrat de flexibilité GRTgaz - Storengy. Ceci concerne également potentiellement les autres sources de modulation intra-journalière (terminaux méthaniers, voire éventuellement points d'entrée terrestre). **Seule cette transparence permettra de garantir l'optimisation du système et la mise en place des mécanismes de marché, tels que ceux proposés ci-dessous**
3. **Utilisation du mécanisme d'ajustement de RTE**, sur la demande de GRTgaz en cas de besoin de modulation intra-journalière : ce système garantit en particulier le foisonnement des besoins d'équilibrage électrique et gazier en J (cf. détail en question 9).
4. **Utilisation d'un marché de l'équilibrage du GRT**, permettant l'adaptation des besoins de modulation intra-journalière des clients modulés, établi en J-1 (cf. détail en question 9).
5. Offre intégrée à l'offre d'acheminement, pour tous les clients, proportionnelle au besoin de modulation intra-journalière, via le **passage à un mode d'équilibrage horaire pour tous les clients**

Ces solutions ont des efficacités plus ou moins importantes et sont plus ou moins simples à mettre en œuvre :



Les solutions 3 et 4 présentent le double avantage d'une simplicité de mise en œuvre, ne nécessitant aucun investissement et n'augmentant pas les contraintes sur le système gazier, avec la faculté de répondre efficacement à la potentielle insuffisance des ressources du système gazier en modulation intra-journalière.

Ces solutions sont détaillées en question 9.

Eon France considère que le passage à une mode d'équilibrage horaire (solution 5) est une solution de dernier recours, non souhaitable, et qui doit, autant que faire se peut, être évitée.

Question 3 :

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 ?

Eon France est d'ores et déjà responsable de programmation sur le réseau électrique : à ce titre, elle fournit à RTE en J-1, pour chacune de ses tranches de production thermique, un programme demi-horaire de production d'électricité.

L'obligation de fournir au GRT en J-1 un programme de consommation de gaz pour les cycles combinés gaz est donc cohérente par rapport aux obligations du système électrique, et permettra au GRT de remplir sa mission d'équilibrage des flux de gaz sur ses réseaux, prévue par l'article 21 de la loi du 3 janvier 2003.

Il faut cependant noter que les obligations du responsable de programmation électrique n'ont pas de conséquences financières ; ceci doit donc également être le cas pour le responsable de programmation gaz.

Eon France fournira par ailleurs les redéclarations de ce programme en intra-journalier (comme cela est le cas avec RTE) tout en respectant les contraintes du réseau de gaz (délai de prévenance), sous réserve que celles-ci soient clairement justifiées par le GRT.

Eon France en tant que responsable de programmation sur le réseau électrique, s'engage à faire ses meilleurs efforts pour respecter ses programmes de consommation de gaz.

Question 4 :

Quelle est votre analyse de la proposition de GRT gaz 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 ?

Comme indiqué à la question 2, cette solution ne nous paraît pas ni nécessaire ni satisfaisante car :

- Elle ne garantit pas un recouvrement exact des coûts et des recettes de la gestion de la modulation par le GRT, **la modulation des clients modulés étant achetée à des tarifs non régulés** : l'illustration de ce problème a été donnée par l'offre de modulation intra-journalière de Storengy, dont les revenus potentiels (1.5 M€/an par CCG) ne viennent recouvrir aucun investissement.
- Elle conduit à une **désoptimisation du système** : cela est d'ailleurs clairement indiqué par GRTgaz qui précise au paragraphe 4.3.5 de sa note d'intention qu'il est « important que GRTgaz puisse gérer opérationnellement les sources de flexibilité » afin de « déroger temporairement aux choix des expéditeurs, en profitant des souplesses disponibles sur le réseau et sur les infrastructures adjacentes ». La fourniture de flexibilité par les fournisseurs ne garantira donc pas au GRT l'équilibrage intra journalier du système.

- Elle génère une discrimination d'accès au réseau non justifiée entre les différents utilisateurs, les centrales électriques ne bénéficiant pas d'un traitement équivalent aux autres utilisateurs, ce qui est contraire à la législation européenne et française.
- Elle ne donne pas la souplesse nécessaire pour s'adapter au développement progressif des CCG.

De plus, cette solution serait source de complexité opérationnelle et de coûts très importants, en particulier pour l'évolution du SI, à la fois pour les gestionnaires d'infrastructures et pour les expéditeurs.

Par ailleurs, l'argument d'harmonisation avec le système allemand nous semble discutable, car :

D'une part le parc et le mode de fonctionnement des CCG en France et en Allemagne sont très différents : en Allemagne, il existe déjà 9 centrales en production, qui fonctionnent entre 1000h et 3000h par an (car elles sont positionnées après le nucléaire et le charbon sur le merit order électrique allemand).

De plus, à l'inverse de la proposition de GRTgaz et de l'offre de modulation intra-journalière publiée par Storengy, ce système est conforme aux préconisations de l'EREGG grâce à l'existence de capacités horaires à tous les points du système (entrée, stockages, livraisons). L'accès aux stockages se fait donc à travers une offre commerciale unique, avec une réservation de capacités horaires, quel que soit le type de modulation (saisonnière, hebdomadaire, ou intra-journalière). Le fournisseur peut de ce fait bénéficier du foisonnement de son portefeuille pour répondre au besoin d'équilibrage horaire de ses clients modulés. (cf. document en annexe les termes et conditions d'accès au réseau Eon Gastransport) En conséquence, la mise en place d'un système « allemand » nécessiterait de basculer l'ensemble du système de gestion des capacités sur un pas de temps horaire, ce qui ne peut être envisagé qu'à très long terme et comme solution de dernier recours.

Enfin, Eon France souligne un aspect particulièrement problématique de la note d'intention de GRTgaz, qui indique ne pas pouvoir garantir les capacités de transfert de flexibilité avant J-1. Eon France rappelle que GRTgaz perçoit au titre de l'acheminement des CCG des revenus (entre 2.5 et 3 M€/an) établis sur des capacités journalières égales à 24 fois leur débit horaire maximum (le nombre d'heures de fonctionnement des CCG pouvant varier entre 0 et 24h suivant les jours - semaine/WE, hiver/été) : à ce titre, le GRT doit pouvoir garantir le transfert de flexibilité intra journalière.

Question 5 :

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 proposé au paragraphe 4.4.2 de la note de consultation permet de répondre en partie aux critères mentionnés à la question 2.

En effet, elle garantit l'optimisation des ressources actuelles de modulation du système gazier par le GRT et elle est compatible avec une mise en œuvre progressive.

Cependant, si cette offre s'avérait payante, elle ne garantirait pas la non-discrimination entre les utilisateurs de modulation intra-journalière : **en effet, on appliquerait le coût marginal**

de la modulation intra-journalière supplémentaire aux seules centrales à cycle combiné, alors qu'elles seraient par ailleurs également soumises aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport, recouvrant déjà le coût de la modulation existante. En particulier, Eon France rappelle que le tarif actuel inclut une capacité horaire de livraison égale à 1/20^{ème} de la capacité journalière de livraison, alors qu'ils n'en ont besoin que de 1/24^{ème}. L'optionnalité de cette offre poserait par ailleurs le problème de la non-optimisation des ressources disponibles sur le système gazier : tant que le pas de temps d'équilibrage est journalier, il est donc indispensable que ce soit le GRT qui reste entièrement responsable de la gestion de la modulation intra-journalière.

En revanche, dès que les ressources disponibles pour le GRT sont insuffisantes, il pourrait en effet être nécessaire d'étudier la faisabilité pour le GRT de faire appel à des ressources extérieures de modulation ou de contre-modulation, via des mécanismes de marché et des incitations financières pour les clients modulés (par exemple, via le marché de l'équilibrage) : cf. question 9.

Question 6 :

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

Le besoin de modulation (et donc les éventuelles solutions à mettre en œuvre) devront être évaluées pour chaque palier défini à la question 1. Des différences de traitement peuvent donc apparaître d'un palier à un autre.

Il convient ici de noter que, pour les paliers 1 et 2, les centrales ont signé avec GRTgaz un contrat de raccordement. Aucune contrainte d'exploitation relative à la modulation intra-journalière n'a été spécifiée par GRTgaz dans ce contrat, malgré la fourniture par les opérateurs de centrale, lors des études de raccordement, des Dossiers de Spécifications Fonctionnelles, précisant les régimes de fonctionnement des centrales.

Par ailleurs pour les centrales en projet (palier 3), comme précisé plus haut, il convient de définir très rapidement des procédures de raccordement transparentes, donnant une visibilité long terme et une incitation géographique aux porteurs de projet (à l'image des procédures RTE lors de la signature d'une PTF).

En termes d'incitation géographique, il serait également souhaitable que l'offre d'acheminement inclue une incitation de proximité par rapport aux sources de modulation (stockages) : termes de proximité ou offre d'interruptibilité à préavis court.

Question 7 :

Dans l'hypothèse où des obligations d'équilibrage 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 ?

Nous avons rappelé à la question 4 les motifs de notre opposition à la solution proposée par le GRT.

Par ailleurs, si le passage à un équilibrage horaire à tous les expéditeurs sur l'ensemble de leur clientèle ne nous paraît également pas approprié, il garantit toutefois un accès des Tiers au Réseau non discriminatoire, conformément à la législation européenne et française.

Cependant, ceci serait contraire aux préconisations de l'ERGEG, impliquerait une complexité accrue de la gestion opérationnelle du système gazier, pour l'ensemble des acteurs (gestionnaires d'infrastructures, fournisseurs, consommateurs), nécessiterait une mise en œuvre longue et complexe, et entraînerait des coûts très importants, en particulier en termes d'évolutions du SI des différents acteurs.

Question 8 :

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

Eon France est également favorable à une clarification rapide de la concertation en cours sur les règles d'acheminement et d'équilibrage applicable aux centrales électriques : il est en effet nécessaire de donner rapidement une visibilité long terme réglementaire, qui seule permettra de prendre les décisions finales d'investissement. Le planning proposé par la CRE (avant l'été 2009) semble toutefois ambitieux : d'après Eon France, le groupe de concertation sera plutôt en mesure de soumettre ses propositions à la CRE d'ici fin 2009.

En effet, pour la poursuite des travaux du groupe de concertation, il sera impératif de respecter les étapes suivantes, pour que les solutions mises en œuvre ne préjugent pas des résultats de l'analyse technique :

1. Validation du cahier des charges de l'analyse technique à mener par les GRT dans le cadre de la concertation (cf question 1)
2. Analyse technique des GRT
3. Présentation des résultats de l'analyse technique au groupe de concertation
4. Audit par la CRE des résultats de cette analyse et validation des coûts/investissements nécessaires
5. Analyse des solutions possibles, en privilégiant la simplicité de mise en œuvre
6. Fin 2009 : présentation de la proposition du groupe de concertation auprès de la CRE

Question 9 :

Avez-vous d'autres remarques ou propositions ?

Comme détaillé à la question 2, il nous semble qu'il faut préserver le système d'équilibrage journalier du système gazier dans son ensemble et qu'il existe, en respectant ce cadre, des solutions permettant de répondre à l'éventuelle insuffisance de modulation intra-journalière :

- en J-1, l'utilisation du marché de l'équilibrage du GRT pour la modulation intraJ des clients modulés
- en J-1 ou en J, l'utilisation du mécanisme d'ajustement RTE, via la concertation entre les opérateurs de réseau électrique et gazier

Utilisation du marché de l'équilibrage du GRT pour l'adaptation des besoins de modulation intra-journalière des clients modulés

Dans cette solution, l'équilibrage appliqué à tous les expéditeurs sur l'ensemble de leur clientèle reste journalier et le GRT reste responsable de l'équilibrage du réseau de transport.

Par ailleurs, ce système nécessite une transparence accrue de la part du GRT sur la gestion opérationnelle du système : le GRT doit afficher le niveau prévisionnel d'utilisation de ses ressources de flexibilité intra-journalière en J+1 et le niveau réel en J, sur l'ensemble des infrastructures (stock en conduite, stockages souterrains, terminaux méthaniers, voire éventuellement points d'entrée terrestre et terminal d'atterrissage de Dunkerque), à l'instar des publications de stock en conduite faites par National Grid au Royaume-Uni.

En J-1, le GRT pourrait faire appel au marché de l'équilibrage pour subvenir aux besoins de modulation intra-journalière que les infrastructures ne peuvent pas lui fournir :

- les sites effectuant des programmations horaires J-1 auprès du GRT (ie. les centrales électriques dans un premier temps) remettraient en J-1 des offres de variation horaire de leurs consommations en J, soit à l'achat soit à la vente, - offres à volume nulle sur la journée, n'impactant pas les nominations de l'expéditeur gaz -
- GRTgaz pourrait faire appel à ces offres, en précisant la durée et l'amplitude d'utilisation, en fonction de leur préséance économique, mais aussi en fonction des contraintes locales du réseau,
- les producteurs d'électricité pourront prendre en compte l'activation de ces offres par GRTgaz, en J-1, dans le programme d'appel transmis à RTE.

Ce mécanisme permet d'inciter les CCG à limiter leur besoin de modulation intra-journalière, tout en supprimant les besoins d'investissement sur le système gazier.

Le résultat financier du mécanisme, au même titre que le marché de l'équilibrage actuel, est suivi grâce à la mise en place d'un compte de résultat indépendant, regroupant les coûts et recettes d'achats/ventes horaires.

Ce mécanisme serait une extension du « mécanisme de marché d'ajustement géographique et d'équilibrage » en cours d'étude dans le cadre du Groupe de Travail Evolution de la Structure Contractuelle du Réseau.

Utilisation du mécanisme d'ajustement de RTE

Dans cette solution, l'équilibrage appliqué à tous les expéditeurs sur l'ensemble de leur clientèle reste journalier et le GRT reste responsable de l'équilibrage du réseau de transport.

En J-1, le GRT gazier pourrait faire appel au GRT électrique RTE en cas de d'insuffisances des ressources de modulation intrajournalière du système gazier, pour J et pour un site donné, pour demander une modification du fonctionnement de la centrale électrique, en amplitude ou en durée.

- RTE pourrait alors utiliser le mécanisme d'ajustement (cf. document en annexe sur les règles relatives au mécanisme d'ajustement RTE), à travers un nouveau motif d'ajustement « Modulation Gaz » (via une utilisation similaire à l'« Ajustement 20h » utilisée dans le passé) : la CCG serait appelé conformément à la demande de GRTgaz. Pour garantir l'équilibrage du système électrique, RTE compenserait cet ajustement

par un ajustement opposé (de type « Modulation gaz » également) sur une autre entité de production.

En J, le GRT gazier pourrait faire appel au GRT électrique RTE en cas de d'insuffisances des ressources de modulation intrajournalière du système gazier pour un site donné, pour demander une modification du fonctionnement de la centrale électrique, en amplitude ou en durée.

- Si les systèmes gaziers et électriques ont la même tendance pour la demi-heure donnée, RTE répondrait à la demande de GRTgaz en faisant appel au mécanisme d'ajustement habituel.
- Si les systèmes gaziers et électriques ont des tendances opposées pour la demi-heure donnée, RTE pourrait alors utiliser le mécanisme d'ajustement, à travers un nouveau motif d'ajustement « Modulation Gaz » : la CCG serait appelé conformément à la demande de GRTgaz. Pour garantir l'équilibrage du système électrique, RTE compenserait cet ajustement par un ajustement opposé (de type « Modulation gaz » également) sur une autre entité de production.

La neutralité financière pourrait être garantie à RTE de la façon suivante :

- Dans le premier cas (systèmes avec tendances identiques), RTE répercute à GRTgaz son manque à gagner si l'appel à l'ajustement de la CCG ne respectait pas la préséance économique du MA.
- Dans le second cas (systèmes avec tendances opposés), RTE répercute à GRTgaz le résultat net des 2 ajustements « Modulation Gaz » opposés.
- Les ajustements de type Modulation Gaz ne participent pas à la définition du cout de règlement des écarts de RTE.

Le résultat financier du mécanisme pour GRT, au même titre que le marché de l'équilibrage actuel, est suivi grâce à la mise en place d'un compte de résultat indépendant, regroupant les coûts et recettes liés à ses appels à l'ajustement RTE.

En synthèse, il convient de souligner les avantages de ces 2 mécanismes :

- **mise en œuvre simple et rapide par les GRT**
- **garantie d'une utilisation limitée aux seuls besoins du système**
- **aucun investissement supplémentaire requis, le marché régulant de lui-même ses besoins de flexibilité en fonction des ressources disponibles**
- **envoi de signaux économiques localisés, en fonction des contraintes locales d'équilibrage gaz**
- **dépéréquation des coûts de la modulation sur les acteurs intervenant sur les besoins de modulation**