

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 juillet 2010 portant décision relative aux règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison des zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz et à l'interface entre GRTgaz et TIGF à compter du 1^{er} avril 2011

Participaient à la séance : Monsieur Philippe de LADOUCKETTE, président, Monsieur Maurice MÉDA, vice-président, Monsieur Jean-Paul AGHETTI, Madame Anne DUTHILLEUL, Monsieur Jean-Christophe LE DUGOU et Madame Marie-Solange TISSIER, commissaires.

La présente délibération est prise en application de l'article 37-1 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

1. Contexte et objet de la présente délibération

1.1. La liaison de la zone d'équilibrage Nord vers la zone d'équilibrage Sud de GRTgaz

Depuis le 1^{er} janvier 2009, l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel français est organisé en trois zones d'équilibrage exploitées par deux gestionnaires de réseaux de transport, TIGF dans le Sud-Ouest et GRTgaz sur le reste du territoire français. Malgré les améliorations apportées par cette nouvelle structure, l'accès au Sud de la France reste difficile pour les expéditeurs ne disposant pas d'approvisionnement depuis les terminaux méthaniers de Fos. En effet, l'essentiel des capacités d'accès aux zones d'équilibrage Sud de GRTgaz et TIGF repose aujourd'hui, à l'exception de l'approvisionnement de GNL, sur la liaison Nord vers Sud entre les zones d'équilibrage de GRTgaz. Les dernières allocations de capacités en date sur cette liaison effectuées en 2008 et 2009 ont donné lieu à des demandes très supérieures aux capacités disponibles.

Dans sa délibération du 15 octobre 2009 relative aux règles d'allocation des capacités de liaison de la zone d'équilibrage Nord vers la zone d'équilibrage Sud de GRTgaz, la CRE a introduit une nouvelle procédure d'allocation applicable aux capacités annuelles commercialisées sur la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011, destinée à garantir une allocation minimale pour les acteurs ayant des besoins limités. La CRE a également demandé que la concertation soit poursuivie pour définir les règles d'allocation des futures capacités annuelles et pluriannuelles (2, 3 et 4 ans) disponibles à partir du 1^{er} avril 2011.

1.2. Objet de la présente délibération

La présente délibération a pour objet de définir les règles d'allocation des capacités annuelles et pluriannuelles, fermes et interruptibles, à compter du 1^{er} avril 2011 sur la liaison Nord vers Sud des zones d'équilibrage de GRTgaz et de maintenir les règles en vigueur sur la liaison Sud vers Nord des zones d'équilibrage de GRTgaz ainsi qu'à l'interface entre TIGF et GRTgaz Sud.

Les capacités proposées à la commercialisation à compter du 1^{er} avril 2011 sont les suivantes :

	Annuelles	Pluriannuelles (2, 3 et 4 ans)
Capacités fermes	46 GWh/j	32 GWh/j A raison d'un tiers par maturité
Capacités interruptibles	44 GWh/j	42 GWh/j A raison d'un tiers par maturité

A compter du 1^{er} novembre 2011, 10 GWh/j de capacités fermes et 15 GWh/j de capacités interruptibles deviendront disponibles à la commercialisation du fait de l'échéance d'un contrat de transit historique.

Compte tenu du fait qu'une partie des capacités démarrant à partir du 1^{er} avril 2011 sera commercialisée pour une durée de 4 ans, soit jusqu'au 31 mars 2015, il convient de préciser que dans l'hypothèse d'une évolution de l'organisation des zones de transport en France amenant à la disparition d'un produit de capacité, les engagements correspondants deviendraient caducs.

2. Travaux de la Concertation gaz et proposition de GRTgaz

2.1. Travaux de concertation

Le groupe de travail « Allocation de Capacités » de la Concertation gaz réunissant différents acteurs du marché (transporteurs, expéditeurs, clients industriels) a consacré ses travaux de janvier à mai 2010 à l'étude des trois méthodes d'allocation suivantes : prorata, « aux besoins » et enchères. Les travaux de concertation ont conduit GRTgaz à formuler une proposition de règles d'allocation¹ à la CRE en date du 25 mai 2010.

2.2. Proposition de GRTgaz

Parmi les trois méthodes étudiées, GRTgaz propose de retenir la méthode d'allocation au prorata. Ces règles d'allocation couvrent l'ensemble des capacités, annuelles et pluriannuelles, fermes et interruptibles, à la liaison Nord vers Sud des zones GRTgaz démarrant à partir du 1^{er} avril 2011 et ultérieurement.

2.2.1. Capacités annuelles

Les règles d'allocation proposées consistent, pour les capacités annuelles, en une allocation au prorata en deux phases de 23 GWh/j chacune pour les capacités fermes et de 22 GWh/j chacune pour les capacités interruptibles.

La première phase est ouverte aux expéditeurs disposant d'une autorisation de fourniture aux clients finals ainsi qu'aux expéditeurs qui sont eux-mêmes client final et qui ont conclu un contrat de raccordement. Les participants à la première phase ont la possibilité d'effectuer leurs demandes de capacité en exerçant l'option « allocation garantie ». L'exercice de cette option impose que la demande du participant soit plafonnée à 2 GWh/j. Les participants ayant choisi cette option sont alloués prioritairement par rapport aux autres participants mais renoncent en contrepartie à participer à la seconde phase d'allocation. Il est important de souligner que si la somme des demandes de tous les participants ayant opté pour l'option « allocation garantie » est supérieure à la capacité commercialisée dans cette phase, les demandes seront alors allouées au prorata.

La seconde phase est ouverte à tous les expéditeurs à l'exception de ceux ayant retenu l'option « allocation garantie » lors de la première phase. Elle est organisée en plusieurs tours successifs d'allocation d'au minimum 5 GWh/j chacun.

2.2.2. Capacités pluriannuelles

Les règles d'allocation proposées consistent, pour les capacités pluriannuelles, en des allocations successives au prorata à plusieurs tours. Chaque maturité de capacité ferme ou interruptible est commercialisée en tours successifs d'au minimum 5 GWh/j chacun.

2.2.3. Calendrier de commercialisation et information entre les tours

En cohérence avec les règles actuelles, GRTgaz propose de commercialiser les capacités de façon successive par ordre décroissant de maturité. De façon complémentaire, GRTgaz propose de communiquer aux participants, à l'issue de chaque étape de commercialisation, le volume total de capacité demandée ainsi que le nombre de demandes reçues.

¹ www.cre.fr/fr/content/download/9777/166930/file/100525PropositionGRTgazNordSud.pdf

3. Analyse de la CRE

La proposition de règles de GRTgaz a fait l'objet d'une consultation publique de la CRE du 4 au 18 juin 2010. La synthèse des 27 réponses reçues est annexée à la présente délibération.

3.1 La liaison Nord-Sud est utilisée à un niveau proche du maximum de ses capacités

Le taux d'utilisation de la capacité ferme de la liaison Nord vers Sud a été de 96 % pour l'année 2009. Ce taux a diminué durant les derniers mois du fait de la campagne d'essais du terminal de Fos Cavaou puis du démarrage du terminal au 1^{er} avril 2010 pour atteindre aujourd'hui 91 %. La mise en service à 100 % du terminal de Fos Cavaou, puis le développement des capacités d'entrée depuis l'Espagne contribueront à améliorer les conditions d'approvisionnement du sud du territoire français et ainsi à réduire la congestion des capacités sur la liaison Nord vers Sud aux horizons 2013 et 2015. Bien que ce taux d'utilisation élevé reflète l'existence d'une situation proche de la saturation physique sur la liaison, le mécanisme de *Use-it-or-lose-it* court terme¹ en place depuis le 1^{er} janvier 2009 fonctionne et permet, associé à d'autres dispositifs (marché secondaire), l'approvisionnement satisfaisant des zones GRTgaz Sud et TIGF.

3.2 L'évolution des signaux de marché est positive

Le taux d'ouverture des marchés de détail s'est amélioré significativement sur la zone d'équilibrage Sud de GRTgaz depuis janvier 2009. La part de marché en volume annualisé des fournisseurs alternatifs y atteint désormais un niveau de 19 % à fin mars 2010 voisin des 21 % constaté dans la zone d'équilibrage Nord (source : Observatoire des marchés – CRE). Par ailleurs, l'écart de prix *day-ahead* moyen constaté entre le PEG Nord et le PEG Sud sur l'année 2009 est de l'ordre de 0,3 EUR/MWh. Ce niveau, inférieur au tarif équivalent de la capacité ferme de liaison Nord vers Sud, indique que le marché de gros journalier n'a pas intégré de prime de rareté dans la valeur du transport quotidien Nord vers Sud, ce qui est satisfaisant. Cette observation doit toutefois être nuancée par la liquidité encore limitée du marché de gros au PEG Sud.

3.3 Choix du mécanisme d'allocation

3.3.1. Non-mise en œuvre de la méthode d'allocation « aux besoins »

La méthode d'allocation « aux besoins » n'a pas été retenue dans les règles d'allocation proposées par GRTgaz.

Les résultats de la consultation publique font apparaître des positions marquées et divergentes sur le sujet. La quasi-totalité des expéditeurs et les deux gestionnaires de réseau de transport se prononcent contre la mise en œuvre de la méthode « aux besoins ». En revanche, les clients industriels s'expriment en faveur de cette méthode tout en précisant que sa mise en œuvre ne serait pertinente que si l'intégralité des capacités à la liaison, y compris celles faisant l'objet d'engagements contractuels en cours, était allouée de cette façon.

La CRE considère que les difficultés de principe exprimées lors de consultation publique sur la méthode d'allocation « aux besoins » sont de nature à conforter la proposition de GRTgaz.

Cette méthode n'est pas vertueuse dans la mesure où n'incitant pas à la réservation de capacités sur les autres points d'entrée des zones Sud et TIGF ou à des achats aux PEG Sud et TIGF, elle ne concourt ni à la sécurité d'approvisionnement ni à la liquidité des marchés de gros dans le Sud de la France. En effet, le droit d'un expéditeur à disposer de capacités Nord vers Sud, en application de la méthode « aux besoins », diminue à mesure que ses capacités d'entrée détenues sur les points d'entrée hors liaison Nord vers Sud ou ses achats aux PEG Sud ou TIGF augmentent.

¹ *Use-it-or-lose-it* court terme : mécanisme qui prévoit que la capacité réservée pour le jour J par un expéditeur et non utilisée à J-1 est proposée aux autres expéditeurs à un prix égal à 1/500^{ème} du prix de la souscription annuelle.

De surcroît, l'application de cette méthode conduirait à une perte de visibilité pour les expéditeurs. L'allocation de chaque expéditeur serait amenée à varier à la hausse ou à la baisse plusieurs fois par an en fonction de paramètres exogènes comme, par exemple, le démarrage d'une centrale à cycle combiné dans le sud de la France ou le taux d'émission du terminal de Fos Cavaou.

Compte tenu de ces éléments, la CRE est favorable à la proposition de GRTgaz de ne pas retenir la méthode d'allocation « aux besoins » dans les règles d'allocation.

3.3.2. Poursuite des travaux de concertation sur les méthodes d'allocation aux enchères

Le groupe de travail « allocation des capacités » de la Concertation gaz a étudié pour la première fois la méthode d'allocation aux enchères. Ces réflexions s'inscrivent dans le contexte européen. En effet, l'ERGEG¹ a publié le 9 juin 2010 ses orientations-cadres (« *framework guideline* ») concernant les allocations de capacités de transport de gaz aux interconnexions entre zones d'équilibrage. Ces orientations indiquent que les mécanismes d'enchères devront être privilégiés à terme aux interconnexions entre zones d'équilibrage. À défaut, ces orientations précisent que la mise œuvre d'une méthode basée sur le prorata peut toutefois être autorisée pour une période intermédiaire. Ces orientations-cadres seront déclinées par les transporteurs européens sous la forme d'un « code réseau » destiné à être rendu contraignant et annexé au « Règlement n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil » à l'horizon 2012.

Les travaux de la Concertation gaz ont permis d'identifier des risques d'inflation du prix de la capacité et d'abus de pouvoir de marché comme étant associés au mode de commercialisation aux enchères.

La CRE considère que l'existence de ces risques commande la définition d'un cadre d'enchères adapté permettant de les maîtriser. Préalablement à toute introduction éventuelle, il est donc indispensable de veiller, d'une part, à ce que l'inflation potentielle du prix de la capacité soit maîtrisée afin de ne pas conduire à une hausse du prix du gaz dans le sud de la France et, d'autre part, à ce qu'aucun acteur ne puisse abuser de son pouvoir de marché à cette occasion. Certains leviers tels que l'introduction d'un prix plafond ou d'un critère de limitation de pouvoir de marché (i.e. part maximale de capacité allouée par expéditeur) ont d'ores et déjà été évoqués en concertation. Par ailleurs, l'introduction éventuelle d'enchères nécessite que soient établis certains paramètres clefs qui relèvent du tarif d'acheminement transport tels que le niveau du prix de réserve ainsi que le mode de gestion des écarts de revenu du gestionnaire de réseau de transport occasionnés par ce mécanisme.

Compte tenu de ces éléments, la CRE a soumis à consultation publique le projet de poursuivre les réflexions sur ce thème dans le cadre de la Concertation gaz dans l'objectif d'introduire un mécanisme d'allocation aux enchères au plus tôt en avril 2012.

La quasi-totalité des expéditeurs se déclare favorable à la poursuite des travaux sur les enchères. La moitié d'entre eux se prononce en faveur d'une introduction de cette méthode dès avril 2012, considérant qu'elle est susceptible d'apporter des bénéfices pour le fonctionnement du marché en termes de pertinence de signaux de prix et de visibilité sur les volumes de capacités allouées.

Par opposition, l'ensemble des clients industriels ainsi que deux expéditeurs se déclarent défavorables à l'introduction d'enchères compte tenu des contraintes actuelles d'approvisionnement du Sud de la France qui pourraient conduire à une inflation du prix de la capacité préjudiciable au développement du marché. Un expéditeur considère que le sujet des enchères doit être traité dans le cadre d'une réflexion plus large. Ce dernier estime, en effet, que l'introduction d'un mécanisme d'enchères sur une partie seulement des capacités d'accès au Sud de la France pourrait conduire à une distorsion de concurrence amplifiant ainsi les risques inflationnistes pour les nouveaux entrants.

Plusieurs contributeurs rappellent en outre que les réflexions doivent viser à encadrer les risques évoqués ci-dessus.

⁽¹⁾ ERGEG : *European Regulators' Group for Electricity and Gas*

Compte tenu de ces éléments, la CRE considère que les travaux de concertation sur les mécanismes d'allocation aux enchères doivent se poursuivre dans la mesure où les orientations européennes indiquent que ces mécanismes d'allocation seront privilégiés à terme pour l'allocation des capacités aux interconnexions entre zones d'équilibrage. En conséquence, la CRE demande à la Concertation gaz d'approfondir les travaux sur les conditions de mise en œuvre d'une allocation aux enchères permettant en particulier d'encadrer les risques d'inflation et d'abus de pouvoir de marché évoqués. La CRE souhaite que ces réflexions s'inscrivent dans la perspective de l'application éventuelle de ces mécanismes d'allocation aux autres points d'interconnexion entre zones d'équilibrage.

En ce qui concerne plus particulièrement l'allocation des capacités à la liaison Nord vers Sud, la CRE estime que l'amélioration des conditions d'accès aux zones GRTgaz Sud et TIGF par la mise en service effective de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne est un préalable nécessaire à la mise en œuvre d'enchères afin de limiter les risques inflationnistes. La CRE estime qu'une telle introduction ne pourrait intervenir au plus tôt qu'au 1^{er} avril 2013.

3.3.3. *Mise en œuvre d'une allocation des capacités annuelles sur la base d'un mécanisme de prorata en deux phases avec option d'allocation « garantie »*

La proposition de GRTgaz est décrite au point 2.2. ci-dessus.

En réponse à la consultation publique, tous les contributeurs, dont certains par défaut, sont favorables au principe d'une commercialisation au prorata au 1^{er} avril 2011. Une large majorité d'entre eux se prononce pour le maintien d'une allocation au prorata en deux phases associée à l'option « allocation garantie ». Des divergences s'expriment toutefois sur les modalités d'application de la méthode en particulier sur le niveau d'allocation garantie ainsi que le poids respectif des deux phases.

S'agissant du niveau pertinent d'allocation garantie, les positions exprimées par les contributeurs sont partagées. Certains contributeurs estiment que ce niveau doit être maintenu à 1,5 GWh/j, voire diminué dans l'objectif notamment de permettre aux expéditeurs ayant des besoins importants de capacités de se voir attribuer de la capacité dès la première phase d'allocation. D'autres considèrent au contraire que ce niveau doit être porté à 2 GWh/j voire à 2,5 GWh/j tout en augmentant le poids de la première phase à 75 %.

Enfin, une minorité de contributeurs s'exprime en faveur d'une méthode permettant de s'affranchir du mécanisme d'allocation garantie en procédant à une allocation de l'ensemble des capacités disponibles en plusieurs tours successifs. A cet égard, la CRE considère que cette méthode présente l'inconvénient de créer les conditions permettant aux expéditeurs de demander à chaque tour le maximum de capacités disponibles sans prendre de risque excessif de sur-allocation. La mise en œuvre d'une telle méthode pourrait donc conduire à une allocation sous-optimale ne reflétant pas les besoins réels de chaque expéditeur.

La CRE considère que le retour d'expérience des allocations effectuées sur la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011 basées sur des règles d'allocation mettant en œuvre deux phases équilibrées avec option d'allocation garantie plafonnée à 1,5 GWh/j a été positif. En effet, la répartition équilibrée entre les expéditeurs ayant exercé l'option, et ceux ne l'ayant pas exercée, a montré que le calage du niveau maximum d'allocation garantie à 1,5 GWh/j était pertinent. De surcroît, l'augmentation du niveau de l'allocation garantie (2 GWh/j) conduirait, en cas de nombreuses demandes, à réduire la fermeté du produit proposé par l'application d'un prorata. Par ailleurs, le dimensionnement équilibré des deux phases d'allocation paraît approprié en ce qu'il permet notamment d'assurer une répartition proportionnée des expéditeurs exerçant l'option « allocation garantie » et ceux ne l'exerçant pas.

Compte tenu des éléments qui précèdent, la CRE est favorable à la mise en œuvre des règles proposées par GRTgaz concernant les capacités annuelles à l'exception du niveau maximum d'allocation garantie qu'elle juge nécessaire de maintenir au niveau retenu précédemment soit 1,5 GWh/j.

3.3.4. *Mise en œuvre d'une allocation des capacités pluriannuelles sur la base d'un mécanisme de prorata en plusieurs tours successifs*

La proposition de GRTgaz est décrite au point 2.2. ci-dessus.

En réponse à la consultation publique, une très large majorité de contributeurs se prononce en faveur de l'application des règles proposées par GRTgaz pour la commercialisation des capacités pluriannuelles en tours successifs. Certains clients industriels préfèrent toutefois la mise en œuvre d'une méthode d'allocation au prorata avec option d'allocation garantie comparable à celle proposée par GRTgaz pour les capacités annuelles.

La CRE considère que la méthode d'allocation en deux phases avec option d'allocation garantie n'est pas adaptée aux volumes limités commercialisés au titre des capacités pluriannuelles. Elle considère en revanche, que l'introduction de plusieurs tours par maturité commercialisée est, dans ce cas, de nature à améliorer la visibilité de la procédure de commercialisation.

En conséquence, la CRE est favorable à la mise en œuvre des règles proposées par GRTgaz concernant les capacités pluriannuelles.

3.3.5. Mode de commercialisation des capacités disponibles au 1^{er} novembre 2011

A compter du 1^{er} novembre 2011, 10 GWh/j de capacités fermes et 15 GWh/j de capacités interruptibles seront également proposées à la commercialisation du fait de la fin du contrat de transit historique évoqué au point 1.2. ci-dessus.

En application des règles d'allocation en vigueur, ces capacités doivent être proposées à la commercialisation sous forme de capacités pluriannuelles de 2, 3 et 4 ans réparties par tiers au cours de l'année 2011. Un contributeur à la consultation publique observe que la proposition de GRTgaz concernant les capacités démarrant au 1^{er} novembre 2011 revient à commercialiser de nouveaux produits de capacités pluriannuelles en déphasage avec le calendrier actuel de commercialisation des capacités annuelles démarrant au 1^{er} avril. Cette commercialisation, si elle était mise en œuvre conformément aux règles actuelles, reviendrait ainsi à fragmenter l'offre de capacités sur la liaison. En outre, les orientations-cadres de l'EREGE concernant les allocations de capacités de transport aux interconnexions recommandent de standardiser les produits de capacités et de limiter leur nombre.

La CRE est favorable à l'alignement de la commercialisation des capacités rendues disponibles au 1^{er} novembre 2011 sur la date du 1^{er} avril 2012. A cet effet, elle souhaite que soit créé, à titre exceptionnel, un produit de capacité saisonnier d'une durée de 5 mois du 1^{er} novembre 2011 au 31 mars 2012 qui sera commercialisé suivant la règle proposée par GRTgaz pour les capacités pluriannuelles (prorata en tours successifs). Les capacités rendues disponibles à partir du 1^{er} avril 2012 viendront augmenter le volant des capacités pluriannuelles fermes et interruptibles de 2, 3 et 4 ans commercialisées à compter de cette date.

3.3.6. Publication d'informations destinées à améliorer la visibilité

La proposition de règles d'allocations de GRTgaz introduit la communication d'informations aux participants au cours du processus d'allocation : le volume total de capacités demandées et le nombre de demandes d'allocation reçues seraient ainsi transmis à l'issue de chaque étape de commercialisation aux participants. Une large majorité de contributeurs à la consultation s'expriment en faveur de la proposition de GRTgaz. Certains d'entre eux estiment toutefois que le nombre de participants devrait être publié avant chaque allocation afin de maximiser la visibilité du processus.

La CRE considère que la publication de ces informations aux participants à l'issue de chaque étape de commercialisation est de nature à améliorer la visibilité du processus. Elle est donc favorable à la publication d'informations telle que proposée par GRTgaz. En revanche, la publication d'une information fiable sur le nombre de participants préalablement à chaque allocation suppose d'organiser une procédure engageante de déclaration de participation dans les jours qui précèdent chaque allocation. Compte tenu du calendrier déjà contraint du processus, la CRE n'est pas favorable à une telle mesure.

3.3.7. Maintien des règles actuelles de commercialisation des capacités à la liaison Sud vers Nord de GRTgaz et à l'interface entre TIGF et GRTgaz

Les travaux de concertation n'ont mis en lumière aucune difficulté liée à l'allocation des capacités à l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone d'équilibrage de TIGF ainsi qu'à la liaison Sud vers Nord des zones d'équilibrage de GRTgaz. La totalité des contributeurs à la consultation publique se prononcent en faveur du maintien des règles actuelles de commercialisation concernant les capacités visées ci-dessus.

La CRE est favorable au maintien des règles actuelles de commercialisation des capacités à l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone d'équilibrage de TIGF ainsi qu'à la liaison Sud vers Nord des zones d'équilibrage de GRTgaz.

3.3.8. Calendrier de commercialisation pour les capacités commercialisées à la liaison Nord-Sud et à l'interface GRTgaz-TIGF

Le calendrier de commercialisation proposé par GRTgaz permet de procéder aux allocations de capacités sur la liaison Nord vers Sud de façon cohérente avec les calendriers actuels de commercialisation des capacités à la liaison Sud vers Nord de GRTgaz ainsi qu'à l'interface entre TIGF et GRTgaz dans les deux sens. La totalité des expéditeurs se prononce en faveur du calendrier de commercialisation proposé à la liaison dans le sens Nord vers Sud. Certains clients industriels considèrent toutefois que le calendrier proposé est trop tardif. Par ailleurs, la totalité des contributeurs se prononce en faveur du maintien du calendrier de commercialisation actuel à la liaison Sud vers Nord ainsi qu'à l'interface entre GRTgaz et TIGF.

En conséquence, la CRE est favorable au calendrier de commercialisation proposé par GRTgaz pour les capacités à la liaison dans le sens Nord vers Sud en cohérence avec le maintien des calendriers actuels de commercialisation en vigueur à la liaison Sud vers Nord ainsi qu'à l'interface entre GRTgaz et TIGF.

4. Décision de la CRE

La CRE apporte les modifications suivantes aux règles d'allocation de capacités de transport à la liaison des zones d'équilibrage Nord et Sud qui lui ont été soumises par GRTgaz le 25 mai 2010 :

- l'article 4.3 de la règle d'allocation doit être modifié en précisant que le niveau maximum d'allocation garantie est fixé à 1,5 GWh/j ;
- les capacités disponibles à la commercialisation à compter du 1^{er} novembre 2011 du fait de la fin d'un contrat de transit historique viendront augmenter le volant des capacités pluriannuelles fermes et interruptibles de 2, 3 et 4 ans commercialisées à partir du 1^{er} avril 2012. Ces mêmes capacités seront commercialisées, à titre exceptionnel, sous la forme d'un produit de capacité temporaire d'une durée de 5 mois du 1^{er} novembre 2011 au 31 mars 2012. La règle d'allocation au prorata en plusieurs tours successifs appliquée aux capacités pluriannuelles s'applique aux allocations de ces capacités de 5 mois, selon le calendrier défini dans la proposition de GRTgaz.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française.

Fait à Paris, le 8 juillet 2010

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE