

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Frédéric GONAND, Jean-Christophe LE DUIGOU, commissaires.

La présente délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour objet :

- d'approuver les conditions de raccordement du futur terminal méthanier de Dunkerque au marché français : dimensionnement des investissements à réaliser sur le réseau de GRTgaz et traitement tarifaire envisagé par la CRE pour les coûts d'investissement de GRTgaz et pour le tarif d'entrée sur le réseau de transport à partir de ce terminal ;
- de définir les modalités de développement d'une nouvelle interconnexion à Veurne permettant de proposer pour la première fois aux acteurs de marché des capacités fermes d'exportation de gaz de la France vers la Belgique : schéma de commercialisation et règles opérationnelles applicables à cette nouvelle interconnexion, investissements à réaliser sur le réseau de GRTgaz, traitement tarifaire envisagé et conditions de déroulement de la phase engageante de l'*open season* qui sera menée par GRTgaz en coordination avec Fluxys pour commercialiser ces capacités.

1. Contexte

1.1. Le projet de terminal méthanier de Dunkerque

Les actionnaires de la société Dunkerque LNG (65,01 % du capital pour EDF, 25 % pour Fluxys et 9,99 % pour Total) ont pris leur décision finale d'investissement le 27 juin 2011. Le terminal, dont la mise en service est prévue fin 2015, aura une capacité de regazéification du gaz de 13 milliards de mètres cubes par an.

Le terminal bénéficie d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire, pour l'ensemble de la capacité du terminal et pour une durée de 20 ans. Cette exemption a été accordée à la société Dunkerque LNG par arrêté du 18 février 2010, à la suite de l'avis favorable de la CRE du 16 juillet 2009 et conformément à l'avis de la Commission européenne du 20 janvier 2010.

1.2. Le projet de création d'un nouveau point d'interconnexion avec la Belgique à Veurne

L'odorisation du gaz sur le réseau de transport en France empêche la réversibilité physique des flux sur les points d'interconnexion vers l'Allemagne (Obergaillbach) et vers la Belgique (Taisnières), où le gaz n'est pas odorisé sur le réseau de transport à haute pression. Dans ces conditions, seules des capacités rebours interruptibles sont proposées au marché pour sortir vers l'Allemagne ou la Belgique.

La construction du terminal méthanier à Dunkerque offre la possibilité d'exporter physiquement du gaz non odorisé vers la Belgique par la création d'un nouveau point d'interconnexion avec la Belgique à Veurne.

A la suite de la délibération de la CRE du 29 avril 2010, GRTgaz a lancé le 31 mai 2010, en coordination avec Fluxys, la phase non engageante de l'*open season* pour la création de capacités fermes de transport de gaz de la France vers la Belgique. Cette opération a été clôturée le 31 août 2010 avec les résultats suivants :

- six demandes non engageantes reçues ;
- un total d'environ 420 GWh/j de capacités demandées, pour l'essentiel sur 20 ans par des expéditeurs souhaitant acheminer du gaz du terminal de Dunkerque vers le marché belge.

2. Demande de GRTgaz

2.1. Raccordement du terminal de Dunkerque au marché français

A ce jour, les expéditeurs du terminal méthanier de Dunkerque ont souscrit auprès de GRTgaz pour une durée de 20 ans une capacité d'entrée sur le réseau de transport de 250 GWh/j.

GRTgaz prévoit les investissements suivants pour répondre à cette demande :

- la pose d'une canalisation de 17 km de diamètre 900 mm entre le terminal et la station de Pitgam pour un montant de 67 M€ ;
- l'adaptation de la station de Pitgam pour un montant de 73 M€ ;
- le renforcement du réseau principal au niveau de l'artère des Hauts de France entre Neudon et la station de compression de Cuvilly et de l'arc de Dierrey entre les stations de compression de Cuvilly, Dierrey et Voisines. Selon GRTgaz, plusieurs options sont possibles pour réaliser ce renforcement :

	Distance	Diamètre	Coût	Capacité créée
Hauts de France 3 schémas possibles	123 km	DN 1200	307 M€	519 GWh/j
	95 km	DN 1200	266 M€	275 GWh/j
	123 km	DN 1050	251 M€	384 GWh/j
Arc de Dierrey 2 schémas possibles	308 km	DN 1200	768 M€	440 GWh/j
	308 km	DN 1050	667 M€	310 GWh/j

GRTgaz demande l'approbation par la CRE des investissements nécessaires au raccordement du terminal méthanier de Dunkerque vers le marché français, avec un renforcement du réseau principal par des canalisations de diamètre 1200 mm sur l'ensemble de la distance pour l'artère des Hauts de France et l'Arc de Dierrey pour un montant de 1075 M€.

Pour ce projet ainsi que pour l'augmentation de capacité au point d'interconnexion de Taisnières, GRTgaz pourrait bénéficier d'une subvention européenne d'un montant maximum de 107,8 M€.

Enfin, GRTgaz demande que la CRE confirme l'application de la prime de 3 % pendant 10 ans pour l'ensemble de ces investissements.

2.2. Création d'une interconnexion avec la Belgique à Veurne

2.2.1. Schéma de commercialisation pour le développement de capacités au point d'interconnexion de Veurne

Compte tenu des résultats de la phase non engageante de l'*open season* et des remarques exprimées par les expéditeurs ayant participé à cette opération, GRTgaz propose, conjointement avec Fluxys, un nouveau schéma pour la commercialisation de ces capacités.

Ce schéma prévoit que deux produits seraient commercialisés vers la Belgique :

- une capacité d'entrée directe en Belgique depuis le terminal de Dunkerque LNG commercialisée par Fluxys, qui souscrira pour cela auprès de GRTgaz une prestation d'acheminement entre le terminal de Dunkerque et le point d'interconnexion de Veurne ;
- une capacité d'interconnexion entre le PEG Nord et le marché belge commercialisée de façon coordonnée par GRTgaz et Fluxys.

2.2.2. Investissements déclenchés sur le réseau de GRTgaz

La création d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne nécessite plusieurs investissements :

- la pose d'une canalisation de 17 km de diamètre 900 mm entre le terminal et la station de Pitgam pour un montant de 67 M€, également nécessaire pour le raccordement au marché français ;
- l'adaptation de la station de Pitgam pour un montant de 73 M€, également nécessaire pour le raccordement au marché français ;
- la pose de 26 km de canalisation entre Pitgam et Veurne, avec deux alternatives possibles en fonction du niveau de la demande de capacités vers la Belgique : canalisation en diamètre 900 mm ou 1050 mm créant respectivement 270 GWh/j pour un montant de 56 M€ ou 405 GWh/j pour un montant de 66 M€ (y compris le comptage transactionnel à l'interconnexion).

2.2.3. Phase engageante de l'open season pour le développement d'une nouvelle interconnexion à Veurne

GRTgaz prévoit de lancer en septembre 2011, en coordination avec Fluxys, la phase engageante de l'open season pour la création de capacités fermes de la France vers la Belgique à Veurne.

Deux produits seront offerts dans le cadre de cette open season :

- une capacité ferme d'entrée directe sur le réseau de Fluxys à partir du terminal de Dunkerque LNG, commercialisée selon les modalités suivantes :
 - commercialisée par Fluxys ;
 - deux destinations possibles (Zeebrugge ou le futur point d'échange virtuel de gaz en Belgique) ;
 - une allocation en priorité aux demandes de plus longue durée, en particulier celles d'une durée égale ou supérieure à vingt ans. Pour les demandes de même durée, allocation au prorata des capacités restantes après allocation des capacités d'une durée supérieure ;
 - un volume maximal de 305 GWh/j, avec la possibilité d'ajouter tout ou partie des capacités non allouées au produit PEG Nord → Belgique, sous réserve de l'accord de la CRE.
- une capacité ferme reliant le PEG Nord au futur point d'échange virtuel de gaz en Belgique, commercialisée selon les modalités suivantes :
 - une commercialisation par GRTgaz (sortie du réseau français) et par Fluxys (entrée du réseau belge) de façon coordonnée ;
 - une allocation en priorité aux demandes de plus longue durée, en particulier celles d'une durée égale ou supérieure à dix ans. Pour les demandes de même durée, allocation au prorata des capacités restantes après allocation des capacités d'une durée supérieure ;
 - un volume maximal de 100 GWh/j, avec la possibilité d'ajouter tout ou partie des capacités non allouées au produit « entrée Dunkerque ».

Le volume de capacité qui sera développé sera fonction du niveau de la demande à long terme.

3. Analyse de la CRE

3.1. Raccordement du terminal de Dunkerque au marché français

3.1.1. Investissements déclenchés sur le réseau de GRTgaz

Concernant l'artère des Hauts de France, les deux options présentant le coût total le moins élevé génèreraient des coûts de compression supplémentaires (d'avantage de compression à Pitgam) pour compenser les pertes de charges liées à la diminution du diamètre. GRTgaz évalue ces charges supplémentaires à 3 M€/an dans le cas d'une canalisation de diamètre 1200 mm sur 95 km et à 1,5 M€/an dans le cas d'une canalisation de diamètre 1050 mm sur 123 km.

Dans ces conditions, la solution basée sur un doublement partiel de l'artère des Hauts de France avec une canalisation de diamètre 1200 mm n'est pas pertinente du point de vue économique (coût unitaire à la capacité développée élevé, impact tarifaire à court terme proche de celui de la solution proposée par GRTgaz, surcoûts nécessaires dans le futur pour tout besoin complémentaire de capacité).

Pour les Hauts de France comme pour l'arc de Dierrey, une canalisation de diamètre 1050 mm limiterait les coûts aux besoins exprimés, à ce jour, par les expéditeurs présents sur le terminal de Dunkerque. En revanche, cette solution ne permettrait pas d'optimiser le fonctionnement du réseau ni, surtout, de préparer les besoins futurs du marché français. Un diamètre de 1200 mm pour ces deux ouvrages permettrait de :

- créer une importante flexibilité grâce au stock en conduite, qui faciliterait la capacité du réseau de GRTgaz à répondre notamment aux besoins de flexibilité intra-journalière des centrales électriques (apport du besoin équivalent à environ 23 tranches de 400 MW au lieu de 17 pour des canalisations de diamètre 1050 mm) ;
- décongestionner durablement le cœur de réseau dans la zone Nord de GRTgaz, avec la levée de la contrainte de flux minimum à Obergailbach, la préparation d'une augmentation future des capacités fermes d'entrée à l'ouest (Montoir ou Dunkerque) ou de sortie vers les marchés adjacents à l'est (Allemagne, Luxembourg, Suisse, Italie) notamment dans le cadre d'une évolution des modalités d'odorisation du gaz en France ;
- faciliter la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz, dont l'étude est en cours conformément à la délibération de la CRE du 19 avril 2011.

3.1.2. Traitement tarifaire envisagé

a) Traitement tarifaire des investissements

La CRE est favorable au dimensionnement préconisé par GRTgaz pour l'artère des Hauts de France et pour l'arc de Dierrey. Toutefois, les éléments techniques et financiers transmis par GRTgaz doivent être complétés. La CRE mènera donc un audit de façon à :

- s'assurer de la pertinence des choix techniques de GRTgaz ;
- vérifier que les coûts prévisionnels communiqués par GRTgaz correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

La CRE définira les conditions d'application de la prime de 3 % pendant 10 ans après cet audit et au vu de ses conclusions.

Ces investissements, qui représentent des enjeux importants sur le plan financier et pour le bon fonctionnement du marché, devraient entrer en service fin 2015. Ils seront donc soumis au régime de régulation incitative qui entrera en vigueur avec le prochain tarif de transport de gaz, en 2013.

Par ailleurs, GRTgaz pourrait percevoir jusqu'à 107,8 M€ de subvention européenne pour construire les ouvrages nécessaires au renforcement du réseau principal. Cette subvention sera traitée conformément aux règles tarifaires en vigueur, qui permettent aux utilisateurs des réseaux de bénéficier de la majeure partie de la subvention (les charges de capital normatives pour la part subventionnée des actifs inscrite dans la base d'actifs régulés sont limitées à la rémunération de 3 % pendant 10 ans).

Enfin, pour limiter l'effet sur le tarif de transport d'un retard éventuel de la mise en service du terminal de Dunkerque, la perte de recette au niveau du futur point d'interface transport terminal méthanier (PITTM) Dunkerque ne devra pas être compensée dans le tarif de GRTgaz au-delà d'un an à compter de la date prévisionnelle de mise en service du terminal au 1^{er} novembre 2015.

b) Terme tarifaire applicable au PITTM Dunkerque

Le terme tarifaire au PITTM Dunkerque sera défini conformément aux règles tarifaires en vigueur. Il sera péréqué avec le tarif applicable aux autres PITTM si le test économique montre que les recettes générées par les souscriptions de capacités d'entrée sur le réseau de transport à partir du terminal méthanier permettent de couvrir le coût des ouvrages à réaliser entre le terminal et le cœur du réseau de transport, sur une période de 20 ans. Si cette condition n'est pas respectée, le terme tarifaire au PITTM Dunkerque sera augmenté ou une participation sera demandée par GRTgaz à Dunkerque LNG de façon à couvrir le coût des ouvrages.

Conformément à l'article 3 de l'arrêté du 18 février 2010 relatif à la demande d'exemption à l'accès régulé des tiers au terminal de Dunkerque, le test économique prendra en compte « les montants prévisionnels du coût de raccordement communiqués par GRTgaz en date du 24 mars 2009 ».

3.2. Création d'une interconnexion avec la Belgique à Veurne

3.2.1. Schéma de commercialisation proposé

Le terminal de Dunkerque jouera un rôle clé dans l'intégration physique du marché français au reste du marché du nord-ouest de l'Europe. Il permettra de lever pour la première fois la contrainte liée aux différences de pratiques en termes d'odorisation du gaz entre la France et ses voisins.

A ce titre, le schéma de commercialisation proposé répond à l'objectif d'intégration des réseaux européens fixé par le 3^{ème} paquet « marché intérieur du gaz naturel » et le règlement européen sur la sécurité d'approvisionnement. Il permettra à la France et à la Belgique de bénéficier d'un nouveau point d'entrée du gaz qui contribuera à la diversification et à la sécurisation de leurs approvisionnements respectifs. Il créera des capacités d'entrée physiques fermes vers le marché belge qui seront proposées à l'ensemble des acteurs du marché.

3.2.2. Investissements déclenchés sur le réseau de GRTgaz

En fonction de la demande exprimée lors de la phase engageante de l'*open season*, deux dimensionnements seront possibles pour l'artère entre Pitgam et Veurne et pour le comptage transactionnel :

- pour créer une capacité inférieure ou égale à 270 GWh/j, une canalisation de diamètre 900 mm est suffisante. Le coût de cet ouvrage serait de 46 M€ auquel s'ajouterait 10 M€ de comptage ;
- pour créer une capacité comprise entre 270 GWh/j et 405 GWh/j, une canalisation de diamètre 1050 mm est nécessaire. Le coût de cet ouvrage serait de 54 M€ auquel s'ajouterait 12 M€ de comptage.

Dans ces conditions, GRTgaz devra définir en coordination avec Fluxys et proposer à la CRE un test économique avant le lancement de l'*open season* pour être en mesure de décider du dimensionnement adéquat de la nouvelle interconnexion avec la Belgique.

3.2.3. Traitement tarifaire

a) Traitement tarifaire des investissements

Les règles tarifaires actuellement en vigueur prévoient que « *Les investissements permettant de créer de la capacité d'acheminement supplémentaire sur le réseau principal ou de réduire le nombre de zones d'équilibrage renforceront la sécurité d'approvisionnement et favoriseront le développement de la concurrence en améliorant les conditions d'accès des nouveaux entrants au marché français. A ce titre, ils bénéficieront d'une prime de 300 points de base pendant dix ans.* ».

Dans le cas présent, la CRE considère que seule la part des investissements permettant de créer des capacités entre le PEG Nord et le marché belge accessibles pour l'ensemble des acteurs du marché, soit un montant maximum de 33 M€ dans le cas du projet permettant de développer une capacité totale de 270 GWh/j, est éligible à cette prime.

Comme pour le raccordement au marché français, ces investissements, qui devraient entrer en service fin 2015, seront soumis au régime de régulation incitative qui entrera en vigueur avec le prochain tarif de transport de gaz, en 2013.

Enfin, pour limiter l'impact sur le tarif d'un retard éventuel de la mise en service du terminal de Dunkerque ou des investissements qui devront être menés par Fluxys en Belgique, la perte de recette liée au futur point d'interconnexion de Veurne ou à la prestation d'acheminement pour le compte de Fluxys au-delà d'un an à compter de la date prévisionnelle de mise en service des capacités entre le PEG Nord et la Belgique, soit le 1^{er} novembre 2015, ne sera pas compensée dans le tarif de GRTgaz. De même, en cas de résiliation anticipée par Fluxys de la prestation d'acheminement souscrite pour 20 ans entre le terminal de Dunkerque et l'interconnexion de Veurne, le tarif de GRTgaz ne couvrira pas la perte de recette pour GRTgaz.

b) Prix de la prestation d'acheminement de GRTgaz pour Fluxys et terme tarifaire au point d'interconnexion de Veurne

Compte tenu de la faible distance parcourue en France par le gaz non odorisé à destination de la Belgique (environ 40 km), le principe de péréquation avec les autres termes d'entrée ou de sortie sur le réseau de GRTgaz ne peut être retenu.

Sur la base d'une hypothèse de capacité de 270 GWh/j et des montants prévisionnels d'investissement de GRTgaz, un prix de la capacité de 45 €/MWh/j/an est nécessaire pour couvrir les coûts de développement de la nouvelle interconnexion de Veurne. Ce prix sera recalculé lors de la mise en service des capacités en fonction du coût réel d'investissement constaté à l'issue des travaux.

Ce prix s'appliquera aux capacités de sortie du PEG Nord vers le marché belge, ainsi qu'à la prestation d'acheminement réalisée par GRTgaz pour Fluxys.

Pour les capacités de sortie vers le marché belge, ce terme tarifaire évoluera conformément au reste du tarif de GRTgaz.

Pour la prestation d'acheminement pour le compte de Fluxys, le prix évoluera en fonction de l'évolution annuelle des coûts de GRTgaz, liée à la réévaluation des charges de capital en fonction de l'inflation et à l'évolution des coûts de main d'œuvre. Dans ces conditions, ce prix suivra la formule d'indexation suivante :

$$P(N) = P_0 \times (0,2 \times \text{ICHT}(N)/\text{ICHT}(0) + 0,8 \times \text{Inflation}(N)/\text{Inflation}(0))$$

- P_0 = prix lié à l'investissement réel à l'issue des travaux ;
- ICHT = indice du coût horaire du travail tous salaires mécaniques et électriques du mois de référence (INSEE 063021506) ;
- Inflation = indice des prix à la consommation hors tabac en glissement de juillet à juillet pour l'ensemble des ménages résidents en France.

3.2.4. Organisation de l'open season et gestion opérationnelle de l'interconnexion

La CRE considère que les règles d'allocation des capacités proposées par GRTgaz pour l'open season sont pertinentes. Pour les capacités de transport du PEG Nord vers la Belgique, la priorité est donnée aux demandes de 10 ans ou plus, ce qui correspond à la durée classique privilégiée pour une open season sur un point d'interconnexion terrestre.

La CRE rappelle que les capacités de transport du PEG Nord vers le point virtuel d'échange de gaz belge doivent être commercialisées de manière coordonnée par GRTgaz et Fluxys : un expéditeur bénéficiant de capacités de sortie côté français doit bénéficier des capacités d'entrée correspondantes côté belge.

Elle considère également que l'utilisation de la capacité créée entre la France et la Belgique devra être optimisée, conformément aux futurs codes de réseaux européens. Lorsque la capacité réservée depuis le terminal ou depuis le PEG Nord n'est pas utilisée (nominée), elle devra être proposée à tous les utilisateurs (présents sur le terminal ou au PEG Nord) selon un mécanisme conforme aux futures règles applicables à toutes les autres interconnexions européennes.

Par ailleurs, le réseau de Fluxys est équilibré au pas de temps horaire. La capacité d'entrée directe en Belgique depuis le terminal de Dunkerque fera donc l'objet de nominations horaires. Il est donc prévu que la prestation assurée par GRTgaz pour le compte de Fluxys soit également gérée au pas de temps horaire (GRTgaz livrera chaque heure à la frontière belge la quantité nominée par Fluxys au niveau du terminal), afin d'éviter de générer des déséquilibres sur le réseau de GRTgaz.

Toutefois, la gestion horaire des flux liés à la prestation d'acheminement entre le terminal de Dunkerque et le point d'interconnexion de Veurne ne doit pas conduire à l'exportation de la totalité de la flexibilité intra-journalière du terminal vers le marché belge. En cas de besoin, GRTgaz devra avoir accès à la flexibilité intra-journalière du terminal via une prestation spécifique et en cas de pénurie, la flexibilité sera répartie entre les marchés français et belge au prorata des capacités d'entrée depuis le terminal sur les réseaux français et belge.

4. Décision de la CRE

4.1. Raccordement du terminal de Dunkerque au marché français

La CRE approuve les investissements proposés par GRTgaz pour le raccordement du terminal de Dunkerque au marché français, sous réserve de la confirmation par un audit qui sera mené au second semestre 2011 des éléments techniques et financiers fournis par GRTgaz. La CRE définira les conditions d'application de la prime de 3 % pendant 10 ans après cet audit et au vu de ses conclusions.

Ces investissements seront soumis au régime de régulation incitative qui entrera en vigueur avec le prochain tarif de transport de gaz, en 2013.

En cas de retard de la mise en service du terminal de Dunkerque, le tarif de GRTgaz ne compensera pas la perte de recette éventuelle au niveau du futur PITTM Dunkerque au-delà d'un an à compter de la date prévisionnelle de mise en service du terminal au 1^{er} novembre 2015.

4.2. Interconnexion avec la Belgique

4.2.1. Investissements

La CRE approuve le schéma de commercialisation proposé par GRTgaz pour la création d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne.

La CRE approuve les investissements proposés par GRTgaz pour le développement de l'interconnexion de Veurne. Seule la part de ces investissements permettant de créer des capacités entre le PEG Nord et le

marché belge disponibles pour l'ensemble des acteurs du marché bénéficiera de la prime de 3 % pendant 10 ans, soit un montant maximum de 33 M€ dans le cas du projet permettant de développer une capacité totale de 270 GWh/j.

Les investissements nécessaires au développement de l'interconnexion de Veurne seront soumis au régime de régulation incitative qui entrera en vigueur avec le prochain tarif de transport de gaz, en 2013.

En cas de retard de Fluxys concernant les investissements à construire en Belgique ou de retard du terminal de Dunkerque, le tarif de GRTgaz ne compensera pas la perte de recette éventuelle liée au futur point d'interconnexion de Veurne ou à la prestation d'acheminement pour le compte de Fluxys au-delà d'un an à compter de la date prévisionnelle de mise en service des capacités entre le PEG Nord et la Belgique au 1^{er} novembre 2015. De même, en cas de résiliation anticipée par Fluxys de la prestation d'acheminement souscrite pour 20 ans entre le terminal de Dunkerque et l'interconnexion de Veurne, le tarif de GRTgaz ne couvrira pas la perte de recette éventuelle pour GRTgaz.

4.2.2. Orientations tarifaires

Le prix applicable aux capacités de sortie vers la Belgique au point d'interconnexion de Veurne et à la prestation d'acheminement pour le compte de Fluxys sera de 45 €/MWh/j/an, sous l'hypothèse d'un niveau total de capacité égal à 270 GWh/j et des montants prévisionnels d'investissement de GRTgaz.

Ce prix sera recalculé lors de la mise en service des capacités en fonction du coût réel d'investissement constaté à l'issue des travaux.

Pour les capacités de sortie vers le marché belge, ce tarif évoluera conformément au reste du tarif de GRTgaz.

Pour la prestation d'acheminement pour le compte de Fluxys, ce tarif sera recalculé chaque année en fonction de la formule d'indexation suivante :

$$P(N) = P_0 \times (0,2 \times \text{ICHT}(N)/\text{ICHT}(0) + 0,8 \times \text{Inflation}(N)/\text{Inflation}(0))$$

- P_0 = prix lié à l'investissement réel à l'issue des travaux ;
- ICHT = indice du coût horaire du travail tous salaires mécaniques et électriques du mois de référence (INSEE 063021506) ;
- Inflation = indice des prix à la consommation hors tabac en glissement de juillet à juillet pour l'ensemble des ménages résidents en France.

4.2.3. Phase engageante de l'open season et règles opérationnelles

La CRE approuve les règles générales d'allocation des capacités proposées entre le PEG Nord et le marché belge. Ces capacités devront être allouées de manière coordonnée entre GRTgaz et Fluxys.

En liaison avec Fluxys, GRTgaz proposera à la CRE, avant le lancement de la phase engageante de l'open season, un test économique pour être en mesure de décider du dimensionnement adéquat de la nouvelle interconnexion avec la Belgique en fonction du niveau de la demande.

Les règles opérationnelles applicables au niveau de cette interconnexion, notamment en termes d'optimisation de l'utilisation des capacités, seront conformes aux dispositions adoptées au niveau européen (capacités interruptibles, UIOLI, etc.).

La prestation assurée par GRTgaz pour le compte de Fluxys sera gérée au pas de temps horaire (GRTgaz livrera chaque heure à la frontière belge la quantité nominée par Fluxys au niveau du terminal).

En cas de besoin, GRTgaz pourra se procurer un service de flexibilité intra-journalière auprès de Dunkerque LNG. En cas de pénurie, la flexibilité disponible au niveau du terminal de Dunkerque sera répartie entre le marché français et belge au prorata des capacités d'entrée depuis le terminal sur les marchés français et belge.

Fait à Paris, le 12 juillet 2011

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

Philippe de LADoucETTE