



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02/289.76.11
Fax : 02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

RAPPORT ANNUEL 2008 DE LA BELGIQUE

A

LA COMMISSION EUROPÉENNE

30 juillet 2008

TABLE DES MATIERES

1. Avant-propos	4
2. Résumé/principaux développements de l'année écoulée	6
2.1. Structures organisationnelles et compétences des instances belges de régulation	6
2.1.1. La Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG)	6
2.1.2. "De Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG)"	12
2.1.3. La Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE)	13
2.1.4. La Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale (BRUGEL)	15
2.2. Principaux développements sur le marché de l'électricité et du gaz	16
2.2.1. Le marché de gros	16
2.2.2. Le marché de détail	21
2.2.3. Les infrastructures	22
2.2.4. Régulation / dégroupage	30
2.2.5. Sécurité d'approvisionnement	32
2.2.6. Conclusions générales en ce qui concerne le cadre légal	37
2.3. Principaux dossiers traités par les régulateurs	37
2.3.1. La CREG	37
2.3.2. La VREG	38
2.3.3. La CWaPE	43
2.3.4. La Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale (BRUGEL)	46
3. Régulation et fonctionnement du marché de l'électricité	48
3.1. Régulation [Article 23(1) sauf « h »]	48
3.1.1. Généralités	48
3.1.2. Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion	49
3.1.3. Régulation des missions des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution	54
3.1.4. Dégroupage de fait	70
3.2. Aspects concurrentiels [Article 23(8) et 23(1)(h)]	79
3.2.1. Description du marché de gros	79
3.2.2. Description du marché de détail	86
3.2.3. Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante	96

4.	Régulation et fonctionnement du marché du gaz naturel	99
4.1.	Régulation [Article 25(1)]	99
4.1.1.	Généralités	99
4.1.2.	Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes pour combattre la congestion	100
4.1.3.	Régulation des missions des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution	113
4.1.4.	Dégroupage de fait	138
4.2.	Aspects concurrentiels [Article 23(8) et 23(1)(h)]	143
4.2.1.	Description du marché de gros	143
4.2.2.	Description du marché de détail	148
4.2.3.	Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante	156
5.	Sécurité d'approvisionnement	158
5.1.	Electricité [Article 4]	158
5.1.1.	Aspects demande	158
5.1.2.	Aspects production	159
5.1.3.	Aspects infrastructures	164
5.2.	Gaz [Article 5] et 2004/67/EC [Article 5]	165
5.2.1.	Aspects demande	165
5.2.2.	Aspects offre	170
5.2.3.	Critères pour la sécurité d'approvisionnement	174
5.2.4.	Cadre réglementaire relatif à la promotion de nouveaux investissements (« <i>incentives for new investments</i> »)	176
5.2.5.	Investissements	177
5.2.6.	Capacités de stockage	180
5.2.7.	Liquidité du marché du gaz naturel	182
5.2.8.	Sécurité des installations de transport de gaz naturel	185
5.2.9.	Mesures d'urgence	186
5.2.10.	Mesures en vue de couvrir la demande pointe et de gérer les pénuries d'un ou plusieurs affréteurs	189
6.	Obligations de service public [Article 3(9) électricité et 3(6) gaz]	190
6.1.	Niveau fédéral (gaz et électricité)	190
6.2.	Niveau régional	193

1. Avant-propos

Le présent rapport, élaboré en étroite collaboration avec les régulateurs régionaux et la Direction générale Energie du Service Public Fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie, couvre l'année charnière 2007 qui coïncide avec la libéralisation totale des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique.

Depuis le 1^{er} janvier 2007, tous les consommateurs belges ont en effet pu profiter pleinement de leur droit de choisir librement leurs fournisseurs d'électricité et de gaz naturel, au terme du processus d'ouverture progressive des marchés à la concurrence, qui a débuté sept ans plus tôt. Ainsi, le présent rapport national 2008 à la Commission européenne, publié conformément aux articles 3(6), 4, 23(1) et (8) de la directive 2003/54/CE du 26 juin concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et aux articles 3 (9), 5, 25 (1) et (8) de la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, expose, pour la première fois, des chiffres qui s'appliquent aux marchés belges de l'électricité et du gaz naturel entièrement libéralisés.

Dans ce contexte, l'année 2007 fut importante pour la CREG à plus d'un titre.

Tout d'abord, le nouveau Comité de direction mis en place par le Gouvernement s'est employé à mettre en œuvre la réorganisation de ses services voulue par le législateur. En outre, dans le cadre de cette réforme réglementaire, le régulateur se transmettra dorénavant chaque année au gouvernement sa note de politique générale décrivant d'une part, ses objectifs stratégiques en exécution de la politique générale de l'exécutif, et d'autre part, la manière dont il souhaite les atteindre. C'est ainsi que, chaque année, un comparatif pourra être établi par le Ministre de l'Energie entre les objectifs identifiés par le régulateur et leur degré de réalisation ressortissant de son rapport annuel d'activités.

Dans le cadre de sa mission générale de surveillance et de contrôle des marchés, la CREG a réalisé, à la demande des autorités compétentes, plusieurs études sur des sujets stratégiques et d'actualité, comme par exemple les causes et les conséquences de la hausse des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché belge et l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique en électricité.

Compte tenu de ses préoccupations croissantes au regard du fonctionnement efficace des marchés, le régulateur a par ailleurs continué à être proactif au cours de l'année 2007, en adoptant une série d'initiatives visant notamment à améliorer la législation existante sur de nombreux aspects, parmi lesquels la promotion de la concurrence sur les marchés, l'ouverture de l'accès aux réseaux et le renforcement de la sécurité d'approvisionnement.

Au niveau communautaire, la CREG a, comme par le passé, continué à collaborer activement avec les différentes instances internationales, en particulier européennes, en vue de promouvoir notamment l'intégration régionale des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Dans le prolongement de ces activités, le régulateur a également souligné, à de nombreuses reprises, la nécessité de lui attribuer les moyens nécessaires pour mettre en œuvre toutes les dispositions prévues par les directives européennes, dont la mission visant à assurer une concurrence effective et un fonctionnement efficace des marchés de l'électricité et du gaz naturel, et ceci, notamment en exerçant une surveillance continue des activités soumises à la concurrence, aussi bien sur le plan de la formation des prix que sur le plan des pratiques et comportements rencontrés sur le terrain.

Dans la mesure où la majeure partie de la facture finale des consommateurs repose sur le facteur énergie, la CREG considère en effet qu'un monitoring permanent non seulement des activités régulées (transport et distribution) mais également, et surtout, des activités soumises à la concurrence (production/importation et fourniture) constitue la clé de voûte d'un contrôle efficace sur l'ensemble des composantes tarifaires du prix final aux consommateurs, de sorte et conforme au droit communautaire. L'adoption de la loi belge du 8 juin 2008 portant des dispositions diverses marque un signal positif en ce sens puisque cette loi prévoit, dans son chapitre IX Energie, un renforcement des compétences et des droits du régulateur, en le chargeant notamment de la surveillance de la transparence et de la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, du contrôle des prix sur ces marchés, des intérêts essentiels des consommateurs ainsi que de l'exécution correcte des obligations de service public par les entreprises concernées.

La CREG salue ces avancées réglementaires, adoptées au moment de l'élaboration du présent rapport et se réjouit de constater qu'elles s'inscrivent d'emblée dans la lignée des propositions prévues dans le troisième paquet législatif européen en cours d'examen.

L'année 2008 constituera dès lors une nouvelle étape importante en matière de libéralisation et d'évolution des marchés en Belgique.

Outre les problématiques précitées, la transition des tarifs annuels vers des tarifs pluriannuels d'une validité de quatre ans pour le transport de l'électricité et du gaz naturel, l'amélioration des règles d'accès aux réseaux électriques et gaziers, la réforme des tarifs sociaux, la poursuite de l'intégration des marchés régionaux, l'examen du projet de fusion entre Gaz de France et Suez, etc ...sont en effet autant de sujets qui ne manqueront pas de retenir toute l'attention de la CREG. Fort de ses compétences et de ses droits renforcés, le régulateur fédéral ne manquera pas de relever les nombreux défis occasionnés par ce programme de travail ambitieux et indispensable pour garantir le bon approvisionnement des citoyens et des entreprises en électricité et en gaz naturel, qui constituent des biens de première nécessité pour notre société.

2. Résumé/principaux développements de l'année écoulée

2.1. Structures organisationnelles et compétences des instances belges de régulation

En Belgique, l'Etat fédéral et les régions se partagent la compétence relative au marché de l'électricité et du gaz naturel. La répartition des compétences n'a pas changé en 2007.

2.1.1. La Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG)

Composition

Le CREG compte deux organes : le Comité de direction et le Conseil général.

a) Comité de direction

La restructuration de la CREG prévue par la loi du 20 juillet 2006 portant des dispositions diverses¹ est entrée en vigueur le 31 décembre 2006. Aussi, le Comité de direction est dorénavant composé un président, chargé de la gestion de la CREG, et de trois directeurs chargés respectivement de la direction prix (électricité et gaz), de la direction technique (électricité et gaz) et de la direction administrative.

Les membres du Comité de direction (1 président et 3 directeurs) sont nommés par arrêté royal délibéré en Conseil des ministres pour un terme renouvelable de six ans. Ils sont choisis en raison de leurs compétences et sont soumis à certaines règles en matière d'incompatibilités de mandat et de conflits d'intérêts.

Sur cette base, le président et les trois directeurs ont conclu une convention sui generis avec le Ministre de l'Energie pour la durée de leur mandat. Cette convention prend fin de plein droit à l'issue de ce mandat ou par la nomination d'un président/directeur par arrêté royal.

Chaque partie peut par ailleurs mettre fin immédiatement et de manière unilatérale à la convention lorsque des circonstances exceptionnelles rendent l'exécution de la convention définitivement impossible ou lorsque l'autre partie commet des manquements importants dans l'exécution de ses

¹ Moniteur belge du 28 juillet 2006.

obligations. En dehors de ces circonstances, le président/directeur pourra mettre fin à la convention moyennant un préavis de 12 mois.

b) Conseil général

En 2007, les compétences du Conseil général ont été profondément modifiées. Il ne dispose ainsi plus de la compétence d'évaluer la manière dont le Comité de direction exécute ses tâches. Le contrôle administratif sur la CREG a en effet été transféré au Conseil des Ministres (cfr point ci-dessous relatif à l'indépendance). La composition du Conseil général n'a pas été modifiée en 2007. La nomination et la démission des membres du Conseil général sont réglées par arrêté ministériel.

Principaux objectifs statutaires

La CREG est le régulateur fédéral pour la Belgique.

Elle est, en vertu de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (loi électricité) et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres canalisations (loi gaz) investie d'une part, d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel et, d'autre part, d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des lois et des règlements y afférents.

Comme annoncé dans le précédent rapport, une loi modifiant les missions de la CREG a été adoptée en 2005. Ces modifications sont en grande partie entrées en vigueur au début de l'année 2006. Cette nouvelle loi supprime l'obligation de coopérer avec l'autorité de la concurrence. Elle transfère de la CREG au Gouvernement fédéral la compétence de définir la méthodologie relative à la marge bénéficiaire équitable (appréciation de l'actif régulé et du coût du capital) dans le cadre des tarifs de réseaux. Elle stipule en outre que la CREG rendra dorénavant des avis sur la programmation indicative des unités de production d'électricité et l'approvisionnement en gaz naturel. Auparavant, la CREG avait une compétence de proposition et non de conseil en ces matières.

Par ailleurs, au moment de la rédaction du présent rapport, la loi du 8 juin 2008 portant des dispositions diverses a été adoptée. Cette nouvelle loi prévoit, dans son chapitre IX Energie, un renforcement des compétences et des droits du régulateur fédéral, en le chargeant notamment de la surveillance de la transparence et de la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz

naturel, du contrôle des prix sur ces marchés, des intérêts essentiels des consommateurs ainsi que de l'exécution correcte des obligations de service public par les entreprises concernées.

Ces aspects seront abordés plus en détail dans le rapport relatif à l'exercice 2008.

Reporting et indépendance

Conformément au dispositif légal en vigueur, la CREG doit transmettre chaque année, avant le 1^{er} mai, au Ministre de l'Énergie, un rapport portant sur l'exécution de ses missions, sur l'état de ses frais de fonctionnement et de leur mode de couverture et sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Le Ministre communique ensuite ce rapport annuel aux chambres législatives fédérales et aux gouvernements de région.

Conformément aux amendements apportés en juillet 2006 à la loi électricité, le Comité de direction de la CREG est par ailleurs tenu, depuis le 30 janvier 2007², de transmettre, au Ministre de l'Énergie, avant le 30 octobre de chaque année, une note de politique générale simultanément au projet de budget de la CREG pour l'année suivante.

Cette note doit contenir les finalités stratégiques en exécution de la politique générale du gouvernement ainsi que les règles et conditions spécifiques selon lesquelles les missions octroyées par le législateur au régulateur seront accomplies.

Un comparatif pourra être ainsi établi par le Ministre de l'Énergie, entre d'une part, les objectifs de politique générale et, d'autre part, l'état d'avancement de leur réalisation ressortissant du rapport annuel d'activités de la CREG. Le gouvernement fédéral évaluera la réalisation des objectifs de ladite note et pourra donner des instructions d'exécution ou des directives de politiques concrètes au Comité de direction de la CREG.

Motivation et publication des actes de la CREG

Les actes de la CREG doivent faire l'objet d'une motivation formelle, sauf exceptions. La motivation exigée consiste en l'indication, dans l'acte, des considérations de droit et de fait servant de fondement à la décision. Elle doit être adéquate.

² Suite à l'entrée en vigueur, le 30 janvier 2007, de l'article 135 de la loi du 20 juillet 2006 portant des dispositions diverses.

Les versions définitives des actes de la CREG sont publiques et publiées sur son site web, sauf décision contraire des organes de la CREG qui ont pris la décision. La CREG doit toutefois tenir compte de l'éventuel caractère confidentiel des données qui lui sont transmises.³

Collaboration avec d'autres autorités nationales

La législation ne prévoit pas/plus⁴, en 2007, de collaboration formelle avec d'autres autorités nationales. La CREG entretient toutefois des contacts réguliers avec l'Administration de l'Energie et se réunit mensuellement avec les trois régulateurs régionaux de l'énergie (BRUGEL, CWaPE et VREG) pour traiter des sujets d'actualité concernant les marchés du gaz naturel et de l'électricité.

Toutefois, la loi du 8 juin 2008 précitée, portant des dispositions diverses, réintroduit une collaboration formelle entre la CREG et le Conseil de la concurrence. La CREG doit en effet désormais (c'est-à-dire dès juin 2008) dénoncer auprès du Conseil les infractions présumées des entreprises d'électricité et de gaz naturel (pratiques commerciales déloyales, comportements anticoncurrentiels, prix non objectivement justifiés par rapport aux coûts de l'entreprise), lui transmettre le rapport qu'elle a adressé au Ministre reprenant ces constatations et lui fournir les informations confidentielles nécessaires.

Recours contre les décisions de la CREG

Le 1^{er} février 2006, une nouvelle procédure de recours contre les décisions de la CREG est entrée en vigueur. Dorénavant, les décisions de la CREG peuvent en principe être contestées par le biais d'une procédure accélérée devant (i) le tribunal civil (cour d'appel de Bruxelles) ou (ii) le Conseil de la concurrence. En outre, les décisions tarifaires de la CREG peuvent être suspendues par (iii) le Conseil des Ministres.

(i) Les recours auprès de la cour d'appel de Bruxelles doivent être formés dans un délai de 30 jours à partir de la notification/publication/prise de connaissance de la décision.

Dans les 3 jours ouvrables qui suivent le dépôt de la requête, celle-ci est notifiée par le greffe de la cour à toutes les parties appelées à la cause par le demandeur. Dans ce même délai de 3 jours, le greffe de la cour demande au Comité de direction de la CREG l'envoi du dossier administratif relatif à l'acte attaqué. La transmission doit être effectuée dans les 5 jours ouvrables de la

³ Communication de la CREG du 6 juillet 2006 concernant la communication de décisions, de propositions, d'avis et d'études (disponible sur www.creg.be).

⁴ En 2005, une loi modifiant les missions de la CREG a supprimé l'obligation de coopérer avec l'autorité de la concurrence (voir ci-dessus dans le texte).

réception de la demande.

La cour d'appel fixe les délais dans lesquels les parties se communiquent leurs observations écrites. Elle fixe également la date des débats.

La cour statue dans un délai de 60 jours à compter du dépôt de la requête. Elle est saisie du fond du litige et dispose d'une compétence de pleine juridiction.

Les décisions de la CREG susceptibles d'être attaquées devant la cour d'appel de Bruxelles sont celles relatives :

- pour le gaz : à l'approbation des conditions d'accès au réseau de transport et au contrôle de leur application, à l'exécution des obligations de services public, à la comptabilité des entreprises du secteur, aux tarifs, à l'amende administrative;
- pour l'électricité : au contrôle du respect par le gestionnaire du réseau de transport des règles de corporate governance et unbundling, à l'application du règlement technique et du plan de développement, à l'exécution des obligations de service public, à la méthode de calcul et aux calculs des coûts et pertes, aux tarifs, aux comptes des entreprises du secteur, à l'amende administrative.

En pratique, jusqu'en 2007, des recours en annulation étaient presque systématiquement introduits contre les décisions tarifaires de la CREG, ce qui a donné lieu à toute une série d'arrêts de la cour d'appel de Bruxelles. Ces arrêts ont eu une influence sur les tarifs à différents niveaux:

Premièrement, une modification majeure est survenue en ce qui concerne la méthode de détermination du bonus / malus. En effet, dans les exercices précédents, la CREG distinguait, d'une part, les écarts entre les chiffres budgétés et les chiffres réels pouvant être démontrés comme étant le résultat de la maîtrise (ou de l'absence de maîtrise) des coûts, qualifiés de bonus (malus) et, d'autre part, ceux inhérents à la budgétisation (erreurs de budget, non réalisation de projets budgétés, écarts sur les estimations de volumes, etc.), qualifiés de résultat d'exploitation. Dans ses arrêts du 27 février 2007, la cour d'appel de Bruxelles a jugé que la CREG ne pouvait être suivie là où elle établissait une distinction entre un résultat d'exploitation et un bonus (malus). La cour a en outre jugé que ce bonus / malus devait s'établir par la différence entre le résultat réel découlant de l'application des tarifs approuvés par la CREG et le résultat budgété (marge bénéficiaire équitable) couvert par ces tarifs, interdisant ainsi un recalcul *ex-post* de la marge bénéficiaire équitable sur la base de l'évolution réelle des capitaux investis, comme le faisait la

CREG dans les exercices précédents.

La CREG s'est conformée à l'arrêt et a par conséquent appliqué ces principes pour la détermination des bonus / malus résultant de l'application des tarifs. La CREG est cependant d'avis que cette méthode supprime tout incitant à la diminution des coûts dans le chef des gestionnaires de réseaux de distribution qui, au contraire, sont incités à surestimer leurs tarifs budgétés et en particulier la marge bénéficiaire budgétée. En outre, la définition du bonus / malus défendue par la cour d'appel réduit significativement le pouvoir d'appréciation du caractère raisonnable des coûts lors de l'examen des rapports annuels.

La cour d'appel de Bruxelles s'est également montrée très sévère à l'égard de certaines compétences discrétionnaires de la CREG. Celle-ci craint même de ne plus pouvoir remplir correctement ses tâches légales.

Ainsi, selon la cour, la CREG ne dispose pas de pouvoir réglementaire en matière de fixation de règles d'amortissement ; est restreint dans sa compétence de déterminer la marge bénéficiaire ; doit accepter la comptabilité comme pierre angulaire de la tarification ; ne dispose que d'un pouvoir d'appréciation limité du caractère raisonnable des coûts; et, en ce qui concerne la distribution de gaz, ne peut plus évaluer le caractère raisonnable des coûts imposés par une autre autorité compétente. Pour ces différents motifs, la cour d'appel de Bruxelles a décidé d'annuler les décisions contestées.

En conséquence, en 2007, la CREG a dû revoir les décisions de quatre gestionnaires de réseaux de distribution relatives à l'exercice d'exploitation 2006. Pour rendre effectives ces corrections, la CREG a décidé de ne pas recalculer des tarifs pour l'exercice d'exploitation 2006, ce qui aurait impliqué une régularisation des factures de 2006, mais d'imputer les corrections engendrées par les arrêts sur les tarifs 2008.

Ces arrêts auront inévitablement pour conséquence des hausses tarifaires qui s'amorceront dès l'année 2008.

En vue de préserver les baisses de coûts obtenues au cours de la période 2003-2006, la CREG s'est également montrée proactive et a recherché, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de distribution, une solution afin de mettre fin de commun accord aux recours à l'encontre de ses décisions. Une transaction a pu être conclue avec les gestionnaires des réseaux de distribution du secteur mixte, mettant fin à tous les litiges en cours avec ceux-ci.

(ii) Les recours auprès du Conseil de la concurrence doivent être formés dans un délai de 30 jours à partir de la notification/publication/prise de connaissance de la décision.

Le recours est soumis aux règles d'instruction et de procédure relatives aux pratiques restrictives de Concurrence, établies par les lois du 10 juin 2006 'sur la protection de la concurrence économique' et 'instituant le Conseil de la concurrence'.

Le Conseil statue dans un délai de 4 mois à compter du dépôt de la requête.

Les décisions de la CREG susceptibles d'être attaquées devant le Conseil de la concurrence, sont celles relatives :

- pour le gaz : à l'approbation ou au rejet des décisions du gestionnaire du réseau de transport relatives à l'accès au réseau de transport, aux méthodes d'allocation de la quantité de gaz disponible aux points d'interconnexion avec les réseaux de transport étrangers.
- pour l'électricité : à l'application du règlement technique (uniquement lorsque la décision concerne l'approbation, la demande de révision ou le refus d'approbation), à l'approbation ou au rejet des décisions du gestionnaire du réseau de transport relatives à l'accès au réseau de transport, aux méthodes d'allocation de la capacité d'interconnexion disponible pour les échanges d'électricité avec les réseaux de transport étrangers.

(iii) La CREG doit notifier au Conseil des ministres, immédiatement après leur adoption, les décisions tarifaires qu'elle a prises. Dans les 30 jours de leur réception, le Conseil des Ministres peut, sur proposition du Ministre de l'Energie, par arrêté motivé délibéré en son sein, suspendre l'exécution des décisions tarifaires par lesquelles la CREG viole la loi ou blesse l'intérêt général ou les décisions que le Conseil des Ministres estime contraire aux lignes directrices de la politique de l'énergie du pays, en ce compris les objectifs du gouvernement relatifs à l'approvisionnement du pays en énergie. La CREG a ensuite 15 jours à compter de la suspension pour modifier la décision suspendue en se conformant à l'arrêté motivé du Conseil des Ministres.

2.1.2. "De Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG)"

La VREG est le régulateur régional pour la Région flamande.

Les missions et le fonctionnement de la VREG sont régis par le décret du 30 avril 2004 portant

création de l'agence autonomisée externe de droit public « Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt ». Ce décret s'inscrit dans le cadre d'un projet de réforme de l'administration publique flamande.

Le 1er avril 2006, les missions et le fonctionnement de la VREG ont été modifiés en plusieurs points à la suite de l'entrée en vigueur de ce décret :

- depuis le 1^{er} avril 2006, la gestion journalière de la VREG est assurée par un administrateur délégué et non par le bureau journalier composé du président et des gestionnaires;
- depuis le 1^{er} avril 2006, la VREG a un conseil d'administration formé de trois administrateurs. Ce conseil d'administration remplace le contrôle par le commissaire du gouvernement;
- la VREG a expressément reçu une mission d'information relative au fonctionnement du marché de l'énergie ainsi qu'aux prix et conditions des fournisseurs.

Le conseil d'administration de la VREG est nommé par le gouvernement flamand et l'administrateur délégué est membre de ce conseil d'administration.

La VREG a le pouvoir d'imposer des amendes, de délivrer des autorisations de fourniture et de désigner les gestionnaires de réseaux de distribution.

La VREG fait rapport au gouvernement flamand et ses décisions peuvent faire l'objet d'un recours auprès du Conseil d'Etat.

La VREG participe enfin à une concertation informelle avec les autres régulateurs belges de l'énergie, aux enquêtes du Conseil de la Concurrence et aux activités de la direction générale Contrôle et Médiation du SPF⁵ Economie.

2.1.3. La Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE)

La CWaPE est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés régionaux de l'électricité et du gaz, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des décrets et arrêtés y relatifs, d'autre part (décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché de l'électricité et décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché du gaz).

⁵ Service Public Fédéral.

Ses objectifs, sa composition, ses compétences et les dispositions légales définissant de manière générale ses missions (décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché de l'électricité et décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché du gaz) n'ont pas fait l'objet de modifications en 2007.

Il importe toutefois de noter que des modifications aux décrets du 12 avril 2001 et du 19 décembre 2002 entreront en vigueur en 2008. Le texte en projet propose une profonde modification de la structure de la CWaPE. Actuellement, le décret prévoit que celle-ci est composée d'un président et d'administrateurs, sans préciser la nature des relations qu'entretiennent le président et les administrateurs. Le projet réorganise la CWaPE selon une structure hiérarchique, à la tête de laquelle se trouve le président. Des directeurs, chargés chacun de la gestion d'une direction, rapportent directement au président. Le nouveau texte charge également le Gouvernement de définir le statut du président et des directeurs, ainsi que les modalités de leur désignation. Les directions sont redessinées, en fonction des différentes expertises requises des directeurs.

Le projet prévoit par ailleurs d'augmenter les pouvoirs d'investigation de la CWaPE dans l'exercice de ses missions. Il renforce aussi les pouvoirs du Gouvernement en ce qui concerne la tutelle exercée sur la CWaPE (pouvoir d'injonction positive).

L'actuel décret Electricité met en place un Service de Conciliation et d'Arbitrage au sein de la CWaPE, ainsi qu'un organe autonome appelé « Chambre d'Appel », chargé de se prononcer sur les différends relatifs à l'accès au réseau et à l'application des règlements techniques. En 6 ans d'application, le Service de Conciliation et d'Arbitrage n'a été saisi que d'un seul dossier. Quant à la Chambre d'Appel, elle n'a été saisie d'aucun dossier. Les textes en projet entendent rationaliser et simplifier les procédures à cet égard.

En vertu des nouvelles dispositions, un Service régional de médiation serait créé au sein de la CWaPE. Par ailleurs, tout litige relatif à l'accès au réseau et à l'application du Règlement technique pourrait être porté devant une émanation de la CWaPE, à savoir la Chambre des litiges, constituée du président et des directeurs de la CWaPE. La décision de la Chambre des litiges serait susceptible de recours.

Toutes ces modifications n'étant pas encore entrées en vigueur, nous les aborderons plus en détail dans le rapport relatif à l'exercice 2008.

2.1.4. La Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale (BRUGEL)

Le 14 décembre 2006, le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale a promulgué une ordonnance⁶ instituant une nouvelle autorité de régulation pour la Région de Bruxelles-Capitale: la Commission de Régulation pour le gaz et l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (BRUGEL).

Cette Commission, dont la mise en place s'est concrétisée par la nomination par le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale le 25 septembre 2007 des membres du Conseil d'Administration, est chargée des missions suivantes :

- 1° donner des avis, études ou décisions motivés et soumettre des propositions;
- 2° d'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, effectuer des recherches et des études relatives au marché de l'électricité et du gaz;
- 3° publier annuellement un rapport concernant les résultats du contrôle sur les rendements annuels d'exploitation des installations de cogénération de qualité;
- 4° faire des propositions d'adaptation des règlements techniques au Gouvernement et exercer un contrôle sur leur application;
- 5° établir les conditions des autorisations délivrées pour la construction de nouvelles lignes directes;
- 6° réceptionner et traiter les plaintes liées aux obligations de service public;
- 7° approuver, chaque année, le rapport sur le fonctionnement du marché des certificats verts et des garanties d'origine rédigé à l'attention du Gouvernement;
- 8° coopérer avec les régulateurs régionaux, fédéraux et européens des marchés de l'électricité et du gaz;
- 9° soumettre chaque année au Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale un rapport sur l'exécution de ses obligations, sur l'évolution du marché régional de l'électricité et du gaz et sur le respect des obligations de service public par le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs et spécialement en matière des droits des consommateurs résidentiels;
- 10° accomplir toutes les autres tâches qui lui sont confiées par les ordonnances et arrêtés, règlements et décisions du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale en matière d'organisation des marchés de l'électricité et du gaz ;
- 11° disposer d'un pouvoir de contrôle sur place et faire effectuer ces contrôles;

⁶ 14 décembre 2006. - Ordonnance modifiant les ordonnances du 19 juillet 2001 et du 1^{er} avril 2004 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz en Région de Bruxelles-Capitale et abrogeant l'ordonnance du 11 juillet 1991 relative au droit à la fourniture minimale d'électricité et l'ordonnance du 11 mars 1999 établissant des mesures de prévention des coupures de gaz à usage domestique.

- 12° publier ses avis, études et décisions, dans un délai de 21 jours, sauf en ce qui concerne les éléments pour lesquels la confidentialité est requise;
- 13° mettre à disposition des clients des outils d'information sur la situation du marché de l'électricité ainsi que sur les dispositions de la présente ordonnance, notamment sur la base des informations demandées périodiquement aux fournisseurs et gestionnaires de réseau de distribution.

BRUGEL est composée d'un président et de 4 administrateurs nommés par le Gouvernement pour un terme renouvelable de 5 ans. En cas de manquements graves à ses devoirs, un membre du conseil d'administration peut, sur proposition de la Commission, être révoqué par le Gouvernement. La commission est soumise au contrôle du Gouvernement par l'intermédiaire de deux commissaires du Gouvernement nommés et révoqués par le Gouvernement. Les commissaires du Gouvernement peuvent exercer un recours contre toute décision qu'ils jugent contraire à l'ordonnance, aux arrêtés d'exécution de l'ordonnance ou à l'intérêt général. Le recours est suspensif. Les commissaires exercent leur recours auprès du Gouvernement. Si le Gouvernement n'a pas statué dans un délai de quinze jours ouvrables prenant cours à dater de la suspension, la décision est définitive. L'annulation de la décision est notifiée par le Gouvernement à la Commission.

2.2. Principaux développements sur le marché de l'électricité et du gaz

2.2.1. Le marché de gros

2.2.1.1. Intégration du marché

a) Electricité

- *Participation de la CREG au forum pentalatéral de l'énergie*

La CREG a participé activement au forum pentalatéral de l'énergie constitué en 2007, qui regroupe les gouvernements, les régulateurs, les gestionnaires de réseau de transport et les bourses d'électricité de la région Centre-Ouest européenne⁷. Les réunions qui ont eu lieu dans ce cadre ont conduit à la signature d'un *memorandum of understanding* visant d'une part, la mise en œuvre d'un couplage de marchés basés sur les flux et, d'autre part, l'amélioration des conditions relatives à la sécurité d'approvisionnement.

⁷ Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, France et Allemagne.

- *Initiatives prises par les régulateurs en ce qui concerne l'intégration régionale des marchés de l'électricité*

Les régulateurs de la région Centre-Ouest européenne ont publié, en février 2007, leur plan d'action pour la période 2007-2009⁸, visant à accélérer le processus d'intégration régionale des marchés électriques. Ce plan énumère plusieurs domaines de priorités qui nécessitent une intervention et identifie des actions spécifiques avec un calendrier de mise en œuvre approprié. Ces domaines prioritaires concernent l'harmonisation et l'amélioration des mécanismes d'enchères explicites, la mise en œuvre d'un couplage des marchés organisés basée sur les flux, la mise en œuvre d'échanges transfrontaliers infra journaliers et d'ajustement, la mise en place d'une méthode commune de calcul des capacités d'interconnexion, la maximisation des capacités d'interconnexion, l'élaboration d'un plan régional d'investissement dans le réseau de transport, la transparence et la surveillance régionale des marchés.

Dans ce même contexte, et afin de permettre la mise en œuvre dans la région Centre-Ouest européenne des nouvelles lignes directrices relatives à la gestion des congestions (annexées au règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité), les régulateurs concernés ont publié leur rapport précisant les modalités relatives à la mise en œuvre du volet transparence de ces lignes directrices⁹. Ce rapport a été précédé d'une large consultation des acteurs du marché.

Le rôle d'ERGEG et des initiatives régionales reste très important en vue de promouvoir l'intégration des marchés. Il faut cependant noter qu'un pouvoir de marché important subsiste sur tous les marchés, et en particulier sur les marchés de la production et de l'ajustement. Il n'y a d'ailleurs pas d'intégration des marchés de l'ajustement.

- *Couplage des marchés belge, néerlandais et français*

Le couplage des marchés J-1 DAM (*Day Ahead Market*) entre la Belgique (Belpex), les Pays-Bas (APX) et la France (Powernext) a été couronné de succès en 2007 : les trois marchés n'ont en effet que rarement fonctionné de manière isolée, soit 1.7% du temps. Belpex a affiché les mêmes prix que Powernext pendant 88 % du temps et que APX pendant 73 % du temps. En 2007, les prix sur les trois marchés ont donc été relativement proches et peu élevés en moyenne, atteignant une valeur moyenne d'environ 41€/MWh.

⁸ Disponible sur <http://www.creg.be>

⁹ Disponible sur <http://www.creg.be>

Des rentes de congestion ont toutefois été observées lors de l'attribution de la capacité journalière sur les interconnexions. En 2007, le total de ces rentes s'est élevé à 43 millions d'euros. Ces rentes ont été très volatiles en 2007, avec l'apparition de valeurs très élevées durant certains jours.

L'amélioration de l'intégration des marchés, à la suite du couplage des marchés belge, français et néerlandais, n'a cependant pas eu comme conséquence une augmentation des importations nettes de la Belgique. En effet, les importations physiques nettes d'énergie électrique se sont élevées à environ 6,6 TWh en 2007¹⁰, soit une baisse de quelque 3,4 TWh par rapport à 2006. Cette évolution ramène les importations physiques nettes à un niveau comparable à 2005 (6,2 TWh). En 2007, les importations physiques brutes se sont élevées à environ 15,7 TWh contre 18,7 TWh en 2006. Les exportations physiques brutes se sont élevées quant à elles à 9,0 TWh en 2007 contre 8,6 TWh en 2006.

b) Gaz naturel

- *Initiatives prises par les régulateurs en ce qui concerne l'intégration régionale des marchés du gaz naturel*

En ce qui concerne l'intégration régionale des marchés du gaz naturel, les trois régions gazières, fondées au sein de l'ERGEG, ont poursuivi leurs activités, sous la direction des régulateurs, en supprimant les barrières au commerce et à la concurrence en vue d'accélérer l'intégration régionale des marchés gaziers.

Dans ce contexte, les régulateurs des marchés du gaz naturel de la région Nord/Nord-Ouest de l'Europe ont scellé, en octobre 2007, leur collaboration intensive par la signature d'un protocole d'accord, qui devrait, bien que légalement non contraignant, déboucher sur une mise en œuvre plus efficace, plus cohérente et plus coordonnée des décisions des régulateurs concernés. A cet égard, en 2007, l'accent a été mis sur la transparence, les règles d'ajustement, l'accessibilité des hubs et la capacité transfrontalière avec, comme priorité pour la CREG, la coordination, avec le régulateur français, du double processus d'open season et l'harmonisation des services de transport autour de l'interconnexion France-Belgique de Taisnières/Blaregnies. Cette harmonisation a entraîné un doublement du nombre de fournisseurs actifs à ce point d'injonction sur le marché français et un taux de réservation à court terme de 100% à court terme pour la capacité d'entrée disponible sur le marché français.

¹⁰ Source : ELIA – données provisoires, janvier 2008.

- *Interaction entre le marché belge et le marché de transit de gaz naturel : procédures contre la CREG*

Au niveau national, bien qu'exigée par la seconde directive gaz 2003/55/CE, la poursuite de l'intégration du marché belge et du marché de transit de gaz a continuellement été retardée, par tous les moyens, par les parties appartenant au groupe historique. Il convient à cet égard de rappeler notamment les différents recours introduits par Fluxys, Distrigaz et Distrigaz&C° d'une part, contre la décision de la CREG de mettre Fluxys et Distrigaz&C° en demeure de transférer les activités de transit de Distrigaz&C° vers Fluxys et, d'autre part, contre l'étude de la CREG relative à la valorisation de ce transfert¹¹. Ce n'est qu'à la date du 30 juin 2008, dans le cadre d'un communiqué de presse conjoint, que les deux protagonistes ont annoncé l'approbation, par leurs conseils d'administration respectifs, de la reprise proposée de Distrigaz&C° par Fluxys.

- *Liquidité du marché de gros*

La situation globale du marché de gros du gaz naturel, entendu comme étant le marché de la fourniture aux clients directs raccordés au réseau de Fluxys et aux points de prélèvement des réseaux de distribution, s'est à peine modifiée en 2007.

En Belgique, le marché de gros est en effet resté très concentré et caractérisé par un nombre très limité d'acteurs disposant d'une part de marché importante. Ainsi, seules trois entreprises de fourniture détenaient une part de marché de plus de 5% et comptabilisaient, ensemble, une part de marché agrégée de 99.4%.

Sur ce marché, l'opérateur historique a su maintenir sa position dominante en 2007, même si sa part de marché a continué à diminuer en 2007 : cette part s'est en effet élevée à 78.2% en 2007, soit une baisse -2.4% par rapport à 2006. Cette perte a surtout été rattrapée par Gaz de France, deuxième acteur principal sur le marché belge, lequel a affiché une part de marché de 15.2% en 2007. La part du groupe Suez-GDF s'est trouvée de ce fait à peine modifiée en 2007 : elle est passée de 93.6% à 93.4% en 2007. En 2007, le groupe disposait toujours d'un monopole de fait en Belgique. Le troisième acteur, par ordre d'importance, comptabilisait une part de marché de 6% en 2007.

2.2.1.2. Développement des bourses et hubs

a) Electricité

¹¹ Voir CREG, Rapport annuel 2007, point 2.6.3.2.

En 2007, le volume négocié sur la bourse belge d'électricité a atteint 7,6 TWh, ce qui représente près de 8.5% de la consommation belge d'électricité, estimée à 88.8 TWh en 2007. Durant l'année sous revue, le volume total acheté sur Belpex a atteint 6.8 TWh, contre 4.9 TWh pour le volume vendu. Cette différence entre le volume acheté et le volume vendu est précisément due au couplage des marchés et aux flux échangés avec la France et les Pays-Bas.

S'agissant de prix, le prix annuel moyen sur le marché Belpex s'est élevé à 41.8€/MWh en 2007 tandis que le prix mensuel moyen a fluctué entre 26 et 41€/MWh au cours des 9 premiers mois de l'année sous revue, avant de connaître une hausse sensible les 3 derniers mois de l'année (jusqu'à 87€/MWh en novembre).

A la suite de l'évolution observée des prix et des flux transfrontaliers entre les Pays-Bas, la Belgique et la France, la CREG a également entamé, en 2007, l'examen du fonctionnement de Belpex, après quasi un an de fonctionnement de la bourse d'électricité.

Sur le plan réglementaire, des modifications ont été apportées au règlement de marché de Belpex, visant notamment la création d'un nouveau type d'adhésion pour rendre l'accès au Belpex DAM plus attrayant pour les plus petits acteurs du marché.

Enfin, aucun signe, révélant une réorientation ou un « shift » vers des transactions moins transparentes de type OTC, n'a été identifié en 2007, compte tenu de la croissance des volumes échangés sur la bourse d'électricité et du nombre de participants (24 en fin d'année 2007).

b) Gaz naturel

Concernant le trading du gaz naturel sur le marché du gros en Belgique, les échanges s'opèrent principalement via des transactions de type OTC sur le hub de Zeebrugge. Ce hub coexiste néanmoins avec la bourse belge de gaz naturel, APX Gas ZEE, lancée en 2005.

- *Hub de Zeebrugge*

La liquidité du hub de Zeebrugge a continué à s'améliorer en 2007. Le nombre de membres du Hub de Zeebrugge a augmenté au cours de l'année 2007 : le hub comptait ainsi 70 membres en fin d'année 2007.

Le gestionnaire de réseau a augmenté son offre de services, en introduisant sur le marché, en

2007, le « Zee Platform Service », qui permet aux utilisateurs de ce nouveau service d'échanger du gaz naturel sans restriction de capacité entre les quatre points d'entrée de Zeebrugge. Cette étape du développement du hub de Zeebrugge devrait également promouvoir la concurrence entre fournisseurs sur le marché belge.

Cette amélioration progressive de la liquidité du hub de Zeebrugge devrait également se poursuivre durant cette année, à la suite notamment de la suppression, par le gestionnaire du réseau, en février 2008, des dernières restrictions de capacité sur le hub.

- *Bourse de gaz naturel*

S'agissant de la bourse belge de gaz naturel, APX Gas ZEE, lancée en 2005, l'année sous revue a été caractérisée par une hausse significative du volume négocié par rapport à l'année 2006. Cette amélioration de la liquidité de la bourse belge de gaz naturel peut s'expliquer par la hausse des engagements pris par les membres de la bourse, dans la mesure où les marchés du gaz naturel continentaux présentent des évolutions relativement similaires, s'inscrivent dans le processus de libéralisation et s'orientent vers plus de transparence. Les échanges observés sur la bourse belge de gaz naturel restent néanmoins moins importants que ceux observés sur le Hub de Zeebrugge. La bourse belge de gaz naturel ne disposait aussi que de 13 membres, comparés aux 70 membres du Hub de Zeebrugge.

2.2.2. Le marché de détail

- *Libéralisation totale du marché du gaz et de l'électricité*

En Belgique, la libéralisation du marché de l'énergie s'est déroulée en différentes étapes, variables selon le calendrier des régions et de l'Etat fédéral lui-même. L'année 2007 constitue toutefois un tournant à cet égard puisque, depuis le 1^{er} janvier, l'ensemble du marché belge du gaz et de l'électricité est libéralisé (en Flandre, cette libéralisation était déjà effective depuis le 1^{er} juillet 2003).

- *Changements de fournisseur*

En Flandre, en 2007, 5,59 % des consommateurs finals en électricité et 6,90 % en gaz ont choisi de souscrire un contrat avec un autre fournisseur (sur la base du nombre de points d'accès acquis). Les switches ont principalement lieu à des moments charnière (au terme d'anciens contrats) et sont stimulés par l'augmentation des prix et l'intérêt croissant qu'on y porte (e.a.

l'attention des média). Le changement de fournisseur est gratuit pour le consommateur final. Dès que le consommateur final s'est suffisamment informé et qu'il a trouvé le fournisseur de son choix, le consommateur final conclut un contrat de fourniture avec le fournisseur.

En Wallonie, pour le marché de la distribution de l'électricité, le nombre de clients signataires d'un contrat de fourniture n'a cessé de croître en 2007 pour *in fine* représenter un client sur 2. Parmi ces clients actifs, 4 sur 10 ont fait le choix d'un fournisseur autre que le fournisseur désigné pour leur zone. Pour le marché de la distribution du gaz, au 1^{er} décembre 2007, 52% des clients avaient signé un contrat (31% début 2007).

A Bruxelles, pour le marché de la distribution d'électricité, on relève quelques faits notoires :

- un bruxellois sur 10 a déménagé en 2007 ;
- une augmentation très importante des clients professionnels électricité(+ 50 %) suite aux conditions plus avantageuses de ce type de contrat pour des usages mixtes (professions libérales, etc...);
- 2.3 % des clients résidentiels électricité seulement ont changé de fournisseur, et cela est dû au type de contrat et au peu de fournisseurs présents sur ce marché ;
- 2.4 % des clients professionnels électricité seulement ont changé de fournisseur ;
- 2.5 % des clients résidentiels gaz seulement ont changé de fournisseur, et cela est dû au type de contrat et au peu de fournisseurs présents sur ce marché.

2.2.3. Les infrastructures

2.2.3.1. Développements dans les tarifs

a) Electricité

- *Evolution des tarifs de transport et de distribution*

Par rapport à 2006, les tarifs de transport (hors surcharges et hors TVA) ont entraîné une nouvelle baisse importante des coûts pour les utilisateurs du réseau. Cette baisse a varié entre 9,53% et 12,15% selon le niveau de tension considéré. Cette réduction des coûts a été continue depuis 2002, oscillant entre 52,77% et 54,35%.

Pour la distribution, les tarifs appliqués en 2007 se sont avérés, en moyenne, supérieurs de 2,31 % pour les clients domestiques (3.500 kWh) par rapport à l'année 2006. Les clients industriels bénéficient, néanmoins, d'une légère baisse de leurs tarifs de l'ordre de 0,5 % pour une

consommation de 1.250 MWh par an et de 1,8 % pour une consommation de 30 MWh par an. De façon générale aussi, les tarifs moyens de distribution demeurent sensiblement inférieurs à leur niveau de 2003, année où la CREG est devenue compétente pour les approuver et, le cas échéant, rejeter des coûts de nature à faire baisser les tarifs du réseau de distribution au profit du consommateur.

- *Introduction d'une nouvelle tarification pluriannuelle pour le transport*

Concernant les tarifs de transport d'électricité, l'année 2007 a, par ailleurs, été marquée par l'adoption de l'arrêté royal du 8 juin 2007¹², sur une proposition de la CREG¹³, qui a introduit un nouveau mode de tarification pluriannuelle.

Le nouveau régime garantit au gestionnaire de réseau de transport, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses tâches légales et une marge équitable pour la rémunération des capitaux investis dans son réseau. Le revenu de chaque année de la période régulatoire est scindé en coûts 'gérables', c'est-à-dire des coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau exerce un contrôle direct, et en coûts 'non gérables', lesquels sont énumérés dans l'arrêté royal précité du 8 juin 2007.

La différence la plus remarquable du nouveau régime de tarification pluriannuelle par rapport à l'ancienne tarification '*cost plus*' réside dans l'incitant offert au gestionnaire de réseau qui dope la rentabilité via le solde des coûts gérables : chaque année, la différence entre les coûts réels gérables et budgétés est octroyée au gestionnaire du réseau. La réduction de coût engrangée par le gestionnaire de réseau doit, à terme, entraîner des diminutions tarifaires pour les utilisateurs du réseau. Il est par ailleurs important de signaler qu'un incitant d'accroissement des investissements a été intégré. En effet, à compter du 1^{er} janvier 2008, au moment de la mise hors service d'immobilisations corporelles, la partie de la plus-value afférente à l'actif concerné provenant des actifs régulés initiaux peut être mise à charge du revenu total à couvrir par les tarifs, pour autant que les montants correspondant à cette plus-value soient comptabilisés comme une réserve d'investissement et partant, restent dans l'entreprise et puissent être utilisés comme source d'autofinancement.

Cette tarification est entrée en vigueur en janvier 2008 et s'appliquera jusqu'en 2011. Les tarifs de transport de l'année 2007 auront ainsi les derniers à être fixés sur une base dite '*cost plus*' pour

¹² Arrêté royal 8 juin 2007 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par le gestionnaire du réseau national de transport d'électricité, *Moniteur belge* 29 juin 2007.

¹³ Proposition (C)061005-CDC-190/28.

une période d'un an. L'introduction des nouveaux tarifs pluriannuels devrait assurer une plus grande stabilité et faciliter ainsi l'accès au réseau.

- *Modification du calcul du bonus / malus pour les tarifs de distribution*

S'agissant des tarifs de distribution, la modification majeure intervenue en 2007 réside dans le calcul du bonus / malus pour la réévaluation des tarifs de distribution de l'électricité de l'année antérieure. Dans plusieurs arrêts du 27 février 2007, la Cour d'appel de Bruxelles a critiqué l'ancienne manière de procéder de la CREG qui a dû se conformer à ces arrêts. Dorénavant, le résultat d'exploitation ne peut plus être distingué du bonus / malus. De plus, ce bonus / malus, qui doit s'établir par la différence entre le résultat découlant de l'application des tarifs approuvés par la CREG et le résultat budgété (marge bénéficiaire équitable), doit être pour moitié imputé au gestionnaire de réseau de distribution et pour moitié au consommateur final. La CREG s'est conformée à la jurisprudence de la Cour d'appel et a par conséquent appliqué ces principes pour la détermination des bonus / malus résultant de l'application des tarifs en 2006. Ces arrêts ont également eu un impact sur la manière dont les tarifs de 2008 ont été calculés, à la fin de l'année 2007. Pour différents motifs¹⁴, la CREG a néanmoins regretté cette évolution jurisprudentielle qui mènera nécessairement à des hausses tarifaires, en défaveur des consommateurs.

- *Arrêts concernant les tarifs de distribution*

Au-delà des arrêts précités de la Cour d'appel de Bruxelles, l'année 2007 a été marquée par la mise en cause, parfois fondamentale, de la réglementation sur les tarifs de distribution, par cette même juridiction. La Cour a, en effet, rendu plusieurs arrêts dans des litiges introduits par les gestionnaires du réseau de distribution à l'encontre de décisions tarifaires de la CREG. La Cour s'est, entre autres, montrée très ferme à l'égard de certaines compétences discrétionnaires de la CREG, faisant même naître la crainte que cette institution ne puisse plus remplir convenablement ses tâches légales. Ainsi, la CREG ne dispose pas, d'après la Cour, d'une compétence réglementaire unique en matière de fixation des règles d'amortissement ; elle est limitée dans sa compétence à déterminer la marge bénéficiaire ; elle doit accepter la comptabilité comme pierre angulaire de la tarification ; elle ne dispose que d'un pouvoir d'appréciation limité en ce qui concerne le caractère raisonnable des coûts ; et, concernant la distribution du gaz, elle ne peut plus évaluer le caractère raisonnable des coûts imposés par une autre autorité compétente.

¹⁴ Voir Rapport annuel 2007, n°2.8.1.

Ces arrêts ont inévitablement entraîné des augmentations tarifaires qui se sont fait sentir dès l'année 2008.

b) Gaz naturel

- *Evolution des tarifs de transport, de stockage et de distribution*

S'agissant du gaz naturel, en 2007 et après cinq années de baisse continue, il est apparu que les tarifs de transport se sont stabilisés et ont enregistré, par rapport à 2006, une hausse de 2%. Cette augmentation reste modérée au regard des investissements importants réalisés pour renforcer la prévention et la sécurité sur le réseau, couvrir la demande croissante de gaz et offrir de nouveaux services aux utilisateurs. Ce faible coût a d'ailleurs été confirmé par une étude externe¹⁵ selon laquelle Fluxys se situerait en dessous de la moyenne européenne pour les coûts du transport. Selon une autre étude d'ERGEG¹⁶, ces résultats devraient néanmoins être nuancés.

S'agissant des tarifs de stockage sous forme liquide, ils poursuivent leur baisse continue depuis 5 ans, en ayant diminué de 11 % entre 2006 et 2007. En revanche, le tarif de stockage de gaz en aquifère a augmenté de 9 % en raison des investissements dans l'extension du stockage de Loenhout destinés à augmenter le volume stocké (+17%) et la capacité d'émission (+25 %), et eu égard aux frais d'exploitation du projet de stockage à Poederlee.

Quant aux tarifs de distribution, ceux de 2007 se sont avérés, en moyenne, inférieurs de 3 % par rapport à 2006, pour les clients domestiques (22 MWh/an) et de 9 % pour les clients industriels (36.000 MWh et 12 MW en pointe). Les clients professionnels (2.300 MWh/an) subissent, en revanche, une hausse moyenne de 3 %. S'agissant tout particulièrement des clients domestiques, les tarifs de distribution demeurent, même, sensiblement inférieurs à leur niveau de 2004, année où la CREG est devenue compétente pour les approuver. Depuis 2004, la CREG a en effet rejeté d'importants montants de coûts, ce qui a entraîné, année après année, une diminution des tarifs du réseau de distribution au profit du consommateur.

- *Introduction d'une nouvelle tarification pluriannuelle pour le transport et nouveau mode de calcul du bonus / malus pour les tarifs de distribution du gaz naturel*

L'accès aux réseaux de transport du gaz naturel étant régi, sous certaines réserves, par les mêmes principes tarifaires généraux que ceux applicables en électricité, les modifications

¹⁵ Voir tableau 17.

¹⁶ 'Gas Transmission Tariffs. An ERGEG benchmarking report', 18 juillet 2007.

réglementaires introduisant une nouvelle tarification pluriannuelle de 4 ans à compter du 1er janvier 2008, sont également intervenues en 2007 pour le transport du gaz naturel¹⁷.

De la même manière, en ce qui concerne les tarifs de distribution, le calcul du bonus / malus a également subi une modification majeure suite aux arrêts de la Cour d'appel de Bruxelles du 27 février 2007.

Il est dès lors renvoyé aux développements consacrés à ce sujet dans le point relatif à l'électricité.

2.2.3.2. Investissements dans le réseau de transport

a) Electricité

Pour l'année 2007, on relèvera plusieurs décisions portant sur le renforcement du réseau de transport d'électricité. Ainsi, en janvier 2007, il a été décidé de renforcer l'interconnexion Belgique-France en portant la tension de la ligne Chooz (F) Monceau à 220 kV sur l'ensemble de sa longueur et en installant un transformateur déphaseur au poste de Monceau. Elia a également mis en service deux lignes à 150 kV (21 km entre Monceau - Thy-lechateau et 0,5 km entre Keerken - Lokeren Vijgenstraat) et renforcé une ligne à 150 kV (5 km entre Trivière - Ville-sur- Haine).

On note, par ailleurs, qu'en février 2007, les cinq régulateurs de la région Centre-Ouest ont publié leur plan d'action, pour la période 2007-2009, visant à accélérer l'intégration régionale des marchés électriques. Ce plan inclut l'élaboration d'un plan régional d'investissement dans le réseau de transport.

b) Gaz naturel

- *Le deuxième projet rTr*

S'agissant du gaz naturel, à l'interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne, la réalisation de la station de compression à Zelzate se trouvait dans sa phase finale, à la fin de l'année 2007. La pose d'une conduite supplémentaire au départ d'Eynatten a, cependant, connu d'importants retards de la part du gestionnaire du réseau de transport FLUXYS. Or, ce renforcement est

¹⁷ Arrêté royal du 8 juin 2007 relatif à la méthodologie pour déterminer le revenu total comprenant la marge équitable, à la structure tarifaire générale, aux principes de base en matière de tarifs, aux procédures, à la publication des tarifs, aux rapports annuels, à la comptabilité, à la maîtrise des coûts, aux écarts de revenu des gestionnaires et à la formule objective d'indexation visés par la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisation, M.B., 19 juin 2007.

important pour les activités de transit belges, de même que pour garantir l'approvisionnement national en gaz naturel pour l'avenir.

- *L'interconnexion Blaregnies/Taisnières*

En mars 2007, la CREG a, par ailleurs, décidé de créer un groupe de travail commun avec le régulateur français (CRE), en collaboration avec les gestionnaires des réseaux de transport de gaz belge (FLUXYS) et français (GRTgaz). L'objectif était d'améliorer l'accès vers la France via la Belgique. Ces perspectives de capacité de transport supplémentaire et les services proposés par la S.A. FLUXYS pour stimuler l'utilisation du réseau de transport ont contribué au doublement du nombre de transporteurs ayant souscrit de la capacité d'accès à Taisnières, passant ainsi de 6 à 12 au 1^{er} décembre 2007.

- *Extension des capacités de stockage*

Au cours de l'année 2007, la construction d'une quatrième cuve de stockage GNL et d'installations de regazéification supplémentaires s'est poursuivie au terminal GNL de Zeebrugge, pour être entrée dans sa phase finale. Cette nouvelle capacité est, cependant, déjà entièrement souscrite, de sorte qu'en décembre 2007, FLUXYS LNG a lancé une nouvelle *open season* portant sur une extension de la capacité de terminalling GNL. En fonction des résultats de cette consultation, une nouvelle capacité pourra être mise à disposition à partir de 2015-2016.

Concernant l'extension des capacités de stockage de Loenhout, on notera, par ailleurs, que les investissements ont débuté afin d'accroître cette capacité de 15 % pour la porter à un volume utile de 700 millions de m³ et d'étendre la capacité d'injection et d'émission. La mise en service de cette capacité supplémentaire est prévue pour le printemps 2010.

- *Etude relative à l'arrêt des investissements sur le marché du gaz L et conversion au gaz H*

Concernant les investissements dans le domaine du gaz naturel, il convient encore de noter l'étude réalisée par la CREG, en septembre 2007, en collaboration avec la S.A. FLUXYS, sur l'arrêt des investissements sur le marché du gaz L et la conversion au gaz H¹⁸. Cette étude a développé, sur un plan technique, des recommandations que la CREG avait déjà formulées dans la proposition de plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel 2004-2014¹⁹. En substance,

¹⁸ Etude (F)070913-CREG-691 (disponible sur www.creg.be)

¹⁹ Proposition (F)040923-CREG-369 (disponible sur www.creg.be).

dans cette proposition, il était préconisé de procéder à une conversion des clients finals du gaz L au gaz H pour obtenir de la capacité supplémentaire et ainsi parer au déficit en hausse de la capacité de pointe au sein du réseau de transport de gaz L prévue à partir de l'hiver 2008-2009. Dans l'étude du mois de septembre 2007, le potentiel, les modalités et les coûts d'une telle conversion ont été examinés, tandis que d'autres étapes s'inscrivant dans le cadre d'une étude plus globale de cette problématique y ont été annoncées. Ce plan par étape vise, entre autres, à informer les acteurs du marché, des zones qui, selon le gestionnaire du réseau de transport, sont susceptibles d'être les premières à être converties au gaz H.

- *Exemptions de l'article 22 de la directive gaz – Poederlee Gas Storage*

Enfin, il faut noter que les exemptions de l'article 22 de la directive 2003/55/CE ne sont pas appliquées en Belgique. Le seul cas à signaler est une demande de POEDERLEE GAS STORAGE (PGS) d'exemption de l'article 22 en ce qui concerne la méthodologie tarifaire et le droit d'accès à un site de stockage souterrain en nappe aquifère à Poederlee. La demande déposée par PGS, dont 25 % est détenu par FLUXYS et 75 % par GAZPROM, portait sur l'allocation de la capacité totale de stockage à GAZPROM pour une période de 25 ans. La CREG a formulé un avis négatif basé sur l'incertitude persistante quant au fait de savoir si PGS satisfaisait ou non aux critères qui selon la loi doivent être remplis pour pouvoir bénéficier d'une exemption de l'article 22. La CREG a également estimé que FLUXYS n'avait pas utilisé tous les moyens à sa disposition pour permettre le développement de l'installation de stockage de Poederlee sans faire appel à l'article 22. Entre-temps, le projet a été interrompu car, d'après la S.A. FLUXYS, il s'est avéré qu'il ne répondait pas aux critères économiques envisagés.

2.2.3.3. Allocation de capacité

a) Electricité

- *Réaménagement de la répartition des capacités allouées sur l'interconnexion Belgique-France*

Au cours de l'année 2007, le Comité de direction de la CREG a autorisé un réaménagement de la répartition des capacités allouées sur les différentes périodes de temps, au profit de la capacité journalière, pour l'interconnexion Belgique-France²⁰. En avril 2007, le Comité de direction a, par ailleurs, adopté une décision autorisant la mise en place d'un mécanisme d'allocation infra-

²⁰ Décisions (B)070412-CDC-677 et (B)071122-CDC-729 (disponibles sur www.creg.be).

journalier sur l'interconnexion Belgique France a été mis en place²¹.

- *Refus de modifier les règles pour les enchères mensuelles et annuelles*

En décembre 2007, la CREG a refusé la proposition du gestionnaire du réseau de transport ELIA de modifier des règles pour les enchères mensuelles et annuelles de la capacité disponible, au motif qu'elle ne constituait pas une amélioration par rapport à la version précédente des règles d'enchères²². En particulier, les conditions de suspension ainsi que la limitation de la responsabilité du gestionnaire de réseau étaient jugés inacceptables.

- *Annonce par ELIA d'une diminution des capacités minimales garanties par les GRT sur l'interconnexion avec la France*

Enfin, en décembre 2007, ELIA a notifié la capacité minimale garantie que les gestionnaires de réseaux s'engageaient à allouer tout au long de l'année 2008 sur l'interconnexion avec la France, à savoir 1600 MW dans le sens France-Belgique, ce qui correspond à une diminution de 100 MW par rapport à la valeur minimale pour l'année 2007, et à 600 MW dans le sens Belgique-France.

Par un communiqué de presse, la CREG a dénoncé cette diminution des capacités minimales que les gestionnaires de réseaux s'engagent à allouer tout au long de l'année 2008, alors que l'interconnexion a été renforcée en 2007 et que d'autres renforcements sont en cours. Dans le sens Belgique-France, la capacité garantie est de 600 MW seulement, alors que la capacité physique de l'interconnexion est de 5000 MW environ. La CREG considère que la méthode de calcul des capacités utilisée est peu transparente et craint qu'elle ne soit discriminatoire et en contradiction avec le règlement européen 1228/2003 et son annexe, notamment en reportant des congestions internes sur les frontières.

En conséquence, la CREG a demandé au gestionnaire de réseau de lui fournir, pour le 1^{er} mars au plus tard, la méthode de calcul et tous les éléments qui ont permis d'établir les valeurs de 1600 MW et de 600 MW. La CREG a également demandé à Elia de tout mettre en œuvre pour respecter l'ancienne valeur de 1700 MW, notamment durant l'été 2008, et d'étudier, pour le 1^{er} mars 2008, les modalités de mise en œuvre, de manière exceptionnelle, d'un redispatching préventif.

²¹ Décision (B)070412-CDC-678 (disponible sur www.creg.be).

²² Décision (B)071211-CDC-733 (disponible sur www.creg.be).

b) Gaz naturel

Malgré les résultats positifs des *open seasons* et le fait que plusieurs initiatives d'investissements soient sur le point d'être réalisées, le gestionnaire du réseau de transport. FLUXYS n'est pas parvenu, en 2007, à combler son retard pour proposer, en temps utiles, de nouvelles capacités de transport. Les retards et révisions d'importants projets d'investissement ont eu pour conséquence que les affréteurs n'ont pas pu souscrire des capacités d'entrée supplémentaires, de sorte qu'une situation de congestion contractuelle est apparue sur le marché du gaz naturel en Belgique. Cette situation de congestion prévaut tant pour le marché national du transport que pour les activités de transit. Ainsi, l'approvisionnement en gaz naturel supplémentaire en provenance d'Allemagne, via Eynatten et Zelzate, sera entravé tant que le projet de deuxième conduite rTr n'aura pas été réalisé. Cette situation fait apparaître les limites du système d'allocation (FCFC) "*First Come First Committed*" actuellement utilisé en Belgique et témoigne de la nécessité d'un système alternatif permettant un meilleur équilibre entre les allocations à long et à court termes correspondant aux besoins des utilisateurs du réseau.

Sur la base des développements actuels, la capacité disponible devrait à nouveau être suffisante en 2012, même si des incertitudes continuent de subsister après cette date. D'ici là, une politique de congestion adaptée devra, de toute manière, être mise en œuvre. La CREG a reproché, à de multiples reprises, à la S.A. FLUXYS qu'elle tardait à réaliser ces investissements et à mettre en œuvre une politique de congestion adaptée. Ces exhortations n'ont toutefois pas donné les résultats escomptés, du moins à court terme.

2.2.4. Régulation / dégroupage

- *Rôle de la CREG*

En 2007 deux modifications sont survenues dans les compétences de la CREG :

- Elle peut désormais, dans des circonstances exceptionnelles, décider d'office de réviser les règles du revenu total nécessaire à l'exécution des obligations légales et réglementaires incombant au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, au gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et au gestionnaire d'installation de GNL (loi du 21 décembre 2007, Moniteur belge du 31 décembre 2007)
- La CREG doit désormais transmettre chaque année au Ministre de l'Énergie et au gestionnaire du réseau de transport un rapport motivé indiquant si les prix offerts au

gestionnaire du réseau de transport pour les fournitures de services auxiliaires sont manifestement déraisonnables ou non (loi du 16 mars 2007, Moniteur belge du 26 mars 2007). Auparavant, si elle constatait que les prix offerts au gestionnaire du réseau de transport d'électricité pour les fournitures de services auxiliaires n'étaient pas conformes aux pratiques européennes, elle devait saisir le Conseil de la concurrence.

- *Sanctions imposées par la CREG*

La CREG a, à plusieurs reprises en 2007, actionné la procédure d'amende administrative prévue aux articles 31 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et 20/2 de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations, notamment dans le cadre des obligations imposées aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en matière tarifaire. Ces dossiers n'ont cependant pas débouché sur l'imposition d'amende.

- *Rôle de la CREG dans le cadre de la désignation du gestionnaire du réseau de transport*

L'article 15/14, §2, de la loi gaz investit notamment la CREG d'une mission de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements relatifs au marché du gaz naturel. Cette mission de surveillance et de contrôle implique notamment l'obligation pour la CREG d'examiner, dans quelle mesure le gestionnaire du réseau respecte en pratique les obligations reprises dans la loi gaz, y compris les conditions de dégroupage.

En 2007, il n'y avait pas encore de gestionnaire du réseau désigné à titre définitif mais FLUXYS était le gestionnaire du réseau provisoire, désigné de plein droit. Ce statut implique notamment que seul un nombre limité de conditions de dégroupage doivent être remplies en comparaison avec le gestionnaire du réseau désigné à titre définitif.

Dans le cadre de la désignation du gestionnaire du réseau définitif, l'article 8 de la loi gaz stipule que la CREG doit d'abord rendre un avis en la matière au Ministre. En juin 2007, la CREG a effectivement rendu un tel avis, après que Fluxys eut posé sa candidature aux fonctions de gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel ou gestionnaire d'installation de GNL²³. Suite à son examen, le Comité de direction de la CREG a donné un avis défavorable en ce qui concerne la désignation de FLUXYS comme gestionnaire de l'installation de GNL. Il a par contre donné un avis favorable, sous certaines

²³ Avis (A)070628-CDC-697.

conditions, en ce qui concerne la désignation de FLUXYS comme gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel.

A ce jour, le Ministre n'a pas encore désigné un gestionnaire du réseau à titre définitif. Il est vrai que la loi gaz ne prévoit pas de limite spécifique dans le temps pour la désignation d'un gestionnaire de réseau définitif.

- *Dégrouper ('unbundling')*

Transport de gaz :

Fluxys, en tant que gestionnaire provisoire du réseau de transport de gaz naturel, est juridiquement séparée de Distrigaz depuis 2001, mais toutes deux ont une structure actionnariale identique (Suez/Tractebel 57.25%, Publigaz 31.25%, le reste étant coté en bourse). A la suite de la fusion et des engagements repris dans la décision européenne, la structure actionnariale subira des modifications fondamentales dans les deux entreprises. Conformément au paragraphe 53 de ces engagements, Suez-Gaz de France et Publigaz "détiendront chacun une participation identique en Fluxys correspondant au maximum à 45% du capital de cette société, le reste – hormis la golden share – étant coté en bourse". En 2007, la fusion ne fut toutefois pas encore réalisée et la modification de la structure actionnariale de FLUXYS n'a pas eu lieu jusqu'à présent.

Distribution électricité et gaz:

En ce qui concerne le dégroupage au niveau de la distribution, il n'y eut pas de grands changements en 2007. Les changements les plus importants dans ce domaine ont eu lieu en 2006.

Le gouvernement flamand a toutefois, en conséquence de la tendance à la création de « sociétés d'exploitation » par des gestionnaires de réseau de distribution, imposé, en juillet 2007, les conditions légales auxquelles les gestionnaires du réseau de distribution peuvent recourir à ce type de sociétés. Celles-ci se basent sur le principe selon lequel les sociétés d'exploitation doivent satisfaire les mêmes exigences d'indépendance que les gestionnaires de réseau eux-mêmes.

2.2.5. Sécurité d'approvisionnement

2.2.5.1. Développement des investissements

- *Production d'électricité*

La capacité de production totale installée s'est élevée à 16.363 MW en 2007, contre 16.150 MW en 2006²⁴.

S'agissant des perspectives d'investissements en unités de production pour la période 2008-2012, 990 MW sont en cours de construction, 2.509 MW sont autorisés²⁵ et 1.821 MW sont planifiés²⁶.

En septembre 2007, la CREG a réalisé de sa propre initiative une étude relative à la sous-capacité de production d'électricité en Belgique²⁷. L'étude attire l'attention sur le risque accru dans les années à venir de ne plus pouvoir couvrir en permanence toute la demande belge d'électricité auquel la Belgique risque d'être confrontée. A titre d'exemple, dans le scénario principal, l'étude prévoit pour 2012 un besoin en capacités supplémentaires de production de 2.000 MW en unités de base. L'étude met en évidence, dans ce cadre les possibles conséquences du manque de capacités et recommande diverses mesures à court et moyen terme.

Enfin, la première étude prospective "électricité" 2008-2017²⁸, établie par la direction générale de l'Energie du Service fédéral Economie, n'a pas encore été publiée au moment de l'élaboration du présent rapport annuel. Il en va de même pour l'étude prospective "gaz".

- *Capacité de stockage*

En 2007, la CREG a rappelé l'important déficit du marché belge en capacité de stockage, notamment dans son avis²⁹ relatif à la demande de Poederlee Gas Storage visant à obtenir une dérogation relative à la méthodologie tarifaire et au droit d'accès à un site de stockage souterrain en aquifère situé à Poederlee.

Seule l'extension de la capacité de stockage souterrain de Loenhout a débuté en 2007.

Les nouveaux investissements consentis à Loenhout visent à accroître, sur la période 2008-2011, la capacité de stockage de 15% pour la porter à un volume disponible pour le marché de 700 millions m³ et à étendre la capacité d'injection et d'émission. La mise en service de cette capacité supplémentaire est prévue pour le printemps 2010.

²⁴ Service Public fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Données provisoires.

²⁵ Ces 2.509 MW sont autorisés mais leur construction n'a cependant pas encore commencé. Il s'agit de projet pour lesquels une concession domaniale (éolien off shore) ou une autorisation de production (autres centrales de plus de 25 MW) a été octroyée.

²⁶ Pour lesquels une demande d'autorisation ou de concession domaniale est toujours en cours de traitement.

²⁷ CREG, Etude (F) 070927-CDC-715.

²⁸ La loi du 1^{er} juin 2005 a remplacé dans la loi électricité le programme des moyens de production d'électricité, dont l'élaboration était confiée à la CREG, par une étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité, dite étude prospective, à établir par la direction générale de l'Energie.

²⁹ CREG, Avis (A)0704419-CDC-683

Par ailleurs, les études sismiques réalisées en mai 2007 afin d'envisager la possibilité d'un nouveau stockage à Poederlee n'ont débouché sur aucune décision visant la construction d'un deuxième site de stockage souterrain. En effet, ce projet d'investissement n'a pas pu répondre aux critères économiques que le gestionnaire de réseau avait fixés, ce qui a amené ce dernier à mettre un terme à ce projet d'investissement.

- *GNL*

La construction d'une quatrième cuve de stockage GNL et d'installations de regazéification supplémentaires au terminal GNL de Zeebrugge est entrée dans sa phase finale en 2007. Cette extension permettra de doubler la capacité d'émission en 2008 et de la faire passer de 4.5 à 9 milliards de m³ (n)/an. Cette extension est le résultat d'une open season réalisée en 2003-2004.

La capacité totale du terminal (slots, stockage, émission) de stockage GNL est d'ores et déjà souscrite pour plusieurs années par trois affréteurs. La mise en service de la nouvelle capacité est prévue dans le courant de cette année.

En 2007, Fluxys GNL a également lancé une nouvelle *open season* portant sur une extension de la capacité terminalling GNL. En fonction des résultats de ce processus, une capacité supplémentaire pourra être offerte à partir de 2015-2016.

- *Investissements dans le réseau de transport de gaz naturel*

Bien que les *open seasons* aient donné des résultats positifs et que plusieurs initiatives d'investissements soient dans les starting-blocks, le gestionnaire de réseau de transport est difficilement parvenu à proposer, en temps voulu, de nouvelles capacités de transport.

En 2007, les retards et révisions d'importants projets d'investissements ont eu (et continuent à avoir) pour conséquence que les affréteurs n'ont pas toujours été en mesure de souscrire des capacités d'entrée supplémentaires.

Des situations de congestion contractuelles ont par conséquent été observées, tant pour le marché national que pour les activités de transit.

La CREG a souligné, à de multiples reprises, le retard accusé dans la réalisation des investissements dans le réseau de transport et la nécessité de mettre en oeuvre une politique de congestion adaptée. Ceci n'a toutefois pas donné les résultats escomptés.

Ainsi, par exemple, l'absence d'un possible approvisionnement supplémentaire en gaz naturel à

Eynatten, en provenance d'Allemagne, continuera à constituer une barrière à l'entrée sur le marché belge du gaz naturel, tant que le deuxième projet rTr n'aura pas été réalisé dans son entièreté. Ce renforcement est important pour les activités de transit belges mais est aussi nécessaire pour garantir l'approvisionnement national en gaz naturel à l'avenir.

- *Investissements dans le réseau de transport d'électricité*

En ce qui concerne les principales extensions du réseau de transport en 2007, le renforcement d'une liaison sur 220 kV entre Monceau (B) et Chooz (F) a été achevé avec la mise en service du transformateur à réglage transversal à Monceau.

En fonction de la solution apportée aux problèmes techniques survenus inopinément, la mise en service des trois transformateurs à réglage transversal est par ailleurs prévue pour la fin 2008 sur le réseau belge 380 kV à la frontière avec les Pays-Bas. Ces transformateurs permettront de mieux maîtriser les flux en Belgique (Nord – Sud et Sud – Nord) afin d'améliorer la sécurité du réseau et de libérer davantage de capacité d'interconnexion.

En fonction de l'évolution du niveau d'importation, un certain nombre de batteries de condensateurs et de transformateurs 380/150 kV seront également ajoutés afin de rendre la Belgique plus indépendante du parc de production local.

Enfin, le renforcement à long terme d'une ligne interne 380 kV entre Gramme et Massenhoven, ainsi que la réalisation d'une nouvelle liaison entre les Ardennes (B) et Lotharingen (F) sont également examinés afin d'augmenter le potentiel de transactions entre la France et la Belgique.

2.2.5.2. Diversification des sources et des routes

- *Electricité*

En 2007, l'énergie électrique produite à partir du nucléaire a représenté un peu plus de 55% de l'énergie électrique totale produite par les unités de production connectées au réseau d'ELIA. La part correspondante pour le gaz naturel s'est quant à elle élevée à près de 31%.

En termes de capacité, le nucléaire et les TGV et turbines à gaz ont représenté, en 2007, respectivement près de 37% et 26% de la capacité installée totale des centrales connectées au réseau d'Elia.

S'agissant enfin des incitants prévus pour promouvoir la production d'électricité, l'article 7 de la loi électricité prévoit plusieurs mesures de soutien centrées sur la promotion des énergies

renouvelables. Dans cette optique, il convient notamment de mentionner la mise en place d'un mécanisme de certificats verts pour l'énergie verte produite par les éoliennes en mer du Nord, le financement partiel par Elia du coût du câble sous-marin destiné aux éoliennes en mer du Nord, le mécanisme de soutien au profit des titulaires de concessions domaniales, dont les écarts de production sont plus importants en raison des aléas liés à la source éolienne et les mesures de soutien en cas de retrait de concessions domaniales, pour des motifs étrangers à une forme de négligence dans le chef du concessionnaire.

Différentes mesures de soutien existent également au niveau régional, dont notamment des régimes de certificats verts.

- *Gaz naturel*

La Belgique demeure entièrement dépendante des importations de gaz naturel.

Les fournisseurs peuvent toutefois choisir parmi différents points d'entrée en vue de l'approvisionnement de leurs clients en gaz H. Les consommateurs de gaz L sont pour leur part approvisionnés directement depuis les Pays-Bas ou indirectement via le point d'interconnexion Blaregnies avec la France³⁰.

Le gaz naturel est principalement importé depuis la zone d'entrée de Zeebrugge, où se situe également le hub pour les activités de trading à court terme. 42% de la demande belge de gaz naturel est ainsi satisfaite via Zeebrugge, si l'on tient compte des importations de GNL.

L'importance relative du GNL dans l'approvisionnement belge a néanmoins considérablement diminué en 2007, sous l'effet notamment de l'arrivée à échéance du contrat d'approvisionnement historique conclu avec l'Algérie et du nouveau contrat d'approvisionnement, relativement moins important, conclu avec le Qatar.

L'approvisionnement en gaz naturel depuis les zones d'entrée situées à l'est a progressé en 2007 (16.6.% 13.3% contre pour 2006) et devrait, compte tenu des signaux du marché, continuer à évoluer à la hausse.

Enfin, les fournisseurs actifs sur le marché belge disposent d'un portefeuille d'approvisionnement différencié au sein duquel les contrats de long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel constituent de loin l'élément principal.

³⁰ Il convient de rappeler que pour ce qui concerne particulièrement le marché du gaz L, un arrêt des investissements est en vigueur jusqu'à nouvel ordre.

2.2.6. Conclusions générales en ce qui concerne le cadre légal

En 2007, la CREG a adopté une série d'initiatives visant à améliorer la législation existante, relatives notamment à la promotion de la concurrence sur les marchés, à l'ouverture de l'accès aux réseaux et au renforcement de la sécurité d'approvisionnement.

La CREG a par ailleurs à maintes reprises souligné la nécessité de lui attribuer les pouvoirs et moyens nécessaires pour mettre pleinement en œuvre les directives européennes et notamment, la mission octroyée aux régulateurs visant à assurer une concurrence effective et un fonctionnement efficace des marchés de l'électricité et du gaz naturel, et ceci, notamment en exerçant une surveillance continue des activités soumises à la concurrence, aussi bien sur le plan de la formation des prix que sur le plan des pratiques et comportements rencontrés sur le terrain. L'adoption de la loi du 8 juin 2008 portant des dispositions diverses marque un signal positif dans ce sens vu qu'elle prévoit un renforcement des compétences et des droits du régulateur, en le chargeant de la surveillance de la transparence et de la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, du contrôle des prix sur ces marchés, des intérêts essentiels des consommateurs ainsi que de l'exécution correcte des obligations de service public par les entreprises concernées. Ces avancées réglementaires s'inscrivent d'emblée dans la lignée des propositions prévues dans le troisième paquet législatif européen en cours d'examen.

2.3. Principaux dossiers traités par les régulateurs

2.3.1. La CREG

Vu qu'il n'est pas possible de dissocier dans le point 2.2. le rôle spécifique de la CREG qui fait l'objet des questions du point 2.3., le lecteur est invité à se référer aux réponses du point 2.2.

S'agissant du marché de détail et de la protection du consommateur, les compétences de la CREG sont relativement limitées puisque, notamment, le contrôle de ce marché relève de la compétence des régions. De plus, en ce qui concerne l'évolution des prix sur le marché de détail, aucune ventilation des prix moyens du gaz et de l'électricité n'a pu être établie pour la Belgique en 2007 puisque les données d'Eurostat n'étaient pas encore disponibles pour cette année.

Ceci étant, le contrôle des coûts des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution et l'approbation de leurs tarifs confèrent, assurément, à la CREG un rôle essentiel dans la protection du consommateur. Au cours de l'année 2007, ce ne sont pas moins de 51 décisions qui ont été

adoptées par le Comité de direction pour exercer cette compétence³¹.

Sur le prix du gaz et de l'électricité, la CREG se charge également de prélever la cotisation fédérale et veille aussi à la correcte application des tarifs spécifiques pour les clients protégés. Au cours de l'année 2007, la CREG a continué de mener à bien ces missions.

Il convient encore de noter l'étude menée par la CREG³², à la demande du Ministre de l'Energie, sur les causes et conséquences de la hausse des prix du gaz et de l'électricité qui avait été annoncée par ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS S.A. le 15 juin 2007, et sur les mesures pour y remédier. L'étude de la CREG du 27 juillet 2007 a conclu que les raisons invoquées par Electrabel pour l'augmentation du prix du gaz naturel (+ 17 %) étaient souvent, mais pas toujours, pertinentes. En outre, cette étude a souligné que, lors de la libéralisation totale du marché à Bruxelles et en Wallonie, le 1^{er} janvier 2007, des éléments indiquaient que Electrabel Customer Solutions avait fixé des prix du gaz naturel très bas, dont l'intention pouvait être d'éliminer les concurrents du marché ou de créer une barrière à l'entrée (*predatory pricing*). Faute de compétence en matière de surveillance et d'intervention, d'une part, et de collaboration de Distrigas S.A., d'autre part, la CREG n'a pas pu prouver d'éventuels abus de position dominante. L'objectif de l'étude de la CREG du 27 juillet 2007 était néanmoins de permettre à d'autres instances, également en charge de cette problématique, comme le Conseil de la Concurrence, de s'inspirer des constats et conclusions de cette étude pour mener à bien leurs propres investigations. De plus, ce cas de figure a permis à la CREG d'insister davantage sur la nécessité de se voir confier la mission d'établir un monitoring permanent des marchés de l'électricité et du gaz. Un pas important sera réalisé en ce sens avec la loi-programme du 8 juin 2008.

On notera, enfin, l'intervention quotidienne de la CREG pour traiter, sur une base volontaire, les questions posées par les consommateurs sur les difficultés suscitées par la libéralisation du marché du gaz et de l'électricité. A défaut de la mise en place du service de médiation, pourtant créé par la loi du 16 mars 2007, la CREG doit, dans la plupart des cas, inviter les consommateurs à adresser leurs questions au Service d'information du Service Public Fédéral Economie.

2.3.2. La VREG

2.3.2.1. Missions de la VREG dans le cadre de la libéralisation du marché de l'énergie

³¹ Rapport annuel 2007, annexe pp. 61 et s.

³² Etude (F)070727-CDC-704 (disponible sur www.creg.be). Un communiqué de presse n°56 résumant l'étude est également disponible sur <http://www.creg.be/pdf/Presse/2007/compress01082007fr.pdf>.

En Flandre, le marché de l'énergie est totalement libéralisé depuis le 1^{er} juillet 2003.

En tant qu'autorité de contrôle, la VREG entend faciliter l'instauration et la mise en œuvre de processus permettant un fonctionnement correct et efficace du marché, renforcer la concurrence et jouer un rôle directeur en évaluant le fonctionnement du marché et en le corrigeant le cas échéant. Des discussions avec des gestionnaires de réseau et des fournisseurs ont révélé un besoin d'analyse macro-économique du marché de l'énergie et la nécessité d'analyser certains obstacles qui empêchent son fonctionnement efficace.

Ces besoins ont incité au lancement d'une étude de modèle de marché, dont le premier résultat a été le document consultatif publié par la VREG au début de l'année 2006 et qui s'intitulait: « Vers un modèle de marché pour le marché flamand de l'énergie ». Cette étude, qui a été réalisée avec la collaboration d'un partenaire académique et théorique important, présente une première vue d'ensemble de l'organisation du marché flamand de l'énergie et inclut une description des difficultés auxquelles les fournisseurs et gestionnaires de réseaux doivent actuellement faire face³³.

La VREG attribue, par ailleurs, des certificats d'électricité verte et de cogénération à des installations respectivement basées sur l'énergie renouvelable et la cogénération (cogénération qualitative mise en service après le 1^{er} janvier 2002). Actuellement, la Flandre compte 100 installations utilisant la cogénération.

La VREG met ainsi en œuvre la politique de certificats verts et de cogénération et traite les demandes individuelles, facilite le marché des certificats grâce à une diffusion d'informations (statistiques sur le site Web), participe aux plateformes de concertation pour la promotion des sources d'énergie renouvelable et de cogénération (par exemple, les plateformes cogénération et cogénération bio) et reçoit des visiteurs ayant des questions spécifiques pour des dossiers complexes. La VREG intervient aussi comme régulateur de litiges pour des problèmes de raccordement, avec une vision qui doit préparer les réseaux à une production plus décentralisée, par exemple, pour de nouvelles prescriptions en matière de raccordement : les gestionnaires de réseau demandent qu'une certaine attention soit accordée aux caractéristiques techniques d'une production décentralisée, de manière à ce que celle-ci puisse constituer un support du réseau.

Pour préparer l'arrivée de nombreux petits producteurs, la VREG diffuse également des informations sur le site Web, publie des formulaires de demande de certificats adaptés à des installations de petite taille (par exemple photovoltaïques et, dans le futur, également de micro-

³³ Sur les suites réservées à cette étude, cfr infra, b).

cogénération), participe à des séminaires destinés aux installateurs, notamment pour prodiguer des conseils pratiques au sujet des étapes administratives à suivre pour pouvoir bénéficier d'une installation.

Au niveau international (Association of Issuing Bodies), la VREG participe à des concertations pour une mise en œuvre efficace, entre autres, des "GO for heat" ou pour le commerce international de ces GO.

2.3.2.2. Etat d'avancement du projet de « modèle de marché pour le marché flamand de l'énergie »

Après la mise en œuvre de la première phase du modèle de marché par la VREG, en collaboration avec un consultant extérieur, une phase de consultation a été lancée. Les entreprises du secteur énergétique ont réagi aux constatations de la première phase³⁴.

Sur la base de ces réactions, la VREG a, le 21 novembre 2006, adressé un avis au Ministre flamand de l'Énergie de l'époque, Monsieur Kris Peeters³⁵. Ce dernier a chargé la VREG de poursuivre l'étude en collaboration avec le secteur de l'énergie, qui devait s'y engager. La mise au point d'accords sur l'approche et le financement de l'étude et la sélection d'un consultant chargé d'accompagner l'étude se sont étalés sur une grande partie de 2007.

La deuxième phase a commencé en octobre 2007, sous l'égide d'un comité de projet et a, en pratique, été subdivisée en quatre trajets de travail:

- Le premier trajet, intitulé « Description du modèle de marché actuel », devait établir une image définie en commun de l'organisation actuelle du marché. Par "organisation de marché" ou "modèle de marché", il convient d'entendre "l'ensemble du cadre réglementaire (aux niveaux européen, fédéral et régional), les accords conclus au sein du secteur (formellement au sein de l'organe UMI, mais également de manière plus informelle) et les courants contractuels et financiers qui déterminent le fonctionnement du marché à côté des flux physiques et d'informations". Par le caractère quelque peu organique du modèle de marché actuel, chaque entreprise active sur ce marché dispose certes de son propre regard sur le fonctionnement du marché, mais une vue d'ensemble fait défaut, élaborée

³⁴ Il est encore possible de consulter ces textes (en néerlandais) sur http://www.vreg.be/nl/03_algemeen/06_consultatie/02_afgesloten/01_marktmodel.asp.

³⁵ *Advies van 21 november 2006 met betrekking tot de voortzetting van de studie "Naar een marktmodel voor de Vlaamse energiemarkt" en reacties uit de consultatieronde over de eerste fase van deze studie* ». L'avis rédigé en néerlandais peut être consulté sur <http://www.vreg.be/vreg/documenten/adviezen/ADV-2006-4.pdf>.

dans un cadre de définition commun. Enfin, le premier trajet devait établir une liste des problèmes qui affectent le modèle de marché actuel.

- Ensuite, le deuxième trajet, intitulé « Rôles du marché », devait être entamé pour formuler une solution aux principaux problèmes inventoriés. Ce trajet est axé sur l'élimination, le cas échéant, des éléments flous ou ambigus dans le modèle existant (par exemple lorsque les rôles du marché ne sont pas encore définis de manière suffisamment claire ou lorsque plusieurs possibilités sont encore proposées pour une même action / un même rôle) en optant pour une solution efficace au niveau du marché. La possibilité est donnée ici de rendre le modèle de marché actuel plus simple et plus efficace d'un point de vue macro-économique, en collaboration avec les acteurs du marché. L'on vise ici une diminution des coûts qui doit pouvoir conduire, en fin de compte, à une diminution du prix facturé à l'utilisateur final. En effet, la consultation après la première phase a mis en évidence l'existence d'un soutien plus important pour l'amélioration du modèle de marché existant que pour l'élaboration d'un nouveau modèle de marché.
- Les trajets 3 (concernant la qualité des données) et 4 (concernant des compteurs intelligents) ont également été lancés dès le début de cette phase. Le trajet 3 « Nettoyage des données » vise à convenir d'une solution pour résoudre et éviter la pollution des fichiers de données. En outre, il s'avère nécessaire de progresser rapidement par l'introduction des processus de contrôle nécessaires.
- Le trajet 4 intitulé « Infrastructure de mesure » est un processus d'étude visant à contribuer à une évaluation permettant de savoir si l'implémentation de « compteurs intelligents » est ou non souhaitable et réalisable. De façon concrète, sa faisabilité doit être fondée d'un point de vue technique et économique.

Parallèlement à cette étude, menée par la VREG et les entreprises actives dans le secteur de l'énergie, la VREG a également élaboré un trajet des acteurs du marché, pour informer les représentants des clients et les impliquer dans l'étude. La nature technique et détaillée des discussions menées dans le cadre des trajets a en effet rendu irréaliste la participation aux trajets de ces représentants.

Quelle est la situation actuelle de l'étude ?

La réalisation de l'objectif du trajet 1 s'est avérée beaucoup plus difficile que ce que l'on ne le pensait et espérait initialement. L'on n'a quasiment pas pu s'appuyer sur la documentation existante, et la « confusion de langage » lors de l'élaboration d'une vision commune du modèle de marché s'est avérée plus importante que prévu. Le nombre de sessions prévues a été largement dépassé et, jusqu'à présent, l'objectif n'a été réalisé que pour les processus considérés comme les

plus problématiques.

Le fonctionnement du trajet 3 s'est également déroulé différemment que prévu. La qualité des données dépend étroitement des processus et banques de données d'entreprise et des processus du marché. Les systèmes d'entreprise ne pouvaient cependant pas être analysés dans le cadre de cette étude et l'attention a donc été axée sur les processus de données comme source des problèmes de données. Cette situation a conduit à une liste de problèmes, complémentaire à celle élaborée au sein du trajet 1.

Le trajet 4 a été le processus le plus autonome et le plus clair. Une vision commune a été développée quant aux possibilités pouvant être intégrées aux compteurs d'électricité et de gaz naturel de prochaine génération, également qualifiés de « compteurs intelligents ». Ce qualificatif leur a été attribué eu égard au fait que ces compteurs disposeront de davantage de fonctions que les compteurs actuels et pourront être lus (relevés) à distance. Une étude indépendante des coûts/bénéfices est actuellement en cours et financée par la VREG, basée sur les travaux du trajet 4 et dont les résultats seront réexaminés dans le cadre du trajet 4.

Le trajet 2 doit encore commencer avec un input des trajets 1 et 3.

Quant à l'avenir, la poursuite de l'étude – et plus particulièrement des trajets 1 et 2 – telle qu'initialement définie ne déboucherait pas sur les résultats souhaités en temps utile. Par ailleurs, les travaux réalisés dans les trajets 1 et 3 ont permis également de développer des points de vue et de faire mûrir certaines idées. Il a donc été décidé de confier la direction de l'étude à un nouveau comité de projet, composé des CEO, les décideurs des différentes entreprises concernées. Ce groupe s'est réuni formellement pour la première fois fin avril 2008. Des propositions ont été abordées pour la poursuite des travaux du trajet 1 selon une méthodologie corrigée, pour le dédoublement du futur trajet 2 en un projet stratégique à long terme, axé sur une vision commune d'un modèle de marché futur, et en un projet opérationnel à plus court terme permettant de corriger encore certains problèmes dans le modèle de marché actuel. La décision relative à ces propositions sera prise début juin 2008 ; l'étude pourra ensuite continuer sur de nouvelles bases. De ce fait, les résultats de cette phase ne seront probablement pas disponibles avant fin 2008.

Le 4 avril 2007, le ministre flamand en charge de l'énergie a approuvé les Règlements techniques de la distribution de l'électricité et du gaz. Il s'agit d'une actualisation des réglementations techniques existantes. L'attention a été principalement axée sur l'harmonisation avec les autres régions et l'harmonisation sur les conventions existantes relatives au trafic des messages et le règlement d'accès. La VREG a également travaillé à l'amélioration du processus d'allocation, en

concertation avec les gestionnaires de réseau, Elia et Fluxys.

Tous les gestionnaires de réseau de la Région flamande ont approuvé le règlement d'accès uniforme, qui est donc entré en vigueur à tous les niveaux début 2007. Dans le courant 2008, l'on évaluera pour la première fois si ce nouveau règlement d'accès est correctement appliqué et plus particulièrement si le système forfaitaire de responsabilités fonctionne correctement. À l'avenir, un règlement d'accès uniforme analogue sera également établi pour le réseau de distribution de gaz naturel.

2.3.3. La CWaPE

2.3.3.1. Libéralisation du marché de l'énergie

En région wallonne, l'année 2007 a été marquée par la libéralisation totale du marché de l'énergie. Globalement, celle-ci a été réalisée sans incident majeur, notamment grâce à la préparation minutieuse et à l'anticipation des situations délicates par l'essentiel des parties concernées qui, sous l'égide de la CWaPE, ont délibéré constructivement au sujet des problèmes en suspens lors de réunions baptisées « Comité de suivi de l'ouverture totale des marchés ».

Constatant que, dans le cadre de la libéralisation, la principale frustration provenait de la 'qualité du service clientèle' des fournisseurs, la CWaPE a initié, dès la fin de l'année 2007, des contrôles systématiques auprès des acteurs du marché en vue de vérifier les procédures et les moyens mis en œuvre pour rencontrer leurs obligations légales.

Bien que celles-ci ne relèvent pas toujours des compétences de la CWaPE, les nombreuses plaintes adressées par les particuliers au régulateur ont été traitées, en collaboration avec le service fédéral de protection du consommateur (Direction Générale Contrôle et Médiation du SPF Economie)

La libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz a été accompagnée de nouvelles obligations de service public. En 2007, la CWaPE a émis des avis et propositions concernant les obligations de service public à caractère social. Elle a par ailleurs suivi attentivement, en matière de compteurs à budget (ou compteurs munis d'une fonction de prépaiement), le projet de développement du système informatique « multi-vendeurs ». L'année 2007 a également été marquée par l'aboutissement des négociations, suivies par la CWaPE, entreprises par les gestionnaires de réseaux en vue de la mise sur le marché de compteurs à budget 'gaz'.

2.3.3.2. Développements de l'activité réseau

En 2007, la CWaPE est par ailleurs intervenue au niveau des développements de l'activité réseau. Lors de la désignation initiale des gestionnaires de réseau en janvier 2003 (électricité) et en octobre 2004 (gaz), le Gouvernement wallon avait opté pour une désignation limitée dans le temps dans diverses communes, suite, essentiellement, à des problèmes relatifs au droit d'usage ou de propriété de leur réseau. Ces désignations, limitées au 1^{er} janvier 2006 pour 33 communes en électricité, ont vu leur échéance reportée au 30 juin 2007, afin de concorder avec cette même échéance déterminée pour 5 communes en gaz. Pour toutes ces communes, le Gouvernement wallon a donc relancé une procédure de désignation début 2007. La CWaPE a analysé en détail les diverses candidatures et a, selon les cas, formulé des propositions de désignation à nouveau limitée (31 décembre 2010) ou rejoignant le terme de la désignation pour 20 ans consentie en 2003, soit le 26 février 2023.

Toujours au niveau de l'activité réseau, une première révision majeure des 3 Règlements techniques pour la gestion des réseaux d'électricité (transport local et distribution) et de gaz (distribution) et l'accès à ceux-ci a été effectuée à l'issue des concertations requises avec les gestionnaires de réseau et la consultation des autres acteurs. Ces nouveaux textes ont été adoptés par le Gouvernement wallon les 24 mai (distribution et transport local d'électricité) et 12 juillet (distribution de gaz) 2007.

Enfin, la CWaPE a mené une étude (non publiée) sur les possibilités d'harmonisation des réseaux de distribution en vue de réduire, voire de supprimer les grandes disparités des tarifs des GRD en Région wallonne.

2.3.3.3. Principaux actes de la CWaPE relatifs aux marchés régionaux de l'électricité de du gaz en 2007

En ce qui concerne plus précisément les marchés régionaux de l'électricité de du gaz, pour l'exercice 2007, les activités principales de la CWaPE se sont concentrées sur les points suivants :

- en matière d'électricité verte :
 - avis concernant la compensation entre les achats et les fournitures du client final disposant d'une installation d'autoproduction de petite puissance ;
 - avis au sujet de modifications décrétales (décrets du 12 avril 2001 et du 19 décembre 2002) ;
 - avis en matière d'aide à la production ;
 - proposition sur les modalités à mettre en œuvre pour pouvoir vérifier le caractère

SER et/ou COGEN de l'électricité fournie en Région wallonne ;

- avis concernant des réductions de quotas supplémentaires aux entreprises en accord de branche ;
 - avis sur diverses mesures en matière de promotion de l'électricité verte produite à partir de nouvelles sources d'énergie renouvelables ou de cogénération ;
 - avis concernant le soutien financier à la production d'électricité photovoltaïque ;
 - rapport sur l'évolution du marché des certificats verts
 - parallèlement à son rôle de conseil des autorités publiques, la CWaPE a réalisé des efforts en vue d'informer, au travers de notes simplifiées, les petits producteurs d'électricité verte.
-
- avis sur la nouvelle désignation des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz pour les communes ayant fait l'objet d'une désignation limitée dans le temps;
 - avis sur les plans d'adaptation et d'extension des gestionnaires de réseaux ;
 - avis sur les demandes d'octroi introduites par de nouveaux fournisseurs ;
 - examen des rapports des gestionnaires de réseaux sur la qualité de leurs prestations en 2006 ;
 - analyse des rapports des « coordinateurs confidentialité »
 - proposition de modification de la réglementation applicable en matière d'octroi de licence ;
 - traitement des demandes de dérogation introduites pour non-enfouissement;
 - proposition et avis au sujet de la révision des règlements techniques en collaboration avec les différents acteurs du marché.
 - poursuite de la concertation en vue de l'amélioration de la méthodologie de calcul de rentabilité des extensions de réseaux
 - suivi des procédures d'échange de données entre acteurs
 - en matière de tarification de l'énergie : mise à disposition d'un simulateur tarifaire pour les clients résidentiels, études sur l'évolution des prix en région wallonne, collaboration avec le Conseil de la Concurrence
 - participation active aux travaux et affiliation à l'AIB (Association of Issuing Bodies)
 - participation à un groupe d'étude européen à propos des facultés de mélange (voire de substitution dans certains réseaux) du biogaz.

2.3.3.4. Mise en œuvre du pouvoir de sanction de la CWaPE

En 2007, la CWaPE a été amenée, à plusieurs reprises, à mettre un acteur du marché en demeure de se conformer à la législation. Plus rarement, la CWaPE a dû imposer une sanction (par exemple dans le cas d'un gestionnaire de réseau refusant de fournir des clients protégés). Le pouvoir de sanction actuel de la CWaPE est relativement limité : la CWaPE peut enjoindre à toute personne physique ou morale de se conformer aux décrets organisant les marchés de l'électricité et du gaz ou à leurs arrêtés d'exécution, dans le délai que la CWaPE détermine. Si cette personne reste en défaut à l'expiration du délai, la CWaPE peut, après l'avoir entendue ou dûment convoquée, lui infliger une amende administrative dont elle fixe le montant (ce montant fait toutefois l'objet de limites minimales et maximales). Si la personne en cause n'est pas d'accord avec l'amende imposée, elle peut, dans les 10 jours de la notification qui lui en est faite, faire parvenir ses arguments contraires. Passé ce délai, la décision de la CWaPE devient définitive. Un recours judiciaire contre la décision de la CWaPE est possible. La procédure d'établissement des amendes par la CWaPE fera l'objet de modifications en 2008, à l'occasion de l'adaptation des décrets électricité et gaz.

2.3.3.5. Projets en cours et perspectives

En 2007, la problématique de la communication des données entre acteurs du marché a continué à être l'objet d'une attention croissante. La CWaPE a décidé de consacrer de nouvelles ressources à cet effet, notamment pour suivre la réalisation d'un nouveau manuel qui a été entreprise par la plateforme pluri-régionale UMIX, avec pour objectif sa mise en œuvre en 2009.

Parallèlement, la réflexion sur une évolution possible des modèles de marché s'est poursuivie et devrait permettre de porter ses fruits en 2008.

Des perspectives nouvelles devraient être ouvertes, en 2008, par de nouveaux décrets wallons relatifs à l'organisation des marchés de l'électricité et du gaz.

2.3.4. La Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale (BRUGEL)

Pour ce qui concerne la Région de Bruxelles-Capitale, l'exercice 2007 constitue une année de transition.

Jusqu'à la nomination du Conseil d'Administration de la Commission de régulation pour l'énergie en septembre, le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale et son administration ont exercés le rôle de régulateur. Une fois nommé, le Conseil d'Administration a travaillé dans un premier temps sur une proposition de règlement d'ordre intérieur (ROI), sur une proposition d'allocation de mission pour les chargés de mission détachés de l'administration et sur les descriptions de fonction qui lui paraissent opportunes pour les chargés de mission. Il a également donné des avis au Gouvernement.

Pour l'exercice 2007, en ce qui concerne le marché régional de l'électricité, les activités principales du régulateur régional ont été concentrées sur les points suivants :

- Nouvelle ordonnance régulation promulguée le 14 décembre 2006 par le Gouvernement de la Région de Bruxelles Capitale;
- Suivi de l'ouverture totale du marché (ayant eu lieu en date du 1er janvier 2007): campagne de communication (Publication de brochures,...), mise à disposition d'outils (Site Internet, comparateur tarifaire...);
- Suivi des opérateurs du marché: avis relatifs à l'octroi de licences de fourniture, avis concernant les plans d'investissement des gestionnaires de réseau, avis concernant le programme d'exécution des missions de service public du gestionnaire du réseau de distribution;
- Politique de promotion de l'électricité verte et alternative: certification d'installations, octroi de certificats verts et contrôle du quota de certificats verts à remettre par les fournisseurs d'électricité;

3. Régulation et fonctionnement du marché de l'électricité

3.1. Régulation [Article 23(1) sauf « h »]

3.1.1. Généralités

Le calendrier de libéralisation du marché belge de l'électricité est organisé à l'échelon fédéral et régional. En d'autres termes, il convient de combiner les calendriers de libéralisation fédéral et régionaux et le degré de libéralisation du marché varie entre les trois régions de Belgique. Le tableau 1 donne un aperçu du calendrier de libéralisation du marché belge de l'électricité.

TABLEAU 1: calendrier de la libéralisation du marché belge de l'électricité

Date	Seuil	% clients libres	% volume libéralisé
État fédéral : les clients finals qui sont raccordés directement au réseau de transport			
Depuis juillet 2004	Tous les clients	100 %	100 %
Région flamande : les clients finals qui sont raccordés aux réseaux de distribution			
Depuis le 1 ^{er} juillet 2003	Tous les clients	100 %	100 %
Région wallonne : les clients finals qui sont raccordés aux réseaux de distribution			
Depuis le 1 ^{er} juillet 2004	Clients haute tension + clients basse tension à usage exclusivement professionnel (sur demande) ³⁶	9,6 %	66,3 %
Depuis le 1 ^{er} janvier 2007	Tous les clients	100 %	100 %
Région de Bruxelles-Capitale : les clients finals qui sont raccordés aux réseaux de distribution			
Depuis le 1 ^{er} juillet 2004	Clients à usage exclusivement professionnel ³⁷	9,10%	-
Depuis le 1 ^{er} juillet 2007	Tous les clients	100 %	100 %

SOURCE : CREG, CWaPE, VREG et BRUGEL

³⁶ Les clients résidentiels en Région wallonne sont devenus éligibles au 1^{er} janvier 2007. Toutefois, ceux qui le souhaitaient pouvaient déjà, préalablement à cette date, opter pour un fournisseur vert.

³⁷ Les clients résidentiels de la Région de Bruxelles-Capitale sont devenus éligibles au 1^{er} janvier 2007. Toutefois, ceux qui le souhaitaient pouvaient déjà, préalablement à cette date, opter pour un fournisseur vert.

3.1.2. Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion

3.1.2.1. Evaluation des congestions

En Belgique, les importations physiques nettes d'énergie électrique se sont élevées à environ 6,6 TWh en 2007³⁸, soit une baisse de quelque 3,4 TWh par rapport à 2006. Cette évolution ramène les importations physiques nettes à un niveau comparable à 2005 (6,2 TWh). En 2007, les importations physiques brutes se sont élevées à environ 15,7 TWh contre 18,7 TWh en 2006. Les exportations physiques brutes se sont élevées quant à elles à 9,0 TWh en 2007 contre 8,6 TWh en 2006.

Une part importante des flux d'énergie physiques provient des transits transfrontaliers d'électricité passant à travers le réseau belge. Selon ELIA, les transits physiques ont représenté environ 7,2 TWh³⁹ en 2007, soit une augmentation de 0,2 TWh par rapport à 2006.

En 2007, les flux non nominés ont été principalement orientés du nord vers le sud de janvier à avril et de septembre à décembre. En février, les flux non nominés ont même été totalement orientés du nord vers le sud. Le flux non nominés maxima du nord vers le sud se sont élevés à environ 2.700 MW. Dans l'autre direction, le maximum était d'environ 1.400 MW. Ces flux sont le résultat des échanges à l'intérieur et entre les pays de la région. Leur niveau et leur imprévisibilité limitent les capacités commerciales sur les interconnexions.

La gestion des congestions sur les frontières belges sont organisée au moyen d'enchère explicites aux horizons annuels et mensuels et sur base d'enchères implicites à l'horizon journalier (mécanisme de couplage des marchés organisés en J-1 : voir ci-dessous 'DAM'). La frontière avec la France dispose en outre d'un mécanisme infra-journalier basé sur un prorata amélioré depuis mai 2007. Par ce mécanisme, 70,6 GWh ont été importés de France et 89,8 GWh exportés vers elle en 2007.

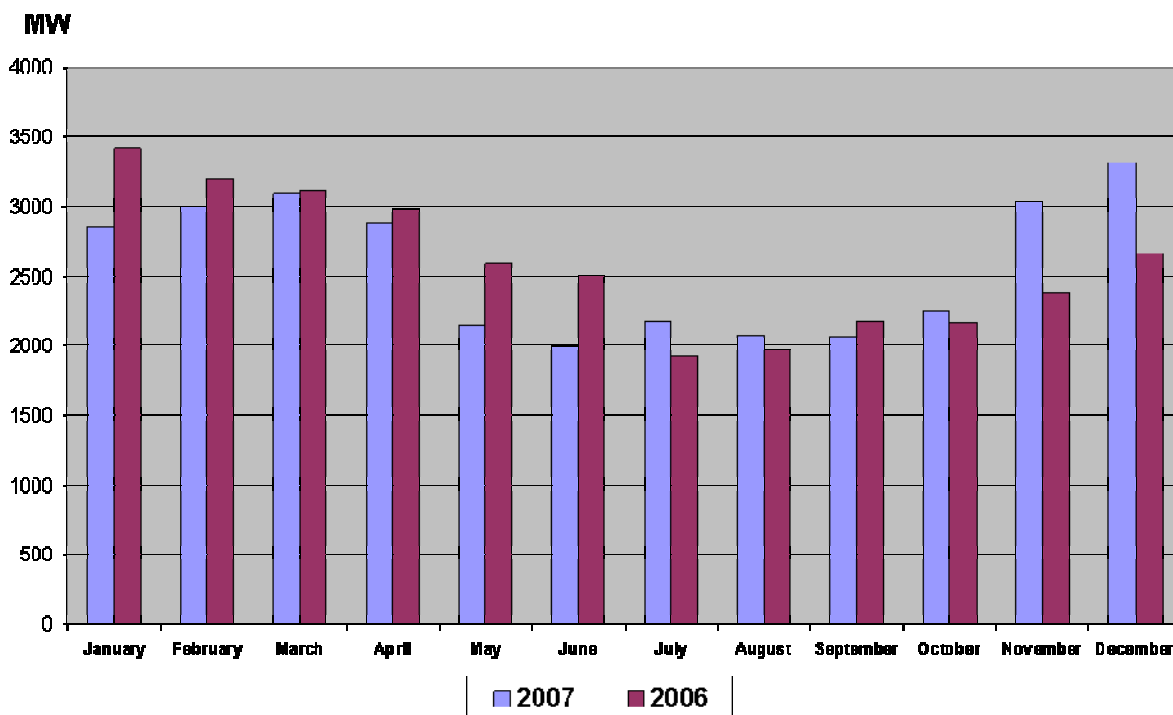
Sur la base du fonctionnement mécanisme de couplage des marchés en J-1 'DAM', on peut établir que l'interconnexion Belgique-France a été congestionnée 11,6% du temps. De même, pour la frontière Belgique-Pays-Bas, on a relevé 28% de congestions.

³⁸ Source : ELIA - données provisoires, janvier 2008.

³⁹ Méthode de calcul ETSO.

En ce qui concerne le volume des capacités allouées sur l'interconnexion Belgique-France, la figure 1 montre l'évolution de la moyenne mensuelle des capacités proposées en J-1 dans le sens France-Belgique pour les années 2006 et 2007. Les moyennes annuelles qui en résultent sont à peu de choses près égales, malgré le renforcement de l'interconnexion en janvier 2007 consécutif à la transformation de la ligne Chooz (F) Monceau en 220 kV sur l'ensemble de sa longueur, d'une part, et à l'installation d'un transformateur déphaseur au poste de Monceau, d'autre part.

FIGURE 1 : Evolution des moyennes mensuelles de la capacité proposée en J-2 sur l'interconnexion avec la France



SOURCE : CREG

La saturation d'une interconnexion se manifeste par l'apparition d'une différence de prix entre les deux bourses situées de chaque côté de l'interconnexion, qui génère des rentes de congestion ('congestion rents'). Le total des rentes de congestion qui apparaissent lors de l'attribution de la capacité journalière, sur les interconnexions a atteint 43 millions d'euros en 2007, dont 12 millions sur la frontière sud dans le sens France-Belgique et 2 millions dans le sens Belgique-France, ainsi que 15,6 millions sur la frontière nord dans le sens Pays-Bas-Belgique et 13,4 millions dans le sens Belgique-Pays-Bas. Le total des rentes de congestion correspondant aux allocations annuelles et mensuelles se sont élevées à 55,1 M€ en 2007.

Les rentes de congestion journalières ont été très volatiles en 2007, avec l'apparition de valeurs très élevées durant certains jours. Ainsi, le 22 mai 2007, une rente de congestion relative à l'allocation journalière de 6,7 millions d'euros a été mise en évidence sur la frontière avec la France dans le sens des imports. Sur la frontière avec les Pays-Bas, dans le sens Pays-Bas-

Belgique, des rentes de congestion journalières de 1,9 million et 3,5 millions d'euros ont été relevées respectivement les 12 et 15 novembre 2007. Ces montants élevés résultent d'un pic de prix sur le Belpex DAM, alors que l'autre bourse située de l'autre côté de l'interconnexion saturée affichait des prix beaucoup plus faibles. L'interconnexion Belgique-Pays-Bas affiche une saturation plus uniforme dans le sens des exports. Rappelons que l'interconnexion Belgique-France n'est pratiquement pas saturée dans le sens des exports.

3.1.2.2. Règles pour les échanges transfrontaliers d'électricité

En ce qui concerne l'interconnexion Belgique-France, le Comité de direction de la CREG, bien que favorable à la maximisation des capacités allouées sur les périodes les plus longues possibles, a autorisé⁴⁰ le réaménagement de la répartition des capacités allouées sur les différentes périodes de temps au profit de la capacité journalière, comme proposé par ELIA.

En avril 2007, le Comité de direction a autorisé⁴¹ la mise en place d'un mécanisme d'allocation infra-journalier sur l'interconnexion Belgique-France, telle que proposée par ELIA.

En décembre 2007, le Comité de direction a refusé⁴² la proposition d'ELIA de modifier les règles pour les enchères mensuelles et annuelles de la capacité disponible, au motif qu'elle ne constituait pas une amélioration par rapport à la version précédente des règles d'enchères. En particulier, les conditions de suspension ainsi que la limitation de la responsabilité du gestionnaire de réseau étaient jugés inacceptables.

Le 7 décembre 2007, les cinq régulateurs de la région Centre-Ouest européenne qui regroupe l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas, ont publié leur rapport sur la transparence (ci-après : rapport sur la transparence). Ce rapport précise, conformément à l'article 1.10 des nouvelles lignes directrices, les modalités de mise en oeuvre de la section 5 de ces nouvelles lignes directrices relative à la transparence.

⁴⁰ Décisions (B)070412-CDC-677 et (B)071122-CDC-729 (disponibles sur www.creg.be)

⁴¹ Décision (B)070412-CDC-678 (disponible sur www.creg.be)

⁴² Décision (B)071211-CDC-733 (disponible sur www.creg.be)

3.1.2.3. Intégration de la gestion des congestions dans le fonctionnement des marchés de gros

Le couplage des marchés en J-1 'DAM' entre la Belgique (Belpex), les Pays-Bas (APX) et la France (Powernext), mis en place fin 2006, a été couronné de succès en 2007 : les trois marchés n'ont en effet que rarement fonctionné de manière isolée. Belpex a affiché les mêmes prix que Powernext pendant 88 % du temps et que APX pendant 73 % du temps.

Les prix sur les trois marchés ont donc été relativement proches et peu élevés en 2007. Ainsi, le prix annuel moyen sur le marché Belpex s'est élevé à 41,8 €/MWh en 2007 tandis que le prix mensuel moyen a fluctué entre 26 et 41 €/MWh au cours des neuf premiers mois de 2007 avant de connaître une hausse sensible les trois derniers mois de l'année (jusqu'à 87 €/MWh en novembre). Signalons qu'au cours de ces trois mêmes mois, les prix mensuels moyens sur le marché APX ont atteint, pour la première fois de l'année, un niveau inférieur aux prix en vigueur sur les marchés belge et français.

Dans ce cadre, le Conseil général de la CREG a, en novembre 2007, été alerté par le Comité de direction de l'évolution des prix et des flux transfrontaliers entre les Pays-Bas, la Belgique et la France. Cet aspect sera abordé en 2008 par le groupe de travail 'fonctionnement de marché' du Conseil général qui a entamé, en 2007, l'examen du fonctionnement de Belpex⁴³ après quasiment un an de fonctionnement de la bourse d'électricité.

3.1.2.4. Développements futurs

Une grande partie des développements effectués pour l'amélioration de la gestion des congestions se fait dans le cadre de l'initiative régionale lancée par l'ERGEG en 2006, et qui comprend notamment la région Centre-Ouest européenne qui regroupe l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas.

Les cinq régulateurs de cette région Centre-Ouest ont publié, en février 2007, leur plan d'action, pour la période 2007-2009, visant à accélérer l'intégration régionale des marchés électriques⁴⁴. Ce plan liste plusieurs domaines de priorités qui nécessitent une intervention et identifie des actions spécifiques avec un calendrier de mise en œuvre approprié. Ces domaines prioritaires sont : l'harmonisation et l'amélioration des mécanismes d'enchères explicites, la mise en œuvre d'un couplage des marchés organisés basée sur les flux, la mise en œuvre d'échanges transfrontaliers

⁴³ Point 2.4.1., du présent rapport.

⁴⁴ Disponible sur www.creg.be.

infra-journaliers et d'ajustement, la mise en place d'une méthode commune de calcul des capacités d'interconnexion, la maximisation des capacités d'interconnexion, l'élaboration d'un plan régional d'investissement dans le réseau de transport, la transparence et la surveillance régionale des marchés.

Dans ce cadre, après avoir consulté les organisations régionales représentatives des acteurs du marché et s'être concertés avec les gestionnaires de réseaux de transport à propos des conditions générales des règles pour les enchères de la capacité transfrontalière sur base mensuelle et annuelle, les régulateurs concernés ont publié leur position commune relative à ces règles d'enchères⁴⁵.

Dans ce même contexte, et afin de permettre la mise en œuvre dans la région Centre-Ouest européenne des nouvelles lignes directrices relatives à la gestion des congestions (annexées au règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité), les cinq régulateurs ont publié leur rapport précisant les modalités relatives à la mise en œuvre du volet transparence de ces lignes directrices⁴⁶. Ce rapport a été précédé d'une large consultation des acteurs du marché.

Enfin, la CREG participe activement au forum pentalatéral de l'énergie constitué en 2007 qui regroupe les gouvernements, les régulateurs, les gestionnaires de réseaux de transport et les bourses de l'électricité de la région Centre-Ouest européenne. Les réunions qui ont eu lieu dans ce cadre ont conduit à la signature, le 6 juin 2007, d'un mémoire d'entente visant, d'une part, à la mise en œuvre d'un couplage de marché basé sur les flux et, d'autre part, à l'amélioration des conditions relatives à la sécurité d'alimentation.

3.1.2.5. Evaluation du calcul de la capacité de transport réalisé par le gestionnaire de réseau de transport

La capacité d'interconnexion avec les Pays-Bas est proche de 1300 MW dans les deux directions. Elle résulte d'une convention entre les gestionnaires de réseaux de transport concernés par les frontières avec les Pays-Bas. Cette capacité peut être réduite en cas de circonstances exceptionnelles. La capacité sur l'interconnexion avec la France résulte de calculs prévisionnels réalisés aux différents horizons temporels par les deux gestionnaires de réseau.

En décembre 2007, Elia a indiqué la capacité minimale garantie que les gestionnaires de réseaux s'engageaient à allouer tout au long de l'année 2008 sur l'interconnexion avec la France, à savoir

⁴⁵ http://www.ergeg.org/portal/page/portal/EREGG_HOME/EREGG_RI/ERI/Central-West

⁴⁶ Disponible sur www.creg.be.

1600 MW dans le sens France-Belgique, ce qui correspond à une diminution de 100 MW par rapport à la valeur minimale pour l'année 2007, et à 600 MW dans le sens Belgique-France.

Par un communiqué de presse, la CREG a dénoncé cette diminution des capacités minimales que les gestionnaires de réseaux s'engagent à allouer tout au long de l'année 2008, alors que l'interconnexion a été renforcée en 2007 et que d'autres renforcements sont en cours. Dans le sens Belgique-France, la capacité garantie est de 600 MW seulement, alors que la capacité physique de l'interconnexion est de 5000 MW environ.

La CREG considère que la méthode de calcul des capacités utilisée est peu transparente et craint qu'elle ne soit discriminatoire et en contradiction avec le règlement européen 1228/2003 et son annexe, notamment en reportant des congestions internes sur les frontières.

En conséquence, la CREG a demandé au gestionnaire de réseau de lui fournir, pour le 1^{er} mars au plus tard, la méthode de calcul et tous les éléments qui ont permis d'établir les valeurs de 1600 MW et de 600 MW. La CREG a également demandé à Elia de tout mettre en œuvre pour respecter l'ancienne valeur de 1700 MW, notamment durant l'été 2008, et d'étudier, pour le 1^{er} mars 2008, les modalités de mise en œuvre, de manière exceptionnelle, d'un redispatching préventif.

3.1.3. Régulation des missions des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution

3.1.3.1. Les gestionnaires de réseaux

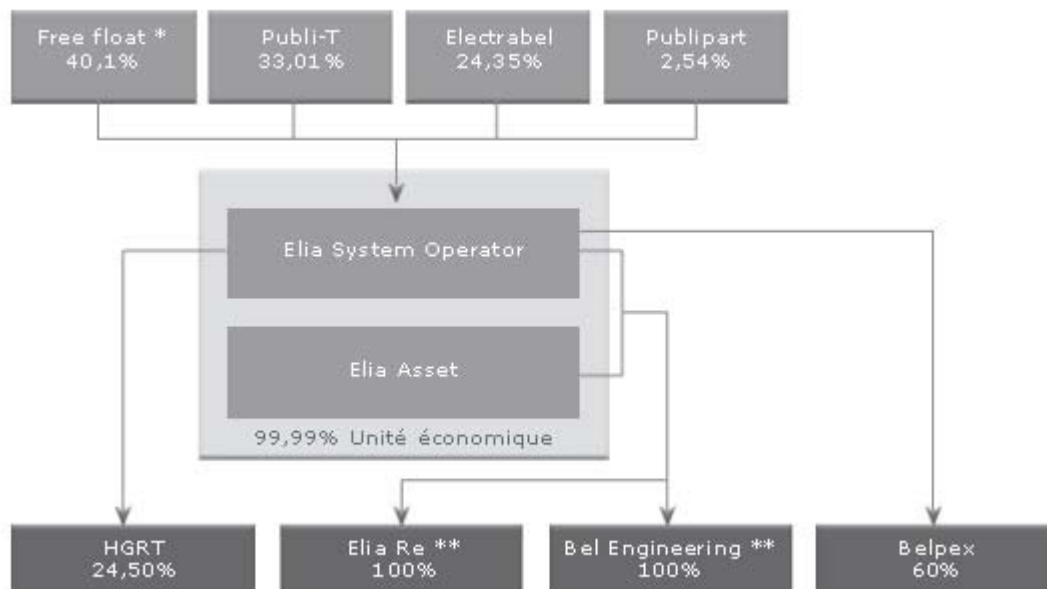
a) Le gestionnaire du réseau de transport⁴⁷

Elia System Operator est le gestionnaire des réseaux de transport aux niveaux fédéral (réseau avec une tension nominale de plus de 70 kV) et local (réseaux de 30 à 70 kV). Le premier de ces deux réseaux (tension >70 kV) a une longueur totale qui s'élève à 3.612 km .

Le gestionnaire du réseau de transport contrôle les actifs physiques du réseau de transport. Il possède en effet 100% des actions d'Elia Asset, le propriétaire des actifs physiques. En 2005, Elia System Operator est entrée en Bourse. L'actionnariat d'Elia se présente comme suit :

⁴⁷ Pour d'autres commentaires quant à la structure du gestionnaire de réseau de transport, voir également le point 3.1.4.1.

TABLEAU 2 : Structure de propriété d'Elia (15/07/2008)



* Le Groupe Arco a annoncé le 18 janvier 2008 qu'il possède 9,06% des actions Elia et des options sur actions qui représentent 1,08% du capital d'actions.

** Elia System Operator possède 1 action d'Elia Re et 1 action de Bel Engineering.

*** Le nombre total d'actions émises s'élevait à 48.076.949 au 31 mars 2008.

SOURCE : www.elia.be

b) Les gestionnaires de réseaux de distribution

La longueur totale des réseaux de distribution d'électricité s'élève à 212.933,31 km.

En 2007, la Belgique comptait vingt-six gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité. L'un des gestionnaires de réseaux est une entreprise privée qui dessert l'aéroport de Bruxelles-National et ses environs. Dix gestionnaires de réseaux sont des intercommunales pures, ce qui signifie qu'elles appartiennent entièrement aux autorités locales (communes ou provinces). Les quinze gestionnaires de réseaux de distribution restants sont des intercommunales mixtes et font donc partie d'un partenariat privé-public avec Electrabel.

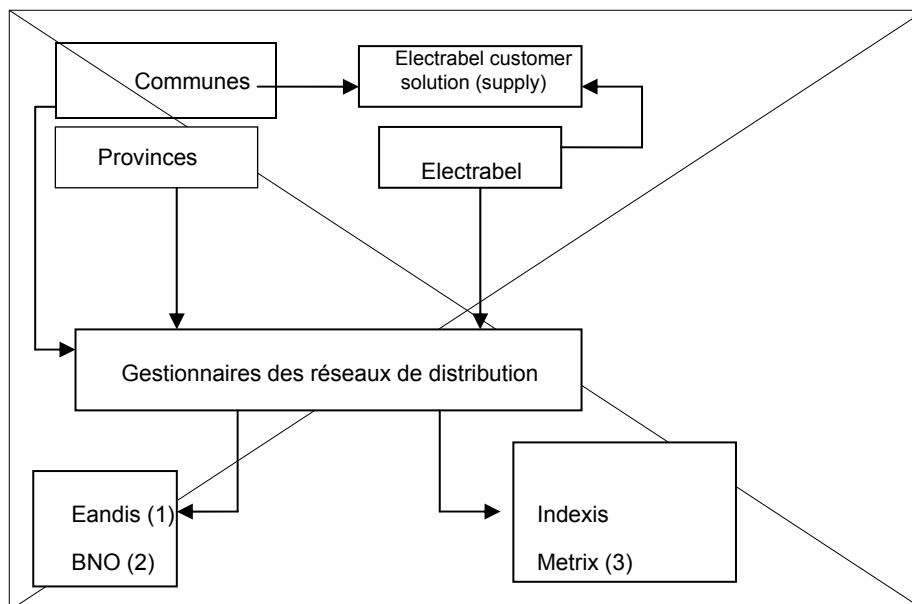
Les gestionnaires de réseaux mixtes assurent ensemble la distribution de près de 80% de l'énergie électrique en Belgique hors raccordements directs au réseau de transport Elia. Les cinq

principaux gestionnaires de réseaux de distribution (qui sont tous des gestionnaires de réseaux mixtes) assurent ensemble la distribution de près de 50% de l'énergie électrique en Belgique.

Electrabel possédait, conformément aux dispositions légales en vigueur, 30% des actions des gestionnaires de réseaux mixtes en Flandre (depuis le 5 septembre 2006) et dans la Région de Bruxelles-Capitale alors qu'elle varie entre 38% et 49% en Région wallonne.

La figure 2 présente une vue d'ensemble de la structure d'actionariat des intercommunales mixtes.

FIGURE 2 : Représentation simplifiée de la structure de propriété d'une intercommunale mixte



(1) Uniquement en Région Flamande; (2), (3) Brussels Network Operation en région de Bruxelles-Capital

SOURCE: CREG

En Flandre, Electrabel s'est retirée des tâches opérationnelles des gestionnaires de réseaux. Depuis le 30 mars 2006 et pour ce qui concerne le secteur des gestionnaires de réseaux mixtes, ces tâches sont entièrement remplies par la S.C.R.L. Eandis, une société dans laquelle ne participent que les gestionnaires du réseau de distribution mixtes.

Certains gestionnaires de réseaux issus du secteur pur (Inter-energa, WVEM et IVEG) ont également fondé une « société d'exploitation » de ce type, à savoir la S.C.R.L. Infrac.

En écho à cette tendance à la création de « sociétés d'exploitation », le Gouvernement flamand a, en juillet 2007, subordonné le recours à ce type de sociétés par les gestionnaires du réseau de

distribution, à un ensemble de conditions légales. Elles doivent, notamment, répondre aux mêmes exigences d'indépendance que les gestionnaires de réseaux eux-mêmes.

Dans le courant de l'année 2008, la VREG vérifiera si les sociétés d'exploitation répondent aux conditions d'indépendance administrative et juridique imposées aux gestionnaires de réseaux. Si ces conditions sont remplies, la VREG autorisera les gestionnaires de réseaux à faire appel aux sociétés d'exploitation en question.

En Région de Bruxelles-Capitale, le capital de l'opérateur technique Brussels Network Operation (BNO) est détenu par le gestionnaire de réseau de distribution SIBELGA.

En Région wallonne, l'opérateur technique est toujours Electrabel Netmanagement, une division interne d'Electrabel. Indexis et Metrix sont responsables des activités de mesurage et de comptage. En Flandre et en Région de Bruxelles-Capitale, Indexis est uniquement en charge du traitement des données alors que Eandis et Metrix sont responsables du relevé du compteur et de la validation des données. En Région wallonne, Indexis est à la fois responsable du relevé des compteurs, du traitement et de la validation des données.

3.1.3.2. Les tarifs de transport et de distribution

a) *Méthodologie tarifaire*

En 2007, la régulation des tarifs en Belgique est demeurée de type '*cost-plus*'. Cela signifie que les tarifs couvrent exactement les coûts de transport et de distribution, majorés d'une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans les réseaux. La CREG contrôle cependant le caractère raisonnable des coûts et seuls ceux jugés comme tels par la CREG peuvent être couverts par les tarifs. Le contrôle du caractère raisonnable des coûts se fait annuellement, *ex ante*, en vue de l'approbation de proposition tarifaire et *ex post*, en vue de la détermination d'un éventuel bonus/malus qui découlerait de l'application desdits tarifs. Tous les gestionnaires de réseaux de distribution, y compris ceux ayant moins de 100.000 consommateurs, doivent soumettre une proposition tarifaire à l'approbation de la CREG.

Pour déterminer la marge bénéficiaire équitable, la CREG suit, en principe, le modèle '*capital asset pricing model*'⁴⁸. Un gestionnaire de réseau peut, cependant, démontrer qu'une autre approche serait plus adaptée, auquel cas la CREG devrait en faire application.

Pour l'année 2007, la période régulatoire des tarifs s'est encore étalée sur 1 an, tant pour le transport que pour la distribution. À partir de 2008, les tarifs de transport seront fixés pour une période de 4 ans. Cette période de 4 ans entrera également en vigueur en 2009 pour les tarifs des réseaux de distribution.

Les tarifs approuvés par la CREG peuvent être consultés sur son site internet (<http://www.creg.be>) ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux. A la demande de la CREG, la plupart d'entre eux ont mis à la disposition des consommateurs un module de calcul leur permettant de réaliser une estimation détaillée de leur facture de transport et de distribution.

Lors de l'analyse des propositions tarifaires, la CREG consulte les régulateurs régionaux pour ce qui concerne : l'approbation des plans d'investissement, les amendes imposées, etc.

Sur la base d'un groupe de travail interdisciplinaire (CREG, gestionnaires de réseaux de distribution, gestionnaire de réseaux de transport, fournisseurs), des accords concrets ont été conclus entre les différents acteurs du marché. L'un de ces accords porte sur la rédaction d'un vade-mecum tarifaire par l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution, expliquant l'application des différents tarifs. Ce vade-mecum sera mis à la disposition des fournisseurs.

En ce qui concerne la distribution d'électricité, la CREG a, de nouveau, réalisé, en 2007, un exercice de benchmarking de type '*Data Envelopment Analysis*' (DEA). Cet exercice de benchmarking a pour but d'évaluer le caractère raisonnable des coûts proposés par les gestionnaires de réseaux de distribution dans leurs propositions tarifaires. Comme pour les exercices d'exploitation antérieurs, cet exercice de benchmarking a été complété par un examen détaillé du caractère raisonnable des coûts individuels des gestionnaires de réseaux belges et du calcul des tarifs. Celui-ci se fait sur la base des informations recueillies à l'aide d'un modèle de rapport détaillé mentionnant les coûts et les données physiques⁴⁹ et consiste notamment en :

- une évaluation des motifs de justification des coûts rapportés par les gestionnaires de réseaux ;

⁴⁸ Voir : http://www.creg.be/pdf/Lignes_Directrices/Div-B218FR.pdf

⁴⁹ Le modèle de rapport est disponible sur le site Internet de la CREG : <http://www.creg.be/xls/Rapporteringsmodel-FR-2005.xls>.

- un contrôle des paramètres tarifaires (y compris les évaluations de puissance et d'énergie), les calculs des tarifs et les méthodes d'affectation des coûts entre les tarifs et les groupes de clients (contrôle du subventionnement croisé) ;
- pour les coûts qui sont imposés par la législation (par exemple, les coûts résultant des obligations de service public), un contrôle des motifs légaux pour ces coûts ;
- une comparaison des coûts réels et des coûts budgétés au fil des ans ;
- un contrôle du coût rapporté avec la comptabilité (contrôle sur place par la CREG).

On note, enfin, qu'une modification majeure est intervenue en 2007, suite à plusieurs arrêts de la Cour d'appel de Bruxelles, quant au calcul du bonus / malus pour la réévaluation des tarifs de distribution de l'électricité de l'année précédente. La Cour d'appel a notamment jugé que la CREG ne pouvait pas être suivie là où elle établissait une distinction entre un résultat d'exploitation et un bonus (malus). Selon la Cour d'appel, la totalité de ces deux montants constitue le bonus/malus et doit par conséquent être pour moitié imputé au gestionnaire de réseau de distribution et au consommateur final. La Cour a en outre jugé que ce bonus / malus devait s'établir par la différence entre le résultat découlant de l'application des tarifs approuvés par la CREG et le résultat budgété (marge bénéficiaire équitable). La CREG s'est conformée à la jurisprudence de la Cour d'appel et a par conséquent appliqué ces principes pour la détermination des bonus / malus résultant de l'application des tarifs en 2006. Ces arrêts ont également eu un impact sur la manière dont les tarifs de 2008 ont été calculés, à la fin de l'année 2007. Pour différents motifs, la CREG a néanmoins regretté cette évolution jurisprudentielle qui mènera nécessairement à des hausses tarifaires, en défaveur des consommateurs.

Projet futur

L'arrêté royal du 8 juin 2007⁵⁰ a introduit les modalités d'une tarification pluriannuelle du transport d'électricité pour une période régulatoire de 4 ans. Cette nouvelle tarification est en application depuis le 1er janvier 2008 et vaudra jusqu'en 2011.

En substance, ce nouvel arrêté royal fixe les règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par le gestionnaire du réseau national de transport d'électricité'. Outre des définitions et des mesures transitoires, cet arrêté royal contient des dispositions relatives (i) au revenu total et à la marge équitable du gestionnaire

⁵⁰ Arrêté royal du 8 juin 2007 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par le gestionnaire du réseau national de transport d'électricité, *Moniteur belge* 29 juin 2007.

de réseau de transport ; (ii) à la structure tarifaire générale ; (iii) aux procédures à appliquer ;(iv) aux rapports annuels, aux données et à l'information que le gestionnaire du réseau doit fournir à la CREG en vue du contrôle des tarifs par celle-ci ; et (v) à la maîtrise des coûts.

Le nouveau régime fixé par cet arrêté garantit au gestionnaire de réseau de transport, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses tâches légales et une marge équitable pour la rémunération des capitaux investis dans son réseau. Le revenu de chaque année de la période régulatoire est scindé en coûts 'gérables', c'est-à-dire des coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau exerce un contrôle direct, et en coûts 'non gérables', lesquels sont énumérés dans l'arrêté royal précité du 8 juin 2007.

Le revenu total est généré par l'application d'un certain nombre de règles d'évolution appliquées au revenu de la première année utilisé comme référence pour en déduire le revenu de la deuxième, troisième et quatrième année. En divisant le revenu total des quatre années ainsi obtenu par les volumes totaux à transporter, on obtient des tarifs unitaires constants valables pour toute la période régulatoire, sauf circonstances exceptionnelles ou adaptation de la fourniture de service.

La différence la plus remarquable du nouveau régime de tarification pluriannuelle par rapport à l'ancienne régulation 'cost plus' réside dans l'incitant offert au gestionnaire de réseau qui dope la rentabilité via le solde des coûts gérables : chaque année, la différence entre les coûts réels gérables et budgétés est octroyée au gestionnaire du réseau. Ce système plutôt classique de régulation 'incentive based' est également appliqué dans d'autres pays : la réduction de coût engrangée par le gestionnaire de réseau doit en effet, à terme, entraîner également des diminutions tarifaires pour les utilisateurs du réseau. Il convient particulièrement de noter la règle d'évolution applicable aux coûts gérables : un mécanisme d'indexation est prévu à cet effet, incluant à la fois un calcul ex ante et ex post. Il est par ailleurs important de signaler qu'un incitant d'accroissement des investissements a été intégré. En effet, à compter du 1er janvier 2008, au moment de la mise hors service d'immobilisations corporelles, la partie de la plus-value afférente à l'actif concerné provenant des actifs régulés initiaux peut être mise à charge du revenu total à couvrir par les tarifs, pour autant que les montants correspondant à cette plus-value soient comptabilisés comme une réserve d'investissement et partant, restent dans l'entreprise et puissent être utilisés comme source d'autofinancement.

En ce qui concerne la distribution d'électricité, la tarification pluriannuelle devrait entrer en vigueur à partir de janvier 2009. Les mêmes principes que ceux appliqués aux tarifs des réseaux de transport seront utilisés.

**b) Estimations des tarifs moyens de transport et de distribution pour l'année 2007
(définitions Eurostat de clients moyens)**

Les tableaux ci dessous présentent des estimations des tarifs de transport et de distribution en 2007 pour les profils de consommateurs standard Dc, Ib et Ig avec, à chaque fois, un résumé des caractéristiques de ces profils de consommateurs standards. Comme les tarifs de distribution diffèrent d'un gestionnaire de réseau de distribution à l'autre, ces tableaux présentent une estimation d'un intervalle (minimum-maximum) et d'une moyenne. Ces valeurs sont calculées sur un échantillon de gestionnaires de réseaux de distribution couvrant environ 80% de la fourniture totale en réseau de distribution en Belgique.

Pour les trois tableaux qui vont suivre, les tarifs comprennent les coûts de transport sur le réseau d'Elia System Operator ainsi que les coûts de distribution. Les frais de comptage et de mesurage (relevé et location du compteur) et l'ensemble des services auxiliaires (y compris la compensation des pertes de réseau) sont également compris, de même que l'ensemble des prélèvements qui s'appliquent aux GRD. La moyenne est pondérée par le nombre de raccordements de chaque gestionnaire de réseau de distribution.

Enfin, il convient de remarquer, pour les deux premiers tableaux, que depuis le 1^{er} janvier 2007 l'application en Belgique du tarif de nuit a été élargie au week-end, faisant augmenter la facture moyenne d'un client basse tension, et ce pour un même profil. Cette augmentation s'explique par la baisse de revenus que connaissent les gestionnaires du réseau, due au nombre plus élevé de kWh facturés à un prix plus bas et qui a été compensée par une augmentation des tarifs de jour et de nuit, tandis que la définition du client type ne tient pas compte du déplacement de la consommation.

Consommateur Dc

- raccordement à la basse tension
- 2.200 kWh en heures de pointe ; 1.300 kWh en heures creuses
- relevé annuel des compteurs

TABLEAU 3 : Evaluation des tarifs de réseau moyen, minimum et maximum en 2007 pour le client type Dc

Dc (EUR/MWh)	TVA et surcharges incluses	TVA et surcharges exclues
Minimum	45	28
Maximum	118	92
Moyenne	70	52

SOURCE : CREG

Consommateur Ib

- raccordement à la basse tension
- 50 kW
- 50.000 kWh en heures de pointe
- relevé annuel des compteurs

TABLEAU 4 : Evaluation des tarifs de réseau moyen, minimum et maximum en 2007 pour le client type Ib

Ib (EUR/MWh)	TVA et surcharges incluses	TVA et surcharges exclues
Minimum	48	31
Maximum	116	91
Moyenne	87	66

SOURCE : CREG

Consommateur Ig

- raccordement à la transformation vers la moyenne tension
- 4.000 kW
- 12.660.000 kWh en heures de pointe ; 11.340.000 kWh en heures creuses
- relevé mensuel des compteurs

TABLEAU 5 : Evaluation des tarifs de réseau moyen, minimum et maximum en 2007 pour le client type Ig

Ig (EUR/MWh)	TVA et surcharges incluses	TVA et surcharges exclues
Minimum	11	5
Maximum	16	13
Moyenne	14	8

SOURCE : CREG

c) Evolution des tarifs

Tarifs de transport

Par rapport à 2006, les tarifs de transport (hors surcharges et hors TVA) ont entraîné une nouvelle baisse importante des coûts pour les utilisateurs du réseau. Cette baisse a varié entre 9,53% et 12,15% selon le niveau de tension considéré. Cette réduction des coûts a été continue depuis 2002, oscillant entre 52,77% et 54,35%, comme l'illustre le tableau 6.

TABLEAU 6 : Evolution des coûts du transport d'électricité par niveau de tension, hors surcharges et hors TVA

	Client type 1 Prélèvements dans les réseaux 380/220/150 kV		Client type 2 Prélèvement à la transformation vers 70/36/30 kV		Client type 3 Prélèvements dans les réseaux 70/36/30 kV		Client type 4 Prélèvement à la transformation vers Moyenne tension	
Durée d'utilisation (h par année)	7000							
Coût en EUR/MWh	% par rapport à la période précédente		% par rapport à la période précédente		% par rapport à la période précédente		% par rapport à la période précédente	
2002 janvier - septembre	6,4014		9,0838		13,0100		15,7773	
2002 octobre - décembre et 2003 janvier - mars	5,1503	-19,54%	6,7534	-25,65%	9,2888	-28,60%	11,532	-26,91%
2003 avril - décembre	4,8239	-6,34%	6,3065	-6,62%	8,6259	-7,14%	10,9897	-4,70%
2004	4,4098	-8,58%	5,8862	-6,66%	8,2113	-4,81%	10,0685	-8,38%
2005	3,8417	-12,88%	5,1782	-12,03%	7,4714	-9,01%	8,7815	-12,78%
2006	3,4357	-10,57%	4,5834	-11,49%	7,0442	-5,72%	8,2754	-5,76%
2007	3,0232	-12,01%	4,1466	-9,53%	6,1883	-12,15%	7,3562	-11,11%
Baisse tarifaire globale 2007 par rapport à (1)		-52,77%		-54,35%		-52,43%		-53,37%

SOURCE : CREG

Dans le tableau qui précède, on note, d'une part, que les montants y repris sont exprimés en fonction de l'énergie prélevée, à savoir en euros par MWh prélevée par heure. D'autre part, pour chacun des quatre niveaux de tension, il a été tenu compte d'une durée d'utilisation représentative du prélèvement pour les clients directement raccordés au réseau de transport qui ne disposent pas

d'une production locale.

Tarifs de distribution

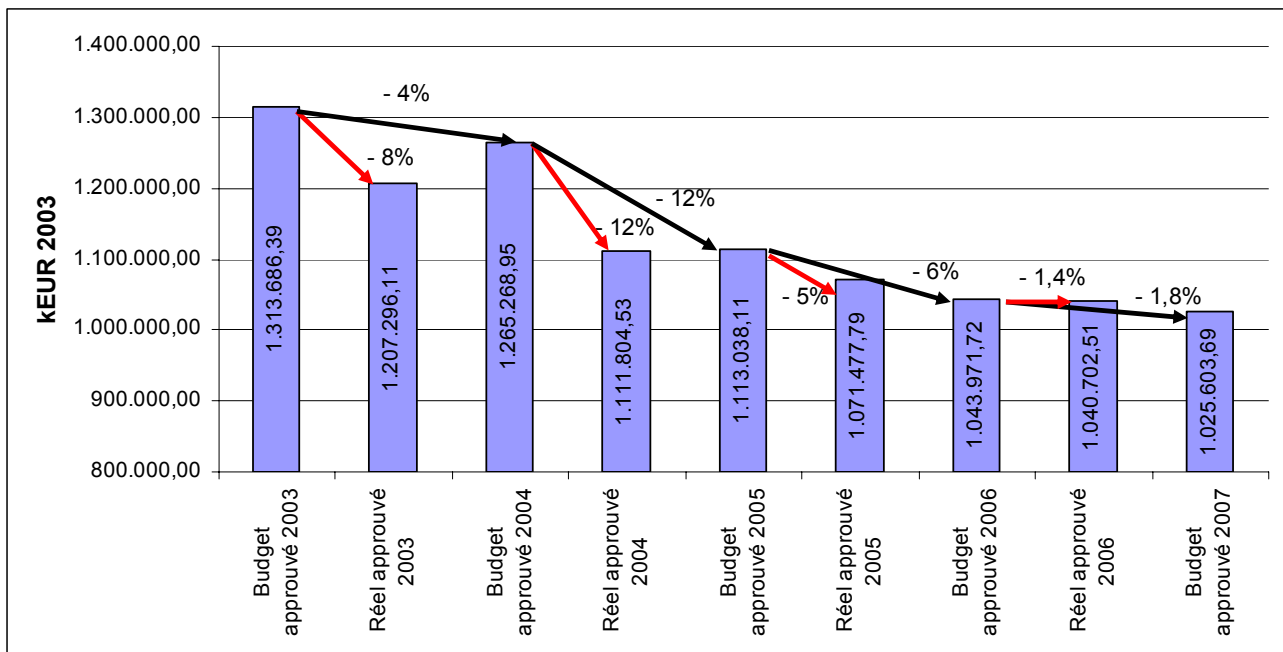
En comparaison à 2006, les tarifs appliqués en 2007 se sont avérés, en moyenne, supérieurs de 2,31 % pour les clients domestiques (3.500 kWh). Les clients industriels bénéficient, en revanche, d'une légère baisse de leurs tarifs de l'ordre de 0,5 % pour une consommation de 1.250 MWh par an et de 1,8 % pour une consommation de 30 MWh par an.

En moyenne, les tarifs de distribution demeurent en outre sensiblement inférieurs à leur niveau de 2003, année où la CREG est devenue compétente pour les approuver. Depuis 2003, la CREG a, en effet, rejeté d'importants montants de coûts, ce qui a entraîné, année après année, une diminution des tarifs du réseau de distribution au profit du consommateur.

La figure ci-dessous illustre l'évolution des coûts contrôlables budgétés⁵¹ et réels tels qu'approuvés par la CREG. Entre 2003 et 2007, les coûts contrôlables budgétés ont baissé d'environ 22 %, soit une baisse annuelle moyenne d'environ 6 %. Les coûts contrôlables réels ont diminué dans une même proportion, à savoir 14 % entre 2003 et 2006, soit une baisse annuelle moyenne de l'ordre de 5 %.

⁵¹ Les coûts contrôlables sont définis comme le coût total diminué (1) des impôts et surcharges (y compris les redevances de voirie), (2) des coûts liés aux obligations de service public, (3) des coûts de transport (y compris, le cas échéant, sur les réseaux de distribution en amont de celui du gestionnaire de réseau de distribution), (4) le cas échéant, des coûts liés aux réseaux d'éclairage public, (5) des coûts des pertes de réseaux, (6) des coûts de l'activité de mesurage et de comptage.

FIGURE 3: Évolution des coûts contrôlables de distribution entre 2003 et 2007 (en k€ constants de 2003*)



*Les coûts sont déflatés à l'aide de l'indice des prix à la consommation.

SOURCE : CREG

3.1.3.3. Equilibre de la zone de réglage

Le gestionnaire du réseau de transport ELIA est chargé de surveiller, maintenir et, le cas échéant, rétablir, à tout moment, l'équilibre entre l'offre et la demande de la puissance électrique dans la zone de réglage. Son intervention fait suite, entre autres, à d'éventuels déséquilibres individuels provoqués par les différents responsables d'accès. Conformément au règlement technique, ELIA doit soumettre à l'approbation de la CREG une proposition de règles de fonctionnement du marché destiné à compenser les déséquilibres quart-horaire.

Fin 2006, la CREG a approuvé la proposition d'ELIA⁵² moyennant un renforcement du monitoring mis en place par celle-ci en 2006. Le mécanisme proposé est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2007.

Fin 2007, la CREG a approuvé la proposition d'ELIA⁵³ en exigeant à nouveau le renforcement du monitoring mis en place depuis 2006. Le mécanisme proposé est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2008.

Le déséquilibre des acteurs du marché est calculé sur base quart-horaire (15 minutes). Une seule

⁵² Décision (B) 061220-CDC-611 concernant la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart-horaires.

⁵³ Décision (B)071213-CDC-732 concernant la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart-horaires.

zone de réglage est prise en considération. Elle couvre le territoire belge et la partie du réseau grand ducal (Grand duché de Luxembourg) qui est connectée au réseau belge.

Les ressources utilisées pour compenser les déséquilibres de la zone de réglage sont composées de réserves sur les unités de production belges, de contrats de délestage prioritaire de certaines charges industrielles (clientèle interruptible) et de contrats de réserve tertiaire « inter-TSO ». ELIA a, en effet, signé avec RTE et TenneT des contrats de mise à disposition de réserve tertiaire, appelée « réserve inter-TSO ». La disponibilité de ces réserves n'est pas garantie. En 2007, l'activation des réserves inter-TSO situées à l'étranger pour ELIA représente 1,7 % des activations d'ELIA pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage.

En terme de commerce en *intraday*, les possibilités suivantes existaient en 2007 :

- Belpex : pas d'*intraday* sur Belpex en 2007
- Frontière nord : pas d'*intraday* sur la frontière nord en 2007.
- Frontière sud : depuis le mois de mai 2007, possibilité d'acquérir de la capacité en *intraday* ; *gate closure time* par guichet
- Hub *intraday* d'ELIA : introduction de transactions supplémentaires entre deux ARP par rapport à leurs nominations en *day ahead*.

Le tarif de déséquilibre est basé sur un système à deux prix, prenant en compte le sens du déséquilibre du responsable d'accès et le sens du déséquilibre de la zone de réglage. En 2007, le prix moyen (non pondéré) de déséquilibre positif (injection > prélèvement) a été de 22,00 €/MWh et le prix de déséquilibre négatif (injection < prélèvement) a été de 48,67 €/MWh.

Le processus lié aux déséquilibres pour le jour J est le suivant :

- Imports et exports des capacités allouées sur bases annuelle et mensuelle sur les frontières nord et sud : nominations avant 8h00 en J-1
- Belpex : rentrée des offres avant 11h00 en J-1
- Hub *day ahead* d'ELIA : rentrée des nominations avant 13h00 en J-1
- Points d'injection et de prélèvement : nominations avant 14h00 en J-1
- Acquisition de capacité d'interconnexion sur la frontière sud en J : guichets en J
- Hub *intraday* d'ELIA : rentrée des nominations supplémentaires avant 13h00 en J+1

Les informations suivantes sont fournies par ELIA aux acteurs du marché en matière de compensation des déséquilibres quart-horaires, par publication sur son site web :

- des informations documentaires :
 - les informations sur les processus liés à l'équilibre, l'organisation des échanges entre ARP et les possibilités d'importation et d'exportation sur chacune des deux frontières de la zone de réglage ;
 - le contrat ARP « type » ;
 - les formules permettant de déterminer les tarifs de déséquilibre ;
- des informations chiffrées sur base quart-horaire :
 - les volumes et les prix des offres pour le réglage à la hausse et à la baisse (*ex ante*)
 - le volume et le prix du réglage à la hausse et à la baisse de l'équilibre de la zone (*ex post*)
 - les tarifs de compensation du déséquilibre individuel à la hausse et à la baisse (*ex post*).
- Un ordre de grandeur du déséquilibre actuel de la zone (temps réel).

3.1.3.4. Contrôle des régulateurs

a) Contrôle de la CREG

Dans le cadre de sa mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements y relatifs, la CREG exerce un contrôle direct ou indirect sur le gestionnaire du réseau de transport Elia. Ce dernier est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de transport, en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Le contrôle exercé par la CREG à cet égard se présente sous différentes formes dans la loi électricité.

Ainsi, il est notamment prévu que le gestionnaire du réseau adresse un rapport annuel à la CREG, pour faire part du suivi des mesures adoptées en interne pour mettre en oeuvre l'obligation de non-discrimination qui incombe à Elia. Par ailleurs, la régulation vise avant tout un accès régulé aux réseaux de transport d'électricité, sur la base de tarifs non discriminatoires et publiés à l'avance. Les tarifs d'accès au réseau que la CREG doit approuver constituent, de ce fait, un facteur important de contrôle, au même titre que l'approbation des conditions générales des différents contrats d'accès, de responsable d'accès ou de raccordement. Au travers du plan de développement du réseau de transport, la CREG peut aussi contrôler si les investissements prévus dans ce plan permettent au gestionnaire du réseau de rencontrer les besoins en capacité de manière adéquate et efficace. Enfin et de façon plus générale, la CREG peut toujours requérir le gestionnaire du réseau de lui fournir toutes les informations nécessaires pour l'accomplissement des missions qui lui sont assignées. De même, en cas de manquements par rapport à la réglementation, la CREG peut mettre le gestionnaire du réseau en demeure de s'y conformer, à

défaut de quoi elle pourrait décider de lui infliger une amende administrative. L'ensemble de ces mesures doivent permettre à la CREG de s'assurer du respect, par le gestionnaire du réseau, des obligations qui lui sont imparties, entre autres, par l'article 8, § 1er, de la loi électricité.

En 2007, la CREG n'a dû exercer aucune des mesures précitées, à l'exception de sa compétence en matière des tarifs⁵⁴ et de l'approbation des conditions générales de contrats de responsables d'accès⁵⁵ et de contrats d'accès⁵⁶.

La sécurité d'approvisionnement est restée à un niveau élevé au cours de cette même année :

- Le nombre moyen d'interruptions sur le réseau Elia par consommateur (AIF) s'est établi à 0,09.
- La durée moyenne des interruptions a été de 39 minutes et 07 secondes.
- Répartie entre tous les clients, la durée moyenne d'interruption en 2007 a été de 3 minutes et 32 secondes par client (Average Interruption Time ou AIT).

Un nombre moyen d'interruptions de 0,09 équivaut à une moyenne d'une interruption par client tous les onze ans. Une durée moyenne d'interruption par client (AIT) de 3 minutes 32 secondes équivaut à une fiabilité moyenne de 99,9993%.

Les indicateurs tiennent seulement compte des points de prélèvement sur le réseau Elia à tous les niveaux de tension, de 30 kV à 380 kV, et, comme le précisent les recommandations internationales, les statistiques sur la continuité de l'approvisionnement en électricité ne tiennent compte que des interruptions qui durent plus de 3 minutes.

b) Contrôle de la VREG

La VREG doit contrôler les gestionnaires de réseaux de distribution en matière de dégroupage et veiller au respect des obligations réglementaires et légales. Chaque gestionnaire de réseau de distribution doit rendre un rapport, sur une base annuelle, concernant la qualité du service en termes de continuité de la fourniture (durée moyenne et fréquence des coupures de courant, pour l'ensemble du réseau et par client), les caractéristiques techniques du voltage et le respect du calendrier tel que décrit dans le code de réseau. A l'heure actuelle, il n'existe aucun mécanisme de sanction ou d'indemnisation, bien qu'il en ait déjà été question pour les pannes de longue durée.

⁵⁴ Voir, à cet égard, le rapport annuel 2007, p. 34 et références citées en notes 122 à 125.

⁵⁵ Décisions (B)070633-CDC-668 et (B)070902-CDC-713 (disponibles sur www.creg.be).

⁵⁶ Décision (B)071025-CDC-724 (disponible sur www.creg.be) et décision (B)071219-CDC-738.

La VREG publie annuellement une comparaison des résultats des gestionnaires de réseaux quant à la qualité de leur service. En 2008, elle l'a publiée pour l'année 2007. En moyenne, la fourniture d'électricité aux clients flamands a été interrompue 0,556 fois de manière imprévue au cours de l'année 2007. La réparation d'une interruption a duré en moyenne 39 minutes et 37 secondes. Par conséquent, les utilisateurs du réseau de distribution flamand ont, en moyenne, été privés d'électricité pendant 22 minutes et 19 secondes à la suite d'incidents survenus sur le réseau. Cela fait 6 minutes et 3 secondes de moins qu'en 2006, soit une diminution de 21%.

c) Contrôle de la CWaPE

La CWaPE est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'électricité, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des décrets et arrêtés y relatifs, d'autre part.

Entre autres, la CWaPE contrôle le respect des obligations prescrites aux gestionnaires de réseaux, notamment en matière :

- d'amélioration, renouvellement et extension du réseau en vue de garantir une capacité adéquate pour rencontrer les besoins (notamment dans le cadre des plans d'adaptation)⁵⁷ ;
- de sécurité, fiabilité et efficacité du réseau (notamment via les rapports « qualité » rentrés annuellement)⁵⁸ ;
- de précautions à prendre par le gestionnaire de réseau en vue de préserver la confidentialité des informations personnelles et commerciales dont le gestionnaire de réseau a connaissance dans l'exécution de ses tâches (notamment via les rapports « confidentialité » rentrés annuellement⁵⁹).

d) Contrôle de BRUGEL

BRUGEL est également investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part. Sur le marché de l'électricité, la Région de Bruxelles-Capitale compte un

⁵⁷ Une présentation standardisée du plan d'adaptation et du rapport qualité a été définie et imposée par la CWaPE et est disponible sur son site internet.

⁵⁸ Voir note précédente.

⁵⁹ Quant au rapport confidentialité, si un contenu minimal en est imposé, la présentation reste libre.

gestionnaire de réseau de transport régional (Elia) et un gestionnaire du réseau de distribution (Sibelga).

Outre sa compétence d'avis sur les règlements techniques et de contrôle sur l'application de ceux-ci, BRUGEL dispose de la possibilité de faire des propositions d'adaptation aux règlements techniques proposés par les gestionnaires de réseaux en vue de leur approbation par le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale. Par ailleurs, les chargés de mission de BRUGEL sont investis d'une mission de contrôle du respect par les gestionnaires des réseaux des dispositions suivantes prévues aux articles 3 à 9ter de l'ordonnance⁶⁰ :

1. indépendance du gestionnaire du réseau de transport régional;
2. respect par le gestionnaire du réseau de transport régional, des obligations imposées par l'ordonnance et les autres lois et règlements;
3. transmission annuelle d'informations et de plans en vue de garantir, en toutes circonstances, la continuité de la fonction de gestionnaire du réseau de transport régional;
4. transmission annuelle d'information et de plans en vue de garantir, en toutes circonstances, la continuité de la fonction de gestionnaire du réseau de distribution;
5. indépendance du gestionnaire du réseau de distribution et absence d'engagement de celui-ci dans une activité de fourniture d'électricité si ce n'est dans le cadre des obligations de service public prévues par l'ordonnance;
6. respect des principes énoncés à l'article 9 de l'ordonnance pour l'exécution par le gestionnaire du réseau de distribution des missions qui lui sont confiées (tenue d'une comptabilité et financement en totale indépendance des personnes détentrices d'une autorisation de fourniture, système informatique indépendant, personnel qualifié suffisant,...).

En 2006, pour l'électricité, la durée moyenne de la coupure annuelle à laquelle tout client risquait d'être soumis était de 22:44 minutes. En 2007, cette durée était réduite à 15:55 minutes.

3.1.4. Dégroupage de fait

3.1.4.1. Le gestionnaire du réseau de transport

Au niveau fédéral (tension supérieure à 70 kV), il n'existe qu'un seul gestionnaire de réseau de transport. Il s'agit d'Elia qui a été désignée le 13 septembre 2002 pour une période de 20 ans.

⁶⁰ Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, modifiée par l'ordonnance du 14 décembre 2006.

La législation belge prévoit un dégroupage juridique, fonctionnel et comptable du gestionnaire de réseau mais ne renferme aucune obligation de dissociation totale de la propriété. Les principales dispositions en matière de dégroupage pour le gestionnaire de réseau sont définies dans la loi électricité du 29 avril 1999 et les amendements apportés par la loi du 1^{er} juin 2005, ainsi que dans l'arrêté royal du 3 mai 1999 relatif à la gestion du réseau national de transport. Les dispositions mentionnées se rapportent à la structure juridique, à la composition des organes de la société et à ses activités.

La législation belge interdit au gestionnaire de réseau de prendre des participations dans les producteurs, les distributeurs, les fournisseurs et les intermédiaires. Elia System Operator a un siège social qui lui est propre.

La structure de propriété d'Elia System Operator au 15 juillet 2008 est reprise dans le tableau 2. Elia System Operator est dissociée juridiquement des producteurs/fournisseurs d'électricité mais Electrabel reste actionnaire à hauteur de 24,35%.

Le gestionnaire du réseau est administré par un conseil d'administration qui définit, entre autres, la politique générale de la société. Ce conseil d'administration est composé exclusivement d'administrateurs non exécutifs. Par ailleurs, la moitié de ses membres se compose d'administrateurs indépendants nommés pour leurs connaissances en matière de gestion financière et en matière technique. La CREG donne un avis conforme sur l'indépendance des administrateurs indépendants. Enfin, certaines règles relatives à la représentation minimale de l'autre sexe et à l'équilibre linguistique sont d'application.

Le comité de direction d'Elia est exclusivement composé de membres indépendants. Il est compétent, entre autres, pour la gestion de réseaux de l'électricité et la gestion journalière.

Outre ce comité, il existe plusieurs comités consultatifs (notamment le comité d'audit, le comité de gouvernement d'entreprise et le comité de rémunération). Leur rôle, les conditions de composition et leurs compétences varient en fonction du type de comité.

Etant donné que le gestionnaire de réseau est coté en bourse depuis juin 2005, Elia doit également se soumettre aux règles de bonne gouvernance d'entreprise en vigueur pour les sociétés cotées. Ces règles comprennent, entre autres, le Code belge de gouvernance d'entreprise pour les sociétés cotées, c'est-à-dire le « Code Lippens ».

En sa qualité de gestionnaire de réseau, Elia ne peut s'engager dans aucune activité de production ou de vente d'électricité autres que celles nécessitées par son activité de coordination en tant que gestionnaire du réseau. Elle ne peut pas non plus s'engager dans des activités de gestion de réseaux de distribution d'un niveau de tension inférieur à 30 kV. Le gestionnaire du réseau peut exercer, sur le territoire belge ou hors de celui-ci, toute activité conforme à son objet social. Ces activités ne peuvent toutefois pas avoir d'effet négatif sur l'indépendance du gestionnaire du réseau ni sur l'exercice des missions qui lui sont confiées légalement.

3.1.4.2. Les gestionnaires de réseaux de distribution

a) Présentation générale

Répartition des GRD dans les trois régions

En 2007, la Belgique comptait 26 gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité (« GRD »). Ceux-ci sont répartis comme suit sur l'ensemble des régions : 15 en Flandre, 1 à Bruxelles et 11 en Wallonie. Trois gestionnaires de réseaux sont transfrontaliers. En d'autres termes, ils exercent leurs activités tant en Flandre qu'en Wallonie. Il existe 14 gestionnaires de réseaux de distribution qui, au sein d'une même entreprise, exercent les deux activités (distribution de l'électricité et du gaz).

« 100.000 customers rule »

La « 100.000 customer rule » n'est par ailleurs pas en application en Belgique et 11 gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité comptent moins de 100.000 utilisateurs du réseau.

Actifs propres

Tous les GRD disposent d'actifs propres. Certains GRD disposent, en outre, d'un actif mis à leur disposition par les actionnaires communaux/provinciaux sous la forme d'un apport en usage ou via des conventions de concession.

Structure de propriété des gestionnaires de réseaux

Des 26 gestionnaires de réseaux en Belgique, 10 gestionnaires sont des intercommunales pures, ce qui signifie qu'elles appartiennent entièrement aux autorités locales (communes ou provinces). L'un des gestionnaires de réseaux est une entreprise privée qui dessert l'aéroport national de Zaventem et ses environs. Les 15 gestionnaires de réseaux de distribution restants sont des intercommunales mixtes et font donc partie d'un partenariat public-privé avec Electrabel.

Les gestionnaires de réseaux mixtes assurent ensemble la distribution de près de 80% de l'énergie électrique en Belgique. Les cinq principaux gestionnaires de réseaux de distribution (qui sont tous des gestionnaires de réseaux mixtes) assurent ensemble la distribution de près de 50% de l'énergie électrique en Belgique.

Tous les gestionnaires de réseaux de distribution sont légalement séparés. Cette séparation légale a été rendue obligatoire dès le début de la libéralisation en Belgique. En 2006 et 2007, des glissements ont été opérés dans la structure de l'actionariat dans les différentes régions pour les gestionnaires de réseaux de distribution du secteur mixte (participation d'Electrabel). La part d'actionnaires communaux/provinciaux a été augmentée, en contrepartie d'une diminution de la part d'Electrabel.

Conformément aux dispositions légales en vigueur, Electrabel possédait 30% des actions des gestionnaires de réseaux mixtes en Flandre (depuis le 5 septembre 2006) et dans la Région de Bruxelles-Capitale alors qu'elle varie entre 38% et 49% en Région wallonne.

La figure n° 2 présente une vue d'ensemble de la structure d'actionariat des intercommunales mixtes. Il est renvoyé aux commentaires qui suivent cette figure en ce qui concerne les spécificités de chacune des régions (point 3.1.3.1.b).

Personnel

En termes de personnel, le nombre d'équivalents temps dans le secteur de la distribution d'électricité et de gaz (gestionnaires de réseaux de distribution, opérateurs techniques, entreprises de mesurages et de comptage) peut *grosso modo* être estimé à 8.500 ETP.

Localisation et appellation

Tous les gestionnaires de réseaux de distribution se situent physiquement sur des sites différents de ceux des fournisseurs. Ils se font connaître publiquement sous leur dénomination distincte et en tant qu'entreprise distincte. Selon une tendance récente, les gestionnaires de réseaux se profilent davantage sous le nom de leur société d'exploitation auprès du public. En Flandre, tel est principalement le cas pour Eandis (gestionnaires de réseaux de distribution mixtes) et Infrac (gestionnaires de réseaux de distribution purs). Les centres d'appels ont également doublé en 2007, empêchant ainsi toute confusion entre le centre d'appels des gestionnaires de réseaux de distribution et celui des fournisseurs.

Comptes distincts et tarifs

Dans l'optique de la séparation légale, les comptes publiés par les gestionnaires de réseaux sont effectivement des comptes distincts.. Étant donné que nombre de gestionnaires de réseaux exercent simultanément des activités régulées et autres (distribution d'électricité et de gaz, mais également télédistribution, aménagement d'égouts, etc.), aucun reporting distinct relatif à la distribution d'électricité ne peut être déduit des comptes officiels des gestionnaires de réseaux. La législation belge, en ce qui concerne la régulation tarifaire plus particulièrement, prévoit l'obligation de tenir une comptabilité analytique, avec une actualisation, pour chaque activité du gestionnaire de réseau, de la séparation entre les coûts et les recettes.

Les gestionnaires de réseaux de distribution introduisent leurs propositions tarifaires sur la base d'un modèle de rapport établi par la CREG en collaboration avec les gestionnaires de réseaux. Le contrôle *ex post* des chiffres s'effectue également sur la base de ce même modèle de rapport.

Il n'existe aucun contrôle révisoral distinct des comptes séparés des gestionnaires de réseaux de distribution, ni aucune certification des chiffres fournis à la CREG. Pour le contrôle des comptes, la CREG se base sur les comptes annuels attestés par le commissaire-réviseur et vérifie ensuite la correspondance avec les résultats des différentes activités du gestionnaire de réseau.

Le non-respect des dispositions légales de diffusion des informations peut faire l'objet d'une sanction équivalente à l'imposition d'amendes administratives. Plus spécifiquement, en ce qui concerne les tarifs régulés, la CREG peut procéder à l'imposition de tarifs provisoires, fixés par la CREG sur la base des informations disponibles.

b) Présentation région par région

Région flamande

Selon la législation flamande dans le domaine de l'énergie, les gestionnaires du réseau de distribution doivent disposer d'un droit de propriété ou d'exploitation pour le réseau de distribution auquel ils ont été désignés. 15 gestionnaires de réseaux de distribution (tant d'électricité que de gaz naturel) disposent d'un droit de propriété pour une partie ou pour l'ensemble du réseau de distribution auquel ils ont été désignés. 3 gestionnaires de réseaux de distribution (tant d'électricité que de gaz naturel) disposent d'un droit d'utilisation de leur réseau de distribution.

Les gestionnaires du réseau de distribution en Flandre constituent des personnalités juridiques

distinctes (avec, par voie de conséquence, une comptabilité, communication,... distinctes) par rapport aux fournisseurs et aux producteurs d'énergie. En Flandre, il existe 2 types de gestionnaires du réseau au niveau de l'actionariat, à savoir les gestionnaires de réseaux mixtes, auxquels participe un fournisseur ou producteur d'énergie (à savoir Electrabel), cette partie privée disposant d'une participation de 30 % dans ces gestionnaires du réseau. Par ailleurs, il y a les gestionnaires du réseau purs, auxquels ne participe aucun fournisseur ni producteur d'énergie.

La dissociation réelle parmi les gestionnaires du réseau de distribution mixtes en Flandre a fait un grand bond en avant en 2006 par la création de la société d'exploitation Eandis SCRL, à laquelle ne participent que les gestionnaires du réseau de distribution. Cette société est dirigée par un conseil d'administration dont les membres sont désignés pour 80 % (16 membres) par ces gestionnaires du réseau de distribution et sont également délégués pour la plupart par les conseils d'administration de ces mêmes gestionnaires de réseaux de distribution. Electrabel désigne elle-même les autres membres du conseil d'administration (4 membres) étant donné qu'en raison de sa participation aux gestionnaires de réseaux de distribution mêmes (limitée à 30 %), elle exerce toujours indirectement un contrôle sur Eandis. Certains gestionnaires du réseau du secteur pur (Inter-energa, WVEM et IVEG) ont également créé une telle société d'exploitation, Infrac SCRL.

Dans le courant de l'année 2008, la VREG vérifiera si les sociétés d'exploitation répondent aux conditions d'indépendance administrative et juridique imposées aux gestionnaires du réseau. Si ces conditions sont rencontrées, la VREG autorisera les gestionnaires du réseau à faire appel aux sociétés d'exploitation en question.

Dans le passé, la communication avec les clients des gestionnaires du réseau mixtes était toujours assurée par une société filiale à 100 % d'Electrabel, à savoir la société N'Allo, et ce pour le compte des gestionnaires du réseau mixtes. Afin de se conformer également à la réglementation en vigueur sur ce point, les gestionnaires du réseau de distribution mixtes ont entrepris les démarches nécessaires afin de pouvoir créer une nouvelle société au sein d'Eandis, qui assure les contacts avec la clientèle à partir de 2007. Cette société, De Stroomlijn SCRL, est une filiale d'Eandis et de TMVW (une intercommunale de distribution d'eau). De son côté, la société De Stroomlijn a toujours conclu un contrat de fourniture de services avec N'Allo en vue du traitement de l'overflow en cas de charge de pointe et du support logistique

Finalement, Eandis a continué à mettre en exécution le découplage exigé des systèmes de TI, conformément aux modalités et au timing de la feuille de route imposée à cet effet par la VREG. La VREG est tenue régulièrement au courant des progrès en la matière.

Si la VREG devait constater qu'il n'est pas satisfait aux engagements en matière de capacité financière et technique, de fiabilité professionnelle, de droit de propriété ou d'exploitation, d'indépendance administrative et juridique, la possibilité existe toujours pour la VREG de révoquer la désignation du gestionnaire du réseau en question.

Actuellement, 16 gestionnaires du réseau de distribution électrique sont actifs en région flamande.

La situation au niveau de la dissociation au sein de la région flamande peut donc se résumer comme suit :

- aucun "ownership-unbundling" n'est repris dans la réglementation flamande, mais bien un "legal unbundling", où la participation d'un fournisseur, producteur, importateur de gaz naturel étranger, intermédiaire ou société liée ou associée ne peut dépasser 30 % ;
- tous les gestionnaires du réseau de distribution qui répondent aux exigences d'unbundling légal disposent des droits de propriété ou d'exploitation nécessaires à l'égard des réseaux de distribution ;
- la limite de 100 000 clients n'a pas été reprise dans la réglementation flamande.

Région wallonne

Des règles destinées à garantir l'indépendance des gestionnaires vis-à-vis des producteurs, fournisseurs aux clients éligibles ou intermédiaires, sont édictées dans le décret du 12 avril 2001 ainsi que dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002 relatif aux gestionnaires de réseaux⁶¹.

Le décret électricité prévoit, à l'égard des gestionnaires de réseau, tantôt des restrictions, tantôt des obligations, et ce à deux niveaux différents :

- au niveau du champ d'activité de ceux-ci ;
- au niveau de leur organisation interne.

Parmi les limitations stipulées par le décret aux activités des gestionnaires de réseau, on relèvera par exemple que ceux-ci ne peuvent, sauf exceptions strictement prévues, réaliser des activités de

⁶¹ Ces règles d'indépendance ont été adoptées dans le cadre de la transposition de la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Selon la CWaPE, la transposition de la nouvelle directive « électricité » du 26 juin 2003, 2003/54/CE impliquera également une probable adaptation de ces règles d'indépendance (CD-5f28-CWaPE-100-Proposition de modifications des décrets du 12 avril 2001 et du 19 décembre 2002 à prévoir dans un prochain décret énergie, p. 5).

vente ou de production d'électricité. Ils ne peuvent davantage s'engager dans des activités de fourniture aux clients éligibles, ni dans la fourniture d'autres services sur le marché de l'électricité qui ne sont pas directement liés à l'exécution des tâches qui leur sont imposées par ou en vertu du décret. Ils peuvent toutefois fournir de l'électricité au tarif social aux clients protégés qui en font la demande.

Les règles d'organisation interne ont pour but de renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux par rapport aux autres métiers de l'énergie. Ces règles portent sur le fonctionnement de leurs organes statutaires, sur la représentation de l'associé public au sein des intercommunales mixtes et sur l'évitement de conflits d'intérêt pouvant exister dans le chef d'administrateurs ou de membres du personnel.

Selon l'article 7 du décret électricité, au minimum 51 % des parts représentatives du capital du gestionnaire du réseau de distribution doivent être détenus par les communes et, le cas échéant, par les provinces. A la fin de l'année 2018, la part de l'associé public devrait atteindre 75 %.

L'arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002 énonce lui aussi un train de règles destinées à renforcer le poids des mandataires communaux et provinciaux publics au sein des intercommunales mixtes⁶².

Des règles d'indépendance n'ont pas seulement été instituées à charge des membres des organes statutaires de ces gestionnaires de réseaux mais également des membres de leur personnel. Le décret électricité prévoit notamment que le gestionnaire de réseau dispose d'un personnel propre qui réalise lui-même ou qui confie à un expert indépendant des producteurs, fournisseurs aux clients éligibles et intermédiaires, les tâches stratégiques et confidentielles⁶³.

L'arrêté du 21 mars 2002 définit enfin des règles destinées à assurer la confidentialité des

⁶² Ainsi, selon cet arrêté, le gestionnaire du réseau de distribution doit être administré par un conseil d'administration dont la moitié au moins des membres doivent être des « administrateurs indépendants », à savoir des administrateurs qui n'exercent aucune fonction ou activité, rémunérée ou non, au service d'un producteur, d'un fournisseur aux clients éligibles, d'un intermédiaire et n'ont pas exercé une telle fonction ou activité au cours des douze mois précédant leur nomination en tant qu'administrateur du gestionnaire de réseau, et ne bénéficient d'aucun avantage matériel octroyé par l'une des personnes visées ci-dessus, ni par l'une de leurs entreprises associées ou liées, qui, de l'avis de la CWaPE, est susceptible d'influencer son jugement (article 1^{er}, 5^e et article 13 de l'AGW du 21.03.02). Ces mêmes dispositions stipulent que les décisions du conseil d'administration relatives à la désignation et révocation des membres du personnel et, le cas échéant, des membres de l'organe restreint de gestion requièrent 75 % des voix des administrateurs indépendants. Lorsque le conseil d'administration délègue la gestion courante du gestionnaire de réseau à un organe restreint de gestion, celui-ci doit être composé au moins pour moitié d'administrateurs indépendants.

⁶³ Parmi ces tâches stratégiques et confidentielles, le décret électricité mentionne « *en tout cas, le contrôle de la comptabilité, le relevé des compteurs et le traitement des données en résultant, ainsi que les contacts avec les producteurs raccordés ou souhaitant se raccorder audit réseau* ». Cette disposition énonce qu'après avis de la CWaPE, le Gouvernement wallon peut déterminer d'autres tâches stratégiques et confidentielles (voy. l'article 16 du décret électricité).

informations personnelles et commerciales dont le gestionnaire du réseau a connaissance dans l'exécution de ses tâches⁶⁴.

En 2006, la CWaPE déplorait la persistance de trop d'incertitudes sur la séparation effective entre les activités de réseau et l'activité de fourniture d'un opérateur historique, de nature à entretenir une situation défavorable pour la concurrence. Poursuivant le travail entamé début 2005, la CWaPE avait multiplié les contacts et les réunions avec les différents acteurs concernés afin de faire respecter les échéances fixées ; il était en effet primordial que l' "*unbundling*" informatique entre les activités de gestionnaire de réseau et de fourniture soit effectif avant la libéralisation totale.

Actuellement, sur 13 intercommunales désignées en qualité de gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, 8 sont des intercommunales mixtes dans lesquelles le fournisseur historique dispose d'une minorité importante.

Dans une proposition du 20 novembre 2007 au Gouvernement Wallon, la CwaPE a constaté que les difficultés rencontrées suite à la persistance de certaines incertitudes au niveau de la séparation effective entre les gestionnaires de réseaux mixtes et leur associé privé étaient de quatre ordres:

- ⇒ cette situation rend plus complexe l'exercice, par la CwaPE, des missions de contrôle qui lui incombent;
- ⇒ cette situation entraîne la méfiance des autres fournisseurs et producteurs;
- ⇒ cette situation entraîne la réticence des gestionnaires de réseaux flamands et bruxellois à abandonner des responsabilités à des employés du fournisseur historique, dans le cadre de missions communes;
- ⇒ cette situation est susceptible d'entraîner un surcoût d'exploitation des réseaux de distribution mixtes.

En 2007, plusieurs réflexions et concertations ont été menées à propos de la nécessité de faire évoluer le secteur de la distribution. Le secteur mixte de la distribution envisage la création d'une société chargée de l'exploitation journalière des gestionnaires de réseaux, dont tout producteur, fournisseur ou intermédiaire serait exclu du capital.

⁶⁴ Dans ce cadre, une personne, indépendante des producteurs, fournisseurs aux clients éligibles et intermédiaires, doit être désignée par les gestionnaires de réseaux de distribution pour coordonner les mesures adoptées en application dans le contexte de ces règles relatives à la confidentialité des données. La CWaPE peut solliciter à tout moment de la personne ainsi désignée un rapport sur l'application de ces mesures (article 17 de l'AGW du 21.03.02). En pratique, la CWaPE a demandé qu'un rapport annuel lui soit envoyé (pour la fin mars de chaque année).

Un projet de décret modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, qui entrera en vigueur en 2008, réorganisera la structure du secteur mixte de la distribution en Wallonie, et intégrera le projet des gestionnaires de réseau.

Région de Bruxelles-Capitale

En Région de Bruxelles-Capitale, Sibelga est le gestionnaire du réseau de distribution pour l'électricité. En 2007, Electrabel, l'opérateur historique, détenait 30% des parts de Sibelga. Au 31 décembre 2012, il est prévu qu'Electrabel renonce à la totalité de sa participation dans le capital de Sibelga.

Le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale peut déterminer les mesures à prendre en matière d'organisation des services et de délégation d'exploitation, en vue d'assurer l'indépendance de gestion du gestionnaire du réseau vis-à-vis des personnes disposant d'une autorisation de fourniture d'électricité ou de gaz en Belgique, ou contrôlées directement ou indirectement par de telles personnes, ou encore contrôlant directement ou indirectement de telles personnes.

BRUGEL peut infliger des amendes administratives à toute personne, physique ou morale qui ne se conformerait pas aux dispositions de l'ordonnance, notamment pour ce qui concerne l'exigence légale de séparation juridique. Le cas échéant, le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale peut retirer la désignation des gestionnaires de réseaux pour sanctionner ces derniers s'ils ne satisfont pas à l'exigence légale de la séparation juridique.

3.2. Aspects concurrentiels [Article 23(8) et 23(1)(h)]

3.2.1. Description du marché de gros

3.2.1.1. Caractéristiques générales du marché de gros

En Belgique, le marché de gros a donné lieu, en 2007, à une consommation totale de 89,9 TWh⁶⁵ et un peak load de 14.04 GW. La capacité de production maximale nette s'est chiffrée à 16.36 GW (donnée provisoire 11/7/08)⁶⁶ tandis que la production totale nette était de 84,8 TWh⁶⁷.

A la frontière franco-belge, le NTC total pour l'importation d'électricité s'est élevé, en 2007, à un

⁶⁵ Donnée provisoire.

⁶⁶ Donnée provisoire.

⁶⁷ Donnée provisoire.

montant de 22.561.100 MWh, soit un montant moyen de 2.576 MW. A la frontière entre les Pays-Bas et la Belgique, le NTC s'est élevé à un montant total de 11.675.339 MW et à un montant moyen de 1.333 MW. Le montant total du NTC s'est donc élevé, en 2007, pour la Belgique, à 34.236.439 MWh, soit un montant moyen de 3.909 MW.

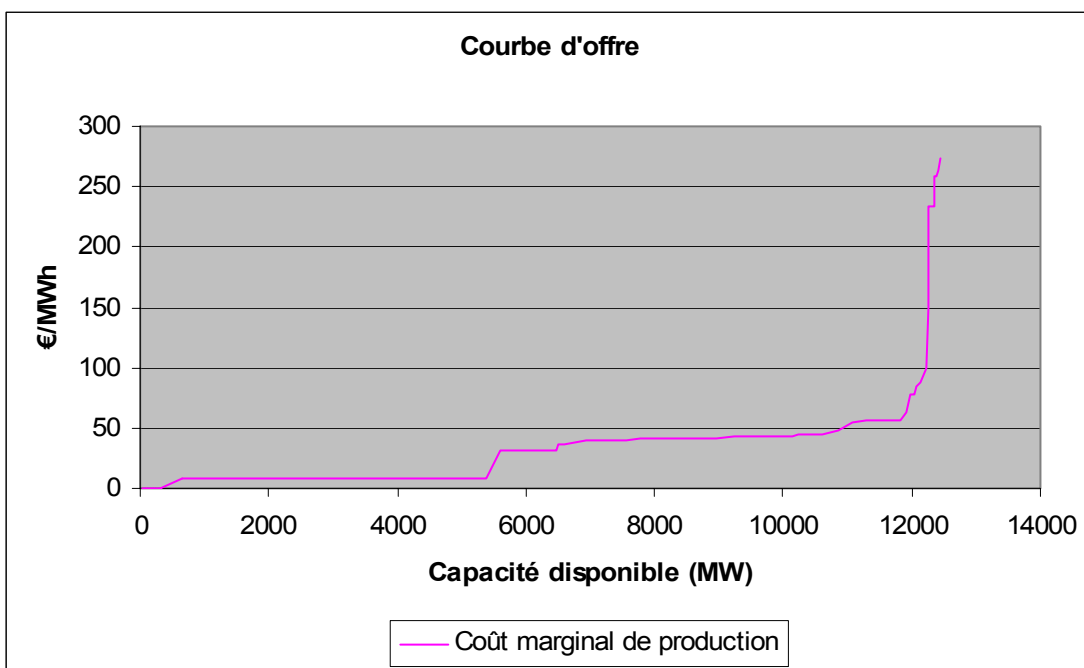
Le degré d'interconnexion du réseau s'est élevé, en 2007, à 23,9 %.

Pour cette même année, les load flows ont conduit à un résultat de 15,7 TWh pour l'importation et de 9 TWh pour l'exportation. En 2007, la Belgique a donc connu une importation nette d'électricité de 6,6 TWh.

Au cours de cette même année, deux entreprises étaient, par ailleurs, sensées disposer d'au moins 5 % de la capacité nette de production. De plus, si l'on ne tient compte que des entreprises raccordées au réseau de transport (Elia), 99,9% de la capacité nette de production appartenait aux trois plus grandes entreprises de ce secteur. Les mêmes chiffres étaient également d'application en tenant compte du volume net de production.

La figure ci-dessous donne une description du *merit order* du parc de production centralisé belge (carbone inclus).

FIGURE 4 : Courbe d'offre



SOURCE : CREG

Dans ce graphique, les différents paliers représentent successivement :

- les centrales nucléaires ;
- les centrales de pompage-turbinage ;
- la biomasse ;
- les turbines à gaz à cycle combiné ;
les centrales thermiques au charbon &
les centrales thermiques au gaz ;
- les turbines à gaz à cycle ouvert ;
- les diesels ;
- les turbojets.

Les trois derniers types de centrales sont des unités de secours, très peu utilisées.

En ce qui concerne l'indice HHI, le présent rapport n'envisage que les unités qui sont raccordées au réseau. Pour ce qui est des capacités de production, l'indice HHI a été calculé de deux manières, selon que les centrales de pompage (Coo et Platte Taille) ont ou non été prises en compte. Dans la première hypothèse, l'indice HHI était de 8.390 en 2007 alors que, dans le second cas, il était de 8.240. Pour ce qui est des volumes nominés en jour J-1, seul l'indice HHI qui ne prend pas en compte lesdites centrales a été calculé. Pour l'année 2007, il a donné un résultat de 8.860.

3.2.1.2. Services auxiliaires

a) Réserve primaire

Pour 2007, Elia a conclu avec deux entreprises distinctes deux contrats de fourniture de réserve primaire pour un total de 97 MW. Le premier contrat portait sur la fourniture de 90 MW avec une disponibilité de 100% en heures Peak, et de 97 MW avec une disponibilité 100% en heures Off-Peak et Weekend. Le deuxième contrat porte sur la fourniture de 7 MW avec une disponibilité de 95% en heures Peak uniquement.

b) Réserve secondaire

En 2007, une seule entreprise a fourni la puissance pour la réserve secondaire de 130 MW en moyenne, avec un minimum de 100 MW. La taille de la réserve secondaire mise à la disposition du TSO par cette entreprise a été répartie sur des unités différentes avec une disponibilité variable,

comprise entre 70% et 100%. Cette réserve secondaire « automatique » a fourni 94% d'énergie appelée pour balancer l'équilibre.

c) Réserve tertiaire

Pour 2007, le TSO a conclu des contrats de fourniture de réserve tertiaire avec deux entreprises, pour une capacité de production de 420 MW. La première entreprise a été chargée de la fourniture de 349,6 MW de réserve de production répartis sur différentes unités avec une disponibilité variable comprise entre 87,5% et 100%. La deuxième entreprise a été chargée de la fourniture de 90 MW avec une disponibilité de 95% du temps.

Au cours de la même année, le TSO a contracté 240 MW de charges interruptibles pour compléter sa réserve tertiaire. La disponibilité de cette réserve a fait l'objet d'un contrôle, basé sur la consommation réelle des clients interruptibles pour chaque quart d'heure.

3.2.1.3. La Bourse Belpex DAM et OTC

a) Généralités

En ce qui concerne l'OTC, la CREG n'a aucune vue sur ce marché.

En revanche, sur le Belpex DAM⁶⁸, le volume total négocié en 2007 a atteint 7,6 TWh. Le volume négocié sur Belpex DAM représente donc environ 8,5 % du marché belge. Il y avait 24 participants sur le Belpex DAM à la fin de 2007.

Le volume total acheté sur Belpex DAM en 2007 a atteint 6,8 TWh tandis que le volume vendu s'est élevé à 4,9 TWh. La différence entre le volume acheté et le volume vendu d'une part, et entre ces deux volumes et le volume total négocié d'autre part, est précisément due au couplage de marchés et aux flux échangés avec la France et les Pays-Bas.

b) Modifications du règlement de Belpex DAM

En mars 2007, Belpex S.A. a proposé une première modification au règlement relatif à l'échange de blocs d'énergie (règlement de marché). Cette modification concerne l'introduction d'un nouveau

⁶⁸ L'arrêté d'agrément du 11 janvier 2006 (rapport annuel 2006, page 31) autorise Belpex à organiser un marché *day-ahead* pour l'échange de blocs d'énergie en Belgique ('le Belpex DAM')

type de participation au Belpex DAM⁶⁹, sous la forme d'une participation indirecte limitée par le biais d'un intermédiaire bénéficiant d'un accès total au Belpex DAM. Cette modification a finalement été approuvée par le Ministre le 21 mai 2007⁷⁰.

En octobre 2007, Belpex S.A. a proposé une seconde modification du règlement de marché en vue de créer deux nouveaux marchés, à savoir le CoDAM et le CIM. Pour la CREG, le problème majeur de cette proposition résidait, toutefois, dans le fait que Belpex ne définit ni le CoDAM ni le CIM et que toute référence explicite au Belpex DAM existant a été supprimée. Or, la CREG estime que les marchés individuels, leurs principales caractéristiques et les conditions d'application doivent être décrits dans les procédures de marché, et ce même si elles ne requièrent pas l'approbation préalable du Ministre.

Le règlement de marché proposé contenait, par ailleurs, une série de règles générales qui ne précisaient toutefois pas sur quel marché elles s'appliquaient. Or, bien que ces règles pouvaient souvent s'appliquer sur les trois marchés concernés, le Comité de direction n'a pas été en mesure de déterminer, en pratique, le fonctionnement précis de ces marchés. Il a également émis certains doutes concernant plusieurs articles en raison de leur formulation vague ou incomplète. Le Comité de direction a, dès lors, conseillé⁷¹ au Ministre de l'Énergie de rejeter cette seconde proposition de modification du règlement de marché de Belpex⁷².

c) Fonctionnement de la bourse

Le couplage des marchés 'DAM' entre la Belgique (Belpex), les Pays-Bas (APX) et la France (Powernext) a été couronné de succès en 2007 : les trois marchés n'ont en effet que rarement fonctionné de manière isolée. Belpex a affiché les mêmes prix que Powernext pendant 88 % du temps et que APX pendant 73 % du temps.

Les prix sur les trois marchés ont donc été relativement proches et peu élevés en 2007 (figure ci-dessous). Ainsi, le prix annuel moyen sur le marché Belpex s'est élevé à 41,8 €/MWh en 2007 tandis que le prix mensuel moyen a fluctué entre 26 et 41 €/MWh au cours des neuf premiers mois de 2007, avant de connaître une hausse sensible les trois derniers mois de l'année (jusqu'à 87 €/MWh en novembre). Signalons qu'au cours de ces trois mêmes mois, les prix mensuels moyens sur le marché APX ont atteint pour la première fois de l'année un niveau inférieur aux prix

⁶⁹ *Day Ahead Market*.

⁷⁰ Arrêté ministériel du 21 mai 2007 portant approbation des modifications au règlement de marché d'échange de blocs d'énergie (Moniteur belge du 5 juin 2007).

⁷¹ Avis (A)071206-CDC-731 (disponible sur www.creg.be).

⁷² Finalement, après plusieurs modifications, le règlement sera approuvé en 2008.

en vigueur sur les marchés belge et français.

Le Conseil général a, dans ce cadre, été alerté par le Comité de direction de l'évolution des prix et des flux transfrontaliers entre les Pays-Bas, la Belgique et la France en novembre 2007. Cet aspect sera abordé en 2008 par le groupe de travail 'fonctionnement de marché' du Conseil général qui a entamé, en 2007, l'examen du fonctionnement de Belpex⁷³ après quasiment un an de fonctionnement de la bourse d'électricité.

Par rapport au marché Belpex, les volumes de transaction ont été en moyenne environ six fois plus importants sur le marché Powernext et presque trois fois plus importants sur le marché APX.

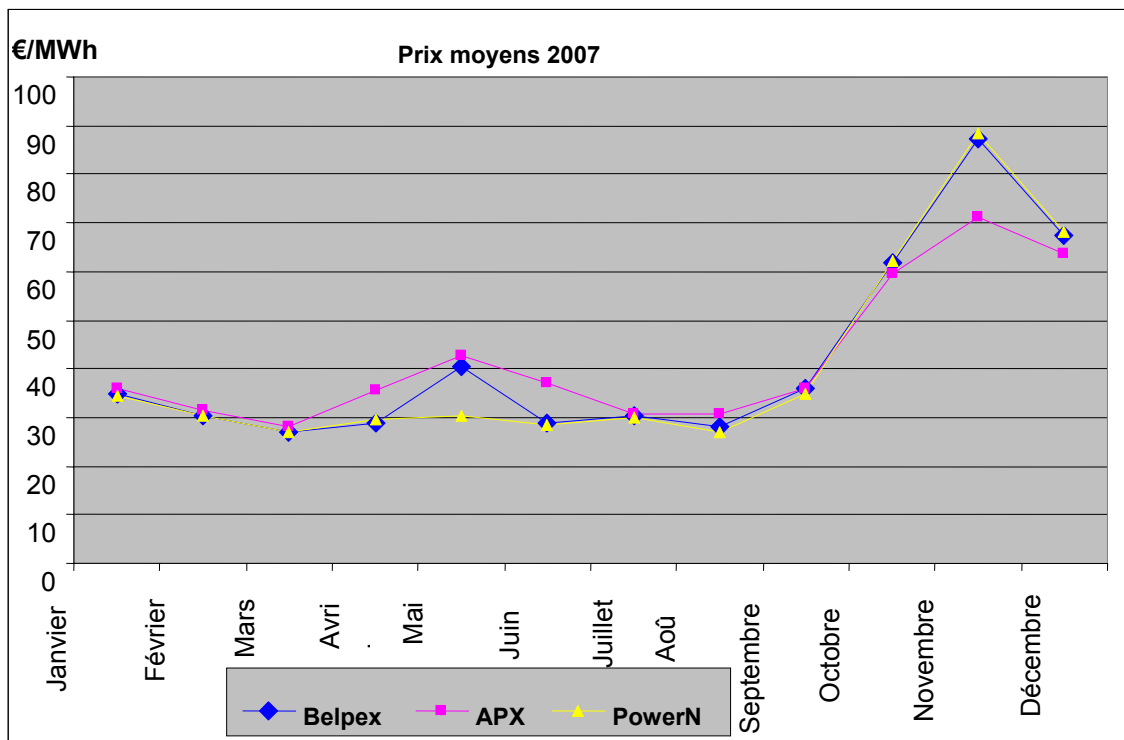
La saturation d'une interconnexion se manifeste par l'apparition d'une différence de prix entre les deux bourses situées de chaque côté de l'interconnexion, qui génère des rentes de congestion ('*congestion rents*'). Le total des rentes de congestion qui apparaissent lors de l'attribution de la capacité journalière, sur les interconnexions a atteint 43 millions d'euros en 2007, dont 12 millions sur la frontière sud dans le sens France-Belgique et 2 millions dans le sens Belgique-France, ainsi que 15,6 millions sur la frontière nord dans le sens Pays-Bas-Belgique et 13,4 millions dans le sens Belgique-Pays-Bas⁷⁴.

Les rentes de congestion ont été très volatiles en 2007, avec l'apparition de valeurs très élevées durant certains jours. Ainsi, le 22 mai 2007, une rente de congestion de 6,7 millions d'euros a été mise en évidence sur la frontière sud dans le sens France-Belgique. Sur la frontière nord dans le sens Pays-Bas-Belgique, des rentes de congestion de 1,9 million et 3,5 millions d'euros ont été relevées respectivement les 12 et 15 novembre 2007. Ces montants élevés résultent d'un pic de prix sur le Belpex DAM, alors que l'autre bourse située de l'autre côté de l'interconnexion saturée affichait des prix beaucoup plus faibles. L'interconnexion nord affiche une saturation plus uniforme dans le sens Belgique-Pays-Bas. L'interconnexion sud n'est pratiquement pas saturée dans le sens Belgique-France.

⁷³ Partie 2, point 2.4.1., du présent rapport.

⁷⁴ Ces montants ont été répartis entre les gestionnaires de réseaux et les acteurs de marché qui ont revendu cette capacité annuelle ou mensuelle au marché journalier.

FIGURE 5 : Prix moyens et prix moyens pondérés en heure de pointe sur les trois bourses en 2007



SOURCE : CREG

d) Initiative de la région Centre-Ouest

En février 2006, l'ERGEG, le groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz, a lancé son initiative régionale visant à créer un marché européen libéralisé compétitif.

Dans ce cadre, les régulateurs des pays de la région Centre-Ouest qui regroupe l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas, ont publié, en février 2007, leur plan d'action régional. Ce plan comporte les actions prioritaires suivantes pour la région: l'amélioration et l'harmonisation des règles d'enchères de capacité, un couplage des marchés basé sur les flux, un mécanisme intraday et d'ajustement transfrontalier, un calcul commun des capacités de transport, la maximisation des capacités de transport, la transparence et le monitoring des marchés.

Cette initiative a reçu le support des gouvernements des 5 pays au travers d'un mémoire d'entente qui lie les gouvernements, les régulateurs, les gestionnaires de réseaux et les bourses pour, notamment, la mise en place d'un couplage des marchés basés sur les flux.

Durant l'été 2007, après consultation des acteurs du marché, les régulateurs ont défini leur position commune concernant les règles d'enchères de capacité.

L'année 2007 a permis aux gestionnaires de réseaux et aux bourses d'électricité de démarrer les

études relatives au couplage des marchés et au calcul des capacités d'interconnexion.

En décembre 2007, les cinq régulateurs de la région Centre-Ouest ont publié leur rapport sur la transparence des marchés. Ce rapport indique la manière suivant laquelle les exigences relatives à la transparence des marchés contenues dans les nouvelles lignes directrices pour la gestion des congestions annexées au règlement 1228/2003 doivent être appliquées.

Les moyens humains mis en œuvre notamment par les gestionnaires de réseaux constituent un des facteurs clés pour la réussite de l'implémentation dans les délais de l'initiative régionale.

e) Fusions et acquisitions

Le 3 avril 2007, la fusion prévue entre l'Association Liégeoise d'Electricité et la Société Coopérative Liégeoise a été approuvée par le Conseil de la Concurrence. Le 27 juin 2007, ce dernier a également approuvé la fusion prévue entre la S.A. Nuon et la S.A. Essent. Pour chacune de ces deux affaires, le Conseil de la Concurrence a décidé que la transaction n'avait qu'un impact limité sur le marché et a fait usage de la procédure simplifiée.

La fusion entre Gaz de France et Suez, qui a été validée par la Commission européenne le 14 novembre 2006, ne s'est pas concrétisée en 2007.

3.2.2. Description du marché de détail

Depuis le 1^{er} janvier 2007, l'ensemble du marché belge de l'électricité est libéralisé (en Flandre, cette libéralisation était déjà effective depuis le 1^{er} juillet 2003). Les tarifs d'utilisation du réseau (transport et distribution) sont des tarifs régulés. Les impôts et prélèvements sont imposés par les différentes autorités (fédérales et régionales). Enfin, la composante énergétique voit le jour sur le marché libéralisé.

En ce qui concerne l'évolution des prix sur le marché de détail, il faut noter que, étant donné que les données nécessaires d'Eurostat ne sont pas (encore) disponibles pour 2007, aucune ventilation des prix moyens de l'électricité sur le marché de détail ne peut être établie pour la Belgique.

Le contrôle sur le marché de détail est une compétence régionale. Le marché de détail de l'électricité est dès lors décrit région par région.

3.2.2.1. Région flamande

Parts de marché

A la fin 2007, on comptait 20 détenteurs d'autorisations de fourniture pour l'électricité. Soit trois de plus qu'à la fin 2006. Endesa Energía SAU, Nidera Handelscompagnie et Reibel ont obtenu une autorisation de fourniture en 2007. Endesa Energía, Nidera Handelscompagnie (autorisations 2007), Thenergo et Echte Energie België (autorisations 2006) ne fournissaient pas encore les clients finals sur le réseau de distribution flamand au cours de l'année 2007. Reibel a eu un premier client-test à la fin 2007.

Dix-neuf fournisseurs n'ont aucun lien avec quelque gestionnaire de réseau que ce soit. Il ressort du tableau 7 que ECS (51,01%), Electrabel (19,57%), SPE (15,21%) et Nuon Belgium (5,52%) détiennent une part de marché supérieure à 5 %. Ces quatre sociétés détiennent ensemble une part de marché de 91,31 % du volume fourni en Flandre (distribution). Sur la base du nombre total de points d'accès au 31/12/2007, ECS détient une part de marché de 67,45 %, SPE de 20,04 %, Nuon de 7,58 %. Environ 99 % du marché est entre les mains d'entreprises dont la société mère se trouve à l'étranger.

Dans tous les segments, on compte suffisamment d'acteurs pour permettre une certaine forme de concurrence. En outre, de nouveaux acteurs entrent sur le marché. Les nouveaux arrivants peuvent se distinguer par leur service, leur prix ou la durée de leurs contrats mais en réalité les produits proposés sont assez comparables. En plus du service, du prix et de la durée, une diversification est aussi créée par l'offre de contrats « verts ».

TABLEAU 7 : Parts de marché des fournisseurs en 2007 en Région flamande, sur la base de l'électricité fournie

Marché (GRD + GRT)	Ménages et petits professionnels	Industries et entreprises moyennes	Grandes entreprises	Volume total livré
	< 1 Kv	> 1 kV et assimilé	Consommation d'énergie > 10 GWh/an	Parts de marché
Electrabel C S	42,07%	-	-	42,07%
Electrabel	-	16,14%	14,58%	30,72%
RWE Key Account	-	-	0,20%	0,20%
NUON B	4,55%	-	-	4,55%
SPE	12,54%	-	0,01%	12,55%
Essent B	1,79%	-	0,10%	1,89%
Other	5,39%	-	2,65%	8,202%
				100,00%

SOURCE : VREG + CREG

Changement de fournisseur

En 2007, 5,59 % des consommateurs finals ont choisi de souscrire un contrat avec un autre fournisseur (sur la base du nombre de point d'accès gagnés).

TABLEAU 8 : Changements mensuels de fournisseurs

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Jui	Aoû	Sept	Oct	Nov	Déc	TOTAL
2005	0,58	0,5	0,35	0,31	0,39	0,46	0,43	0,34	0,35	0,24	0,37	0,26	4,58
2006	0,54	0,37	0,3	0,51	0,3	0,25	0,45	0,7	0,56	0,36	0,4	0,28	5,02
2007	0,54	0,51	0,43	0,51	0,42	0,39	0,42	0,44	0,45	0,52	0,5	0,46	5,59
													15,19

SOURCE : VREG

L'indicateur susmentionné reflète la dynamique du marché en termes d'échanges de fournisseurs mensuels résultant des choix conscients des clients. Le pourcentage calculé doit être interprété comme le nombre relatif de points d'accès passés d'un fournisseur à un autre au premier jour calendrier de chaque mois. Si l'on part du principe que la plupart des contrats ont une durée d'un an, un même point d'accès ne changera de fournisseur qu'une seule fois par an. Pour savoir combien de points d'accès ont changé de fournisseur pendant une année, les pourcentages de switches mensuels sont donc additionnés.

L'indicateur ci-dessus est un indicateur de switch global. L'indicateur de 2007 était de 4,81 % pour les clients résidentiels en particulier.

Les switches ont principalement lieu à des moments charnière (au terme d'anciens contrats). On constate que le nombre de switches a tendance à augmenter. Le phénomène de switch est stimulé par l'augmentation des prix et l'intérêt croissant qu'on y porte (e.a. l'attention des médias). Le processus de "changement de fournisseur" est repris ci-après. On peut cependant dire que l'(les) acteur(s) dominants fournissent toujours le plus gros du travail.

Le changement de fournisseur est gratuit pour le consommateur final. Le changement doit être initié 30 jours avant la date d'exécution effective et peut avoir lieu à n'importe quelle date pour les clients résidentiels. Les consommateurs finals dont le compteur est relevé mensuellement peuvent uniquement changer de fournisseur en début de mois.

Choix du fournisseur – Comment changer de fournisseur en Flandre ?

Dès que le consommateur final s'est suffisamment informé et qu'il a trouvé le fournisseur de son choix, le consommateur final conclut un contrat de fourniture avec le fournisseur. Le consommateur final fixe dans le contrat la date à laquelle commence le contrat. La plupart du temps, ce sera la date à laquelle l'ancien contrat de fourniture du consommateur final vient à échéance. Le nouveau fournisseur prendra contact avec l'ancien fournisseur afin de vérifier la date à laquelle il vient précisément à échéance.

Le nouveau fournisseur informe ensuite le gestionnaire du réseau du consommateur final que ce dernier souhaite, à partir de la date qu'il a convenue, être fourni en électricité et/ou gaz naturel. Le fournisseur doit informer le gestionnaire du réseau au moins un mois à l'avance. Pendant ce mois, le gestionnaire du réseau enverra une carte de lecture des compteurs au consommateur final, lui demandant de transmettre son état du compteur. Si le consommateur final a oublié de transmettre l'état de son compteur, son gestionnaire du réseau procédera à une évaluation de l'état du compteur à la date du changement de fournisseur, sur la base des précédentes données de consommation du consommateur final.

Le gestionnaire du réseau transmet l'état du compteur transmis par le consommateur final ou évalué par le gestionnaire à l'ancien fournisseur afin qu'il puisse établir sa facture finale.

Le gestionnaire du réseau transmet au nouveau fournisseur une série de données (e.a. les données de consommation de l'année précédente, peu importe si le consommateur final ne dispose que d'un 'compteur de jour' ou d'un 'compteur de nuit' et/ou 'exclusivement d'un compteur de nuit'). Le nouveau fournisseur a besoin de ces données pour évaluer quelle avance le consommateur est le plus en mesure de payer. A partir de ce moment, il peut établir la facturation d'une avance.

Le changement de fournisseur prend au moins deux mois.

Prix de détail

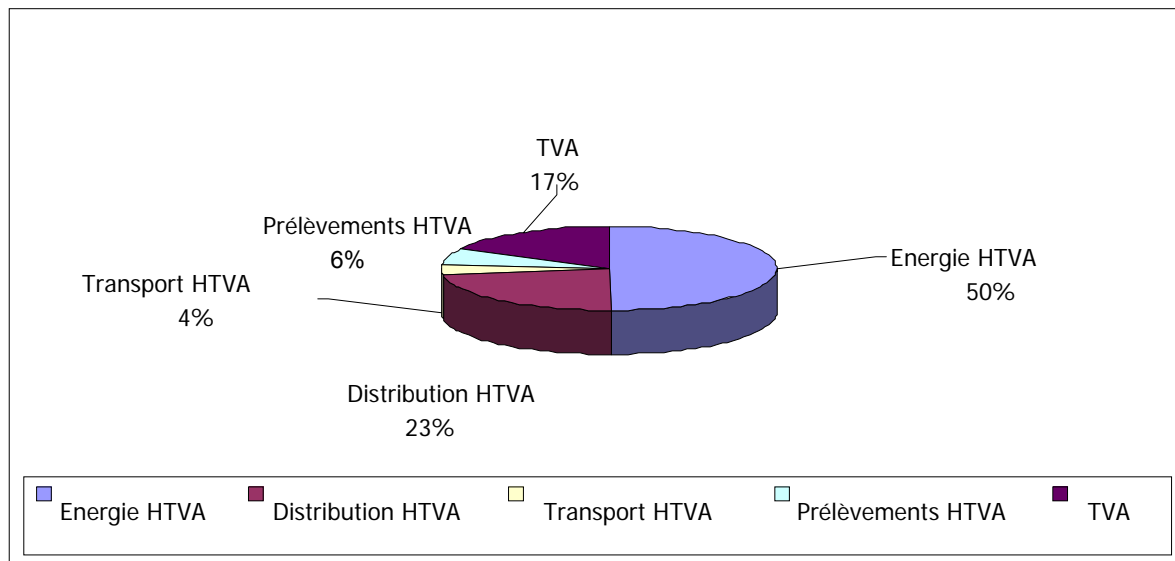
Depuis la libéralisation du marché, la VREG suit, pour la Région flamande, les prix de l'énergie sur le marché des clients résidentiels et petits professionnels.

Les données relatives aux prix de 2007 (et auparavant) ont été reprises dans le RAPP-2008-3 (disponible à l'adresse www.vreg.be) à partir de la page 31.

Le prix moyen pondéré de l'électricité de décembre 2007 était de 524,19 € pour un client Dc pendant une année entière (Dc = 1.600 kWh de consommation annuelle en tarif jour et 1.900 kWh consommation annuelle en tarif nuit).

La répartition entre les différentes composantes est reprise dans la figure ci-dessous.

FIGURE 6: Le prix moyen pondéré de l'électricité de décembre 2007 pour un client Dc (décembre 2007)



SOURCE : VREG

3.2.2.2. Région wallonne

Parts de marché

Le tableau 9 donne une vue d'ensemble des parts de marché en Région wallonne pour les différentes catégories de consommateurs finals.

TABLEAU 9 : Parts de marché des fournisseurs en 2007 en Région wallonne (colonnes 2, 3 et 4 en nombre de points de prélèvement livrés et colonnes 5 en volume livré)

Marché (GRD + GRT)	Ménages	clients professionnels (HT et BT)	Grandes entreprises (HT AMR)	Volume total livré endéans l'année
acteur 1	0,00%	1,05%	4,33%	2,21%
acteur 2	0,00%	0,01%	3,67%	38,91%
acteur 3	60,69%	71,54%	63,12%	35,69%
acteur 5	0,00%	0,08%	2,06%	0,81%
acteur 6	0,00%	0,00%	1,96%	1,89%
acteur 8	8,56%	2,94%	4,40%	3,28%
acteur 9	2,98%	2,05%	2,10%	0,86%
acteur 10	1,34%	2,96%	3,59%	0,87%
acteur 11	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
acteur 12	25,20%	19,36%	14,78%	15,24%
acteur 14	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
acteur 15	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
GRD	1,22%	0,00%	0,00%	0,25%

SOURCE : CWaPE

En 2007, 5 nouveaux fournisseurs ont obtenu une licence de fourniture d'électricité, de sorte que 15 fournisseurs étaient titulaires d'une licence de fourniture au cours de cette année. En pratique, seulement neuf fournisseurs étaient réellement en concurrence.

Le transfert de clientèle opéré à l'occasion de l'ouverture du marché a profité assez largement à l'ensemble des fournisseurs : tant les historiques que les nouveaux entrants. L'ouverture du marché semble avoir tenu sa première promesse : stimuler un marché en mouvement.

Changement de fournisseur

En 2007, la clientèle libéralisée a profité pleinement de son droit de choisir activement un fournisseur. Si, au départ, les consommateurs avaient le choix d'adopter un comportement « passif », c'est-à-dire de rester alimentés par le fournisseur désigné par leur gestionnaire de réseau, ou un comportement « actif » en signant expressément un contrat avec un fournisseur de leur choix, un grand nombre de ménage a opté progressivement pour la seconde voie.

Pour le marché de la distribution de l'électricité, les clients signataires d'un contrat de fourniture ne représentaient, fin 2006, que 9% du total (essentiellement des clients alimentés par des

« fournisseurs verts »). Début 2007, dès l'ouverture du marché, ils étaient 36% à avoir posé un choix actif. Leur nombre n'a cessé de croître au cours des trimestres suivants pour *in fine* représenter un client sur 2. Parmi ces clients actifs, 4 sur 10 ont fait le choix d'un fournisseur autre que le fournisseur désigné pour leur zone.

Si l'on considère la totalité des fournitures d'électricité en Région wallonne (distribution, transport local et transport fédéral), 75% de l'énergie livrée au cours de l'exercice 2007 était couverte par un contrat signé.

A ce stade, il est encore prématuré de tenter d'identifier les éléments qui déterminent le comportement des consommateurs mais il apparaît d'ores et déjà, au vu du taux élevé de switches, que le changement de fournisseur se heurte à très peu d'obstacles

Plaintes et requêtes des consommateurs

En 2007, la CWaPE a reçu de nombreuses plaintes de particuliers concernant (par ordre décroissant) :

- des pratiques commerciales malhonnêtes ;
- l'absence de réponse du fournisseur ou du GRD à une demande formulée par le client ;
- des retards dans l'entrée en vigueur d'un contrat ;
- des problèmes de facturation ;
- l'absence de prise en compte de la résiliation d'un contrat ;
- l'indication erronée d'un changement de fournisseur par le gestionnaire de réseau ;
- des domiciliations bancaires non autorisées ;
- des coupures suite à une erreur administrative lors d'un déménagement ;
- des garanties bancaires exigées par le fournisseur ;
- des conditions générales non conformes à la législation.

La CWaPE a traité ces plaintes, lorsqu'elles relevaient de sa compétence, en s'adressant directement aux acteurs concernés et a relayé celles qui ne relevaient pas de sa compétence auprès des instances compétentes (notamment le Service Public Fédéral Economie).

3.2.2.3. Région de Bruxelles-Capitale

Parts de marché

Au 31 décembre 2007, 13 entreprises possédaient une licence de fourniture d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale. Parmi ces 13 détenteurs d'une licence de fourniture, 11 seulement ont effectivement fourni de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale en 2007 et 9 de ces fournisseurs actifs seulement n'étaient pas liés au gestionnaire de réseau de distribution par leur structure d'actionariat. A titre de comparaison, 8 détenteurs de licence de fourniture actifs n'étaient pas liés au gestionnaire de réseau de distribution en 2006.

Pour l'année 2007, la consommation totale d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale totalise 5,9 TWh. De ce volume total de consommation d'électricité, 25,8% était destiné à un usage résidentiel.

En terme de volume fourni, Electrabel Customer Solutions et Electrabel détenaient pour l'année 2007 une part de marché de 79,7% et 12% respectivement du volume total du marché de détail, soit une part de marché conjointe de 91,7%. S.P.E., le troisième fournisseur le plus important détenait quant à lui une part de marché de 2,2% du volume de fourniture sur le marché de détail. Le tableau ci-dessous reprend les parts de marché des différents fournisseurs dans les différents segments de marché, en termes de volumes livrés au cours de l'année 2007.

TABLEAU 10 : Parts de marché des fournisseurs en 2007 dans les différents segments de marché de la Région de Bruxelles-Capitale

Marché (GRD + GRTR)	Ménages et petits professionnels	Industries et entreprises moyennes	Grandes entreprises
	clients BT sur RD	clients MMR sur RD	clients AMR sur RTR+RD
E.ON Belgium	-	<1,0%	2,8 %
E.ON Sales and Trading	-	-	< 1 %
EDF Belgium	<1,0%	<1,0%	1,1 %
Electrabel Customer Solutions	96,7%	92,3%	67,4 %
Electrabel	-	-	20,9 %
Eneco Energie International	<1,0%	< 1 %	< 1 %
Essent Belgium	<1,0%	2,0 %	1,3
Lampiris	< 1 %	< 1 %	< 1 %
Nuon Belgium	1,5%	2,6%	2,1%
Reibel	<1,0%	-	-
Sibelga (Fournisseur de dernier ressort)	<1,0%	-	-
S.P.E.	<1,0%	1,9%	3,5%

SOURCE : BRUGEL

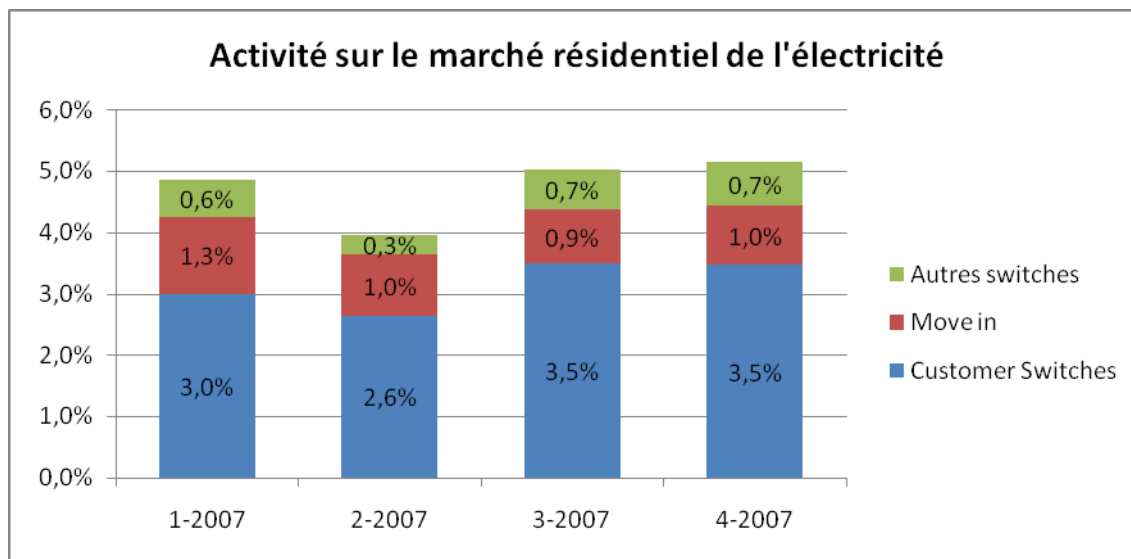
Changement de fournisseur

Afin de donner une indication du taux d'activité sur le marché bruxellois, BRUGEL considère les 3 catégories de « Switch » suivantes, rapportées au nombre de points de fourniture actifs en fin de trimestre pour la catégorie de clientèle considérée :

1. Les « Customer switches »,
2. Les « Move in », et
3. Une catégorie reprenant les autres types de « switches », principalement les « Supplier Switches » et les « Combined switches ».

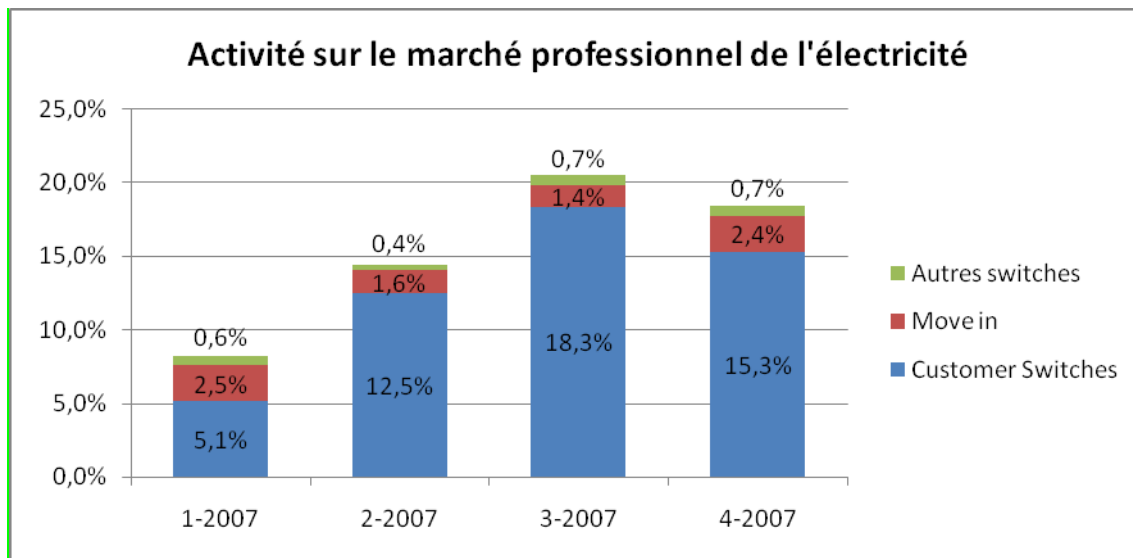
Les résultats obtenus pour chaque trimestre de l'année 2007 sont repris dans les figures ci-dessous.

FIGURE 7 : Activité sur le marché résidentiel de l'électricité en 2007



SOURCE : BRUGEL

FIGURE 8 : Activité sur le marché professionnel de l'électricité en 2007

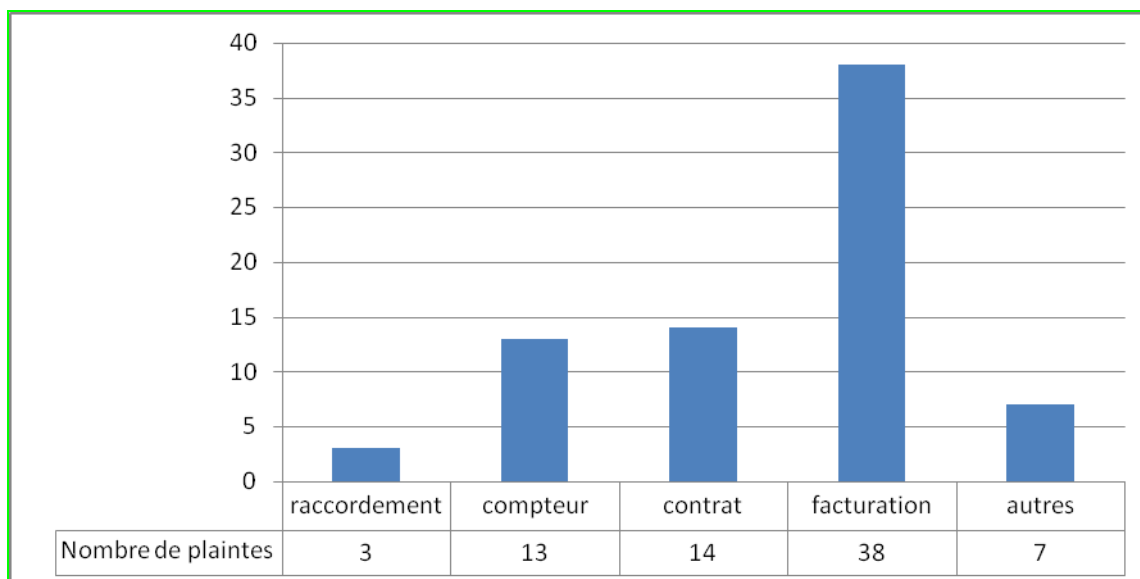


SOURCE : BRUGEL

Plaintes et requêtes des consommateurs

BRUGEL ne dispose pas à ce jour d'information concernant les plaintes adressées à d'autres instances. En ce qui concerne les plaintes adressées à BRUGEL, 56 plaintes⁷⁵ ont été reçues au cours de la période du 1/01/2007 au 31/12/2007. Sachant qu'une plainte peut porter sur différentes matières, elles peuvent être classées comme suit :

FIGURE 9 : BRUGEL : plaintes en 2007



SOURCE : BRUGEL

⁷⁵ Aucune distinction n'est faite ici entre les plaintes relatives à une problématique sur le marché du gaz et les plaintes relatives à une problématique sur le marché de l'électricité.

3.2.3. Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante

3.2.3.1. Surveillance de marché

La CREG fait un monitoring permanent du marché d'interconnexions et de Belpex DAM (marché spot). Elle a publié un rapport non-confidentiel en janvier 2008 sur ces sujets, disponible sur le site web. Les rapports internes visent également le 'bidding behaviour' des participants au marché spot.

3.2.3.2. Enchères de VPP

Les capacités virtuelles de production (VPP) sont des options qui donnent à leurs titulaires le droit de prélever du réseau, pendant chaque heure d'une période bien définie, une capacité de production déterminée (de type base⁷⁶ ou pointe⁷⁷) à un prix préalablement déterminé, également appelé prix d'exercice. Ces options ont été vendues dans le cadre de sept enchères dont la première a eu lieu en décembre 2003 et la dernière en mai 2005. Depuis lors, plus aucune enchère n'a été organisée.

En 2007, un total de 1,7 TWh a été exercé sur un total maximal de 2,03 TWh, soit un pourcentage d'exercice de 84 %. En 2006, ce chiffre s'élevait à 95 %.

En ce qui concerne les produits base, 1,37 TWh ont été exercés, soit 97,8 % de la capacité disponible de produits VPP base, contre 99,8 % en 2006. En ce qui concerne les produits pointe, 0,34 TWh ont été exercés, soit 53,6 % de la capacité disponible de produits VPP pointe, contre 86 % en 2006.

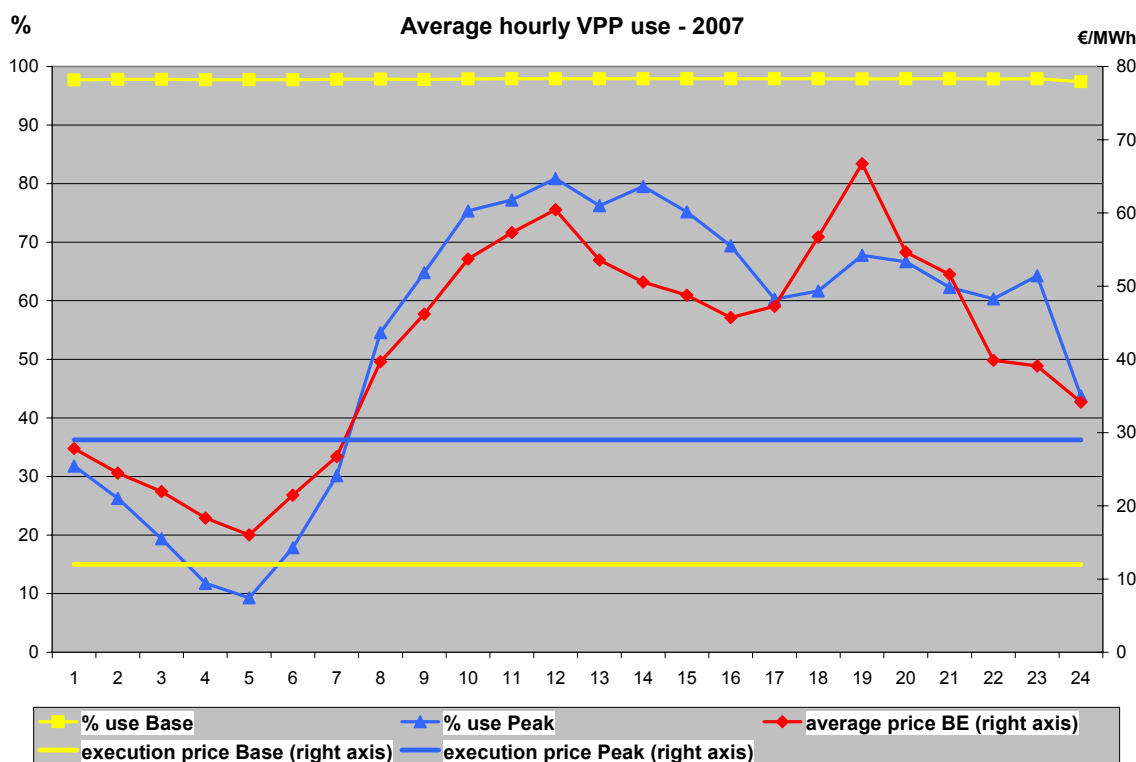
La figure ci-dessous présente le pourcentage moyen exercé par heure et par produit (base ou pointe) par rapport au prix d'exercice et au prix de gros dans la zone de réglage belge tel que déterminé sur le Belpex DAM. Les produits de base sont exercés à près de 100 % pendant pratiquement toute la durée, tandis que le pourcentage exercé des produits de pointe affiche une corrélation claire avec le prix Belpex moyen par heure.

⁷⁶ VPP base sont des produits qui permettent de nommer de l'énergie à un prix d'exercice de 12 euros/MWh.

⁷⁷ VPP pointe sont des produits qui permettent de nommer de l'énergie à un prix d'exercice de 29 euros/MWh.

Début 2007, la capacité VPP maximale s'élevait à 295 MW (195 MW base, 100 MW pointe). Elle est retombée à 180 MW au dernier trimestre de 2007 (135 MW base, 45 MW pointe). Sans nouvelles enchères de produits VPP, les VPP susceptibles d'être exercées seront inférieures à 100 MW en 2008 et seront épuisées après le troisième trimestre de 2008.

FIGURE 10 : Pourcentage moyen exercé par heure et par produit en 2007



SOURCE: CREG

3.2.3.3. Transparence

Le 7 décembre 2007, les cinq régulateurs de la région Centre-Ouest européenne qui regroupe l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas ont publié leur rapport sur la transparence. Ce rapport précise les modalités relatives à la mise en œuvre du volet transparence des nouvelles lignes directrices relatives à la gestion des congestions (annexées au règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité).

3.2.3.4. Etude relative aux augmentations de prix du gaz naturel et de l'électricité annoncées par Electrabel

Le 15 juin 2007, ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS S.A. annonçait, pour le 1^{er} septembre 2007, une augmentation de ses prix de gaz naturel pour l'ensemble de sa clientèle résidentielle et professionnelle, arguant de la nette augmentation des prix d'importation. Elle annonçait également une augmentation de ses prix d'électricité aux clients professionnels sur la base des prix pratiqués sur les marchés de gros.

À la demande du Ministre de l'Énergie, le Comité de direction de la CREG a étudié⁷⁸ les causes et les conséquences de la hausse des prix annoncée et a proposé des mesures pour y remédier (pour plus d'informations, voyez le point 2.3.).

⁷⁸ Étude (F)070727-CDC-704 (disponible sur www.creg.be). Un communiqué de presse n°56 résumant l'étude est également disponible sur <http://www.creg.be/pdf/Presse/2007/compress01082007fr.pdf>.

4. Régulation et fonctionnement du marché du gaz naturel

4.1. Régulation [Article 25(1)]

4.1.1. Généralités

En Belgique, le calendrier de libéralisation du marché belge du gaz naturel est organisé à l'échelon fédéral et régional. Cela signifie qu'il faut combiner les calendriers de libéralisation fédéral et régionaux pour mesurer le degré de libéralisation du marché entre les trois régions du pays ainsi qu'au niveau national. Le tableau 11 donne un aperçu du calendrier de libéralisation du marché belge du gaz naturel.

TABLEAU 11 : calendrier de libéralisation du marché belge du gaz naturel

<u>Date</u>	<u>Seuil</u>	<u>% clients libres</u>	<u>% volume libéralisé</u>
État fédéral : les clients finals qui sont raccordés directement au réseau de transport			
Depuis juillet 2004	Tous les clients	100 %	100 %
Région flamande: les clients finals qui sont raccordés au réseau de distribution			
Depuis le 1 ^{er} juillet 2003	Tous les clients	100 %	100 %
Région wallonne: les clients finals qui sont raccordés au réseau de distribution			
Depuis le 1 ^{er} juillet 2004	Clients consommant plus de 0,12 GWh par an	1,4 %	35 %
Depuis le 1 ^{er} janvier 2007	Tous les clients	100 %	100 %
Région de Bruxelles-Capitale: les clients finals qui sont raccordés au réseau de distribution			
Depuis le 1 ^{er} juillet 2004	Clients à usage exclusivement professionnel	9,10%	-
Depuis le 1 ^{er} juillet 2007	Tous les clients	100 %	100 %

SOURCE : CREG, CWaPE, VREG

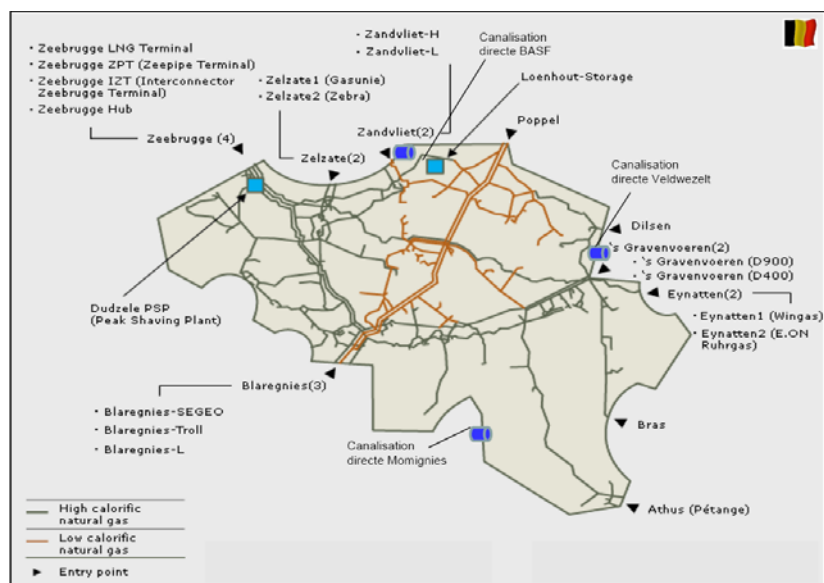
Les clients résidentiels wallons et bruxellois sont désormais libres de choisir leur fournisseur de gaz naturel suite à l'ouverture complète du marché belge du gaz naturel depuis le 1^{er} janvier 2007. En termes de volume, cette clientèle représente à peu près 10 % du marché belge. Les chiffres de l'année 2007 repris ci-après sont donc les premiers à s'appliquer au marché belge du gaz naturel entièrement libéralisé.

4.1.2. Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes pour combattre la congestion⁷⁹

4.1.2.1. Evaluation des congestions

Pour aborder la politique de congestion et d'investissement du gestionnaire du réseau Fluxys, tous les points d'interconnexion du réseau belge sont mentionnés dans la figure reprise ci-après.

FIGURE 11 : Points d'interconnexion du réseau belge

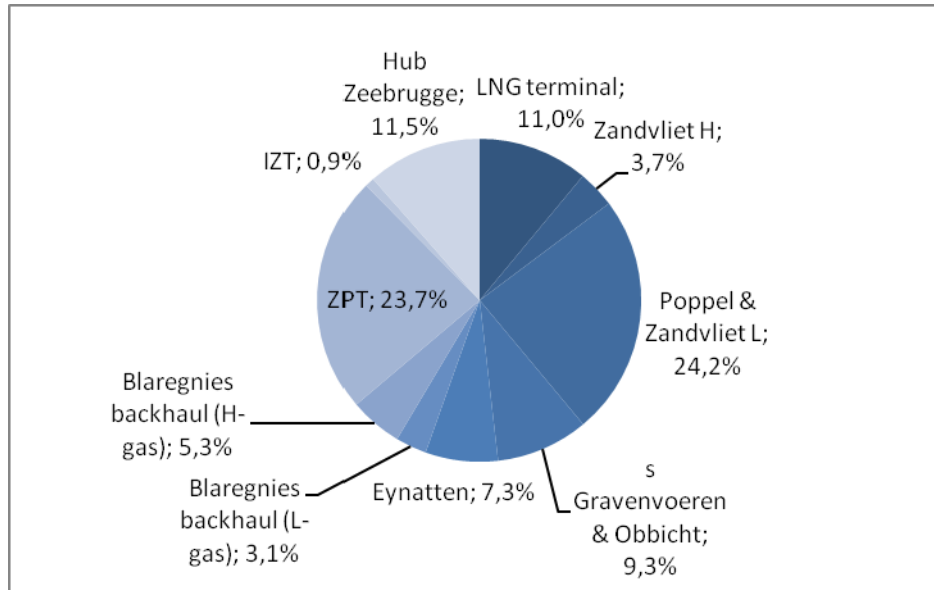


SOURCE: Fluxys

Zeebrugge ZPT (Zeepipe Terminal) constitue le principal point d'entrée pour l'approvisionnement du marché belge en gaz H, avec une part de 23,7 %. Il existe un approvisionnement « à rebours » (backhaul) sur les flux de transit vers la France, à concurrence de 5,3 %. Le marché belge du gaz L, mesuré en énergie, atteint 27,3 % dont 3,1 % ont été prévus en flux « à rebours » sur les flux de transit vers la France. Étant donné que la capacité backhaul est fonction des flux de transit, 8,4 % du marché belge est approvisionné par le biais d'une capacité de transport conditionnelle et se retrouve de fait dans les mains des affréteurs de transit. La figure ci-dessous illustre la répartition de l'approvisionnement en gaz naturel aux points d'entrée en 2007.

⁷⁹ Le point 4.1.3.4. relatif au modèle de marché belge comporte également des indications sur les différentes questions traitées par le présent point.

FIGURE 12 : L'approvisionnement en gaz naturel aux points d'entrée en 2007



SOURCE : CREG

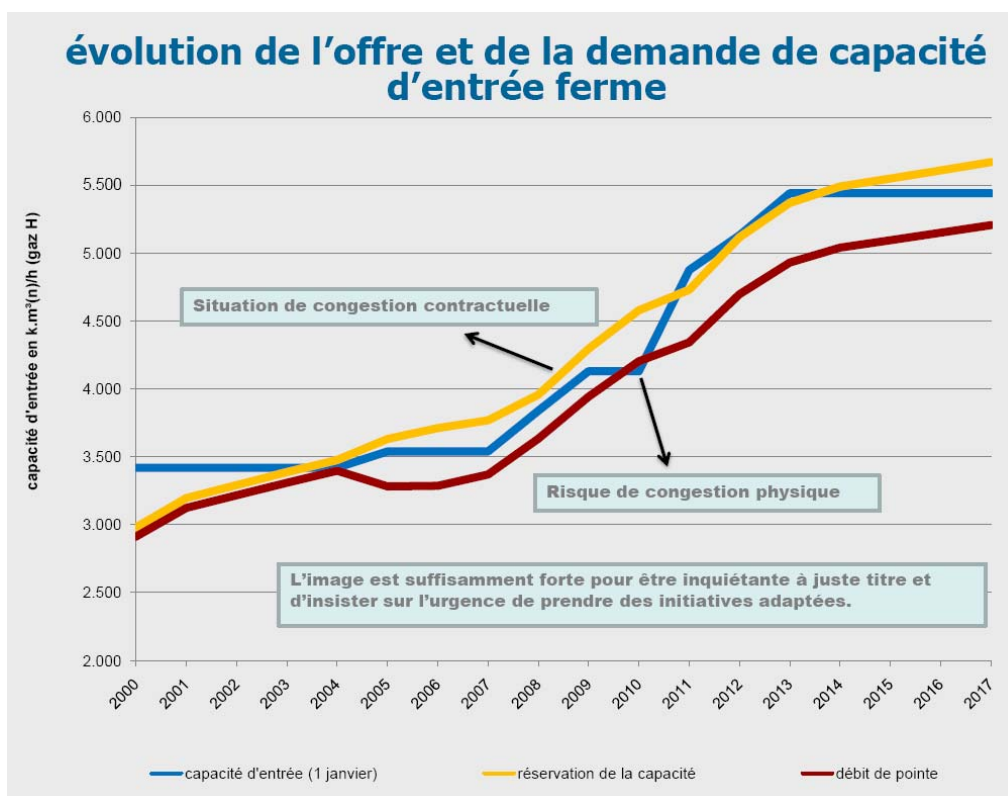
D'importants retards sur le programme d'investissements, d'une part, et les réalisations du gestionnaire du réseau de transport Fluxys, d'autre part, ont conduit à une situation de congestion contractuelle sur le réseau de transport. L'équilibre entre l'offre et la demande de capacité d'entrée demeure critique jusqu'en 2011. Mais, même après cette date, les investissements décidés n'offrent aucune garantie quant à la possibilité de répondre à la demande de capacité d'entrée ferme de manière permanente et à tous les points d'entrée. Cette pénurie de capacité d'entrée est tangible eu égard aux nombreux refus de demandes de capacité supplémentaire par les affréteurs et les quantités limitées de capacité d'entrée publiées en ligne par le gestionnaire de réseau Fluxys⁸⁰.

Le tableau ci-dessous illustre la situation prévue de l'évolution de l'offre et de la demande de capacité d'entrée pour les 10 prochaines années, jusqu'en 2017⁸¹.

⁸⁰ http://www.fluxys.be/pdf/2008/Capacity/20080505_Free%20capacity%20mei%202008.pdf.

⁸¹ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F765NL.pdf>.

TABLEAU 12 : Evolution de l'offre et de la demande de capacité d'entrée ferme



SOURCE : CREG

Le tableau reproduit ci-dessous⁸² fournit un aperçu actuel de la situation upstream/downstream en ce qui concerne le niveau de réservation de la capacité technique ferme maximale par point d'entrée (pour le gaz H et le gaz L en k.m³(n)/h ferme, y compris les trois conduites directes).

TABLEAU 13 : Réservation de la capacité technique ferme maximale par point d'entrée

	Capacité de sortie upstream	Capacité d'entrée downstream	Réservation upstream	Réservation totale downstream	Réservation nationale downstream	Réservation transit downstream
Terminal GNL	1.700	1.700	1.200	1.200	600	600
ZPT	1.655	2.600	1.655	3.888	656	3.232
IZT/HUB vers UK	3.100	2.911	2.750	2.911	2.911	0
IZT/HUB vers B	2.283	3.640	2.283	3.258	888	2.370
ZEL1 (vers NL)	585	210	640	210	210	0
ZEL2 (vers NL)	585	300	723	300	300	0
Zandvliet H	120	310	120	120	120	0
Obbicht	200	200	200	200	200	0
's Gravenvoeren	963	1.325	963	1.321	450	871
EYN1 (vers D)	810	489	675	263	263	0
EYN1 (vers B)	475	1.050	475	861	216	645

⁸² <http://www.creg.info/pdf/Studies/F765NL.pdf>.

EYN2 (vers D)	640	256	382	256	256	0
EYN2 (vers B)	613	830	536	729	6	723
Loenhout	400	400	446	446	446	0
PSP	360	360	360	360	360	0
Blaregnies H (vers F)	2.363	2.114	2.363	2.114	2.114	0
Bras (vers Lux)	160	160	100	100	100	0
Pétange (naar Lux)	60	60	58	58	58	0
Poppel L-gas	2.815	3.730	2.811	2.790	1.490	1.300
Zandvliet L-gas	200	200	200	200	200	0
Blaregnies L (vers F)	1.300	981	1.300	981	981	0
Transfo Loenhout	252	300	252	300	300	0
Transfo lillo	93	110	93	110	110	0
<i>Momignies</i>	2	2	2	2	2	0
<i>Veldwezelt</i>	1	1	1	1	1	0
<i>Wingas BASF</i>	20	20	20	20	20	0
Total aux points d'entrée du réseau de transport	11.608	16.168	11.073	15.196	5.455	9.741
Total aux points de sortie du réseau de transport	9.603	7.481	8.991	7.193	7.193	0

SOURCE : CREG

Les conclusions suivantes peuvent y être associées :

1. La capacité de sortie technique ferme sur les réseaux de transport adjacents est estimée à 11,6 millions m³(n)/h. La capacité d'entrée technique ferme en Belgique est estimée à 16,2 millions m³(n)/h. Ces chiffres agrégés révèlent que la capacité d'importation en Belgique est réduite par la capacité d'exportation dans les pays voisins ;
2. La capacité de sortie ferme réservée sur les réseaux de transport adjacents est estimée à 11,1 millions m³(n)/h. La capacité d'entrée technique ferme réservée en Belgique est estimée à 15,2 millions m³(n)/h. Ces chiffres agrégés révèlent une surréservation de la capacité d'importation en Belgique par rapport à la capacité d'exportation dans les pays voisins en direction de la Belgique. Cette surréservation de la demande de capacité d'entrée ferme s'élève à 4,1 millions m³(n)/h ;
3. Sur un total de 15.196 k.m³(n)/h de capacité d'entrée réservée en Belgique, 5.455 k.m³(n)/h (soit une part de 36 %) sont destinés au marché belge et 9.741 k.m³(n)/h (soit une part de

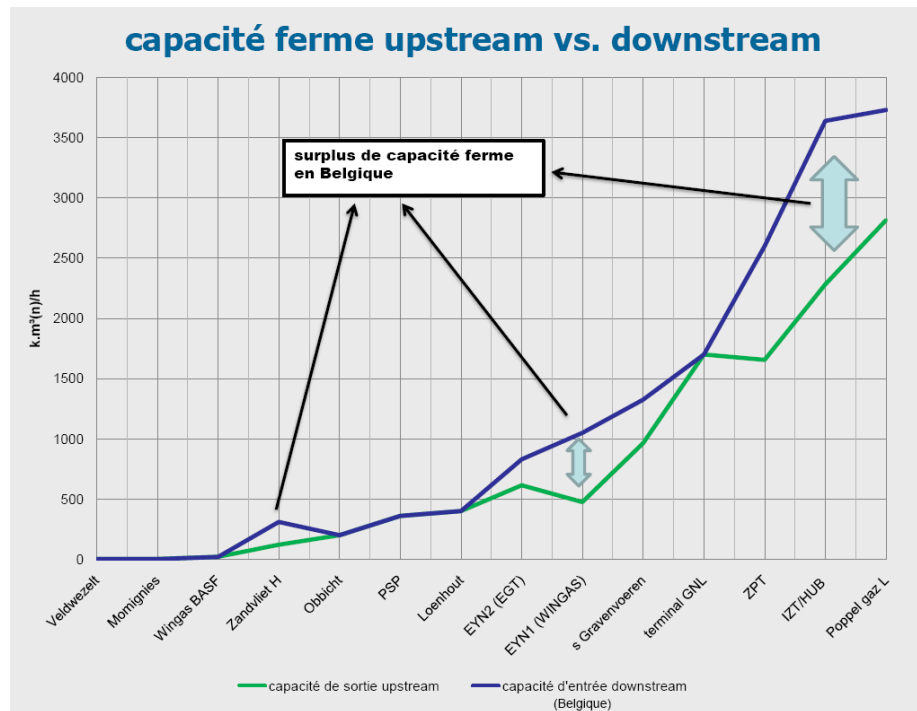
64 %) sont réservés au transit. En raison de la règle de « matching » pour le marché national, qui assure une correspondance entre l'entrée et la sortie, l'on peut supposer que la surréservation de la demande portant sur 4,1 millions m³(n)/h de capacité d'entrée ferme peut être attribuée aux activités de transit. En d'autres termes, 42 % de la capacité de transport réservée concerne une surréservation de la demande. Les éléments suivants, qui peuvent se renforcer mutuellement, peuvent expliquer ces surréservations de la demande :

- a. les affréteurs de transit réservent sur plusieurs routes en Belgique de la capacité de transit ferme afin de pouvoir arbitrer avec certitude entre les différents marchés lorsque l'opportunité se présente ;
 - b. les affréteurs réservent en même temps de la capacité pour le marché belge et pour le transit ;
 - c. les affréteurs sans capacité de transport upstream réservent de la capacité d'entrée ferme dans la perspective d'éventuelles fournitures/achats de gaz naturel à la frontière.
4. La capacité de sortie technique ferme pour l'exportation de gaz naturel est estimée à 9,6 millions m³(n)/h. La capacité d'entrée technique ferme afférente de l'autre côté des interconnexions est estimée à 7,5 millions m³(n)/h. Ces chiffres agrégés révèlent que la capacité d'exportation en Belgique est réduite par la capacité d'importation dans les pays voisins.
5. La capacité de sortie ferme réservée pour l'exportation de gaz naturel est estimée à 9,0 millions m³(n)/h. La capacité d'entrée technique ferme réservée afférente de l'autre côté des interconnexions est estimée à 7,2 millions m³(n)/h. Ces chiffres agrégés révèlent que, par analogie avec les points d'entrée, une capacité de sortie ferme plus importante est réservée aux points de sortie à la frontière en Belgique par rapport à la capacité d'entrée ferme de l'autre côté des interconnexions.
6. L'ordre de grandeur de la capacité d'entrée ferme réservée pour le transit (9,7 millions m³(n)/h) et la capacité de sortie ferme réservée à la frontière (9,6 millions m³(n)/h) sont au même niveau.

La série de comparaisons ci-dessous révèle qu'il n'est pas tant question de congestion physique, mais plutôt d'une congestion contractuelle, ce qui implique une gestion mieux intégrée du réseau et une optimisation du modèle de TPA (*third party agreement*)⁸³.

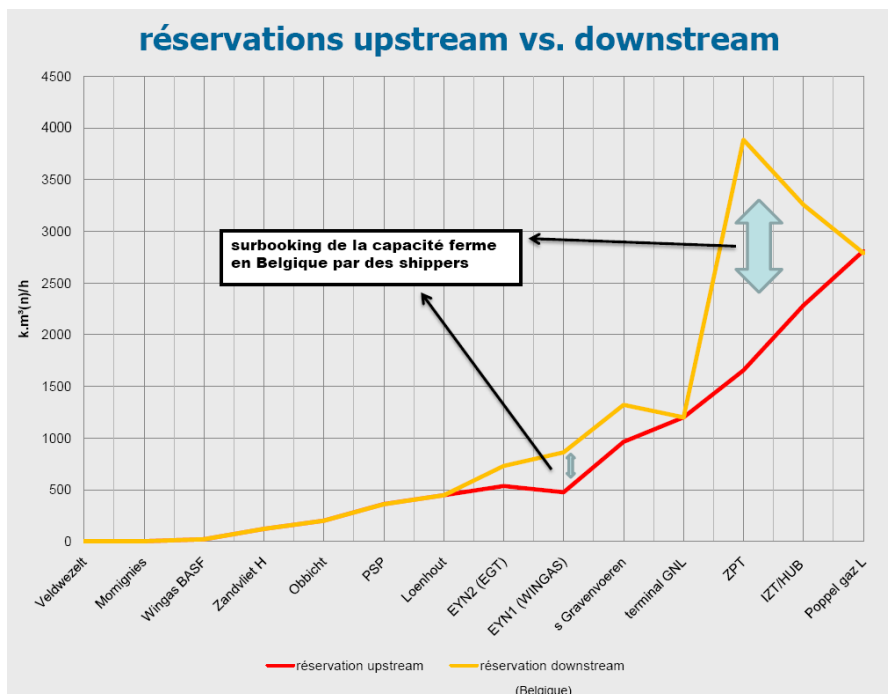
⁸³ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F765NL.pdf>.

FIGURE 13 : comparaison entre la capacité d'exportation ferme des réseaux voisins en direction de la Belgique et la capacité d'importation ferme en Belgique



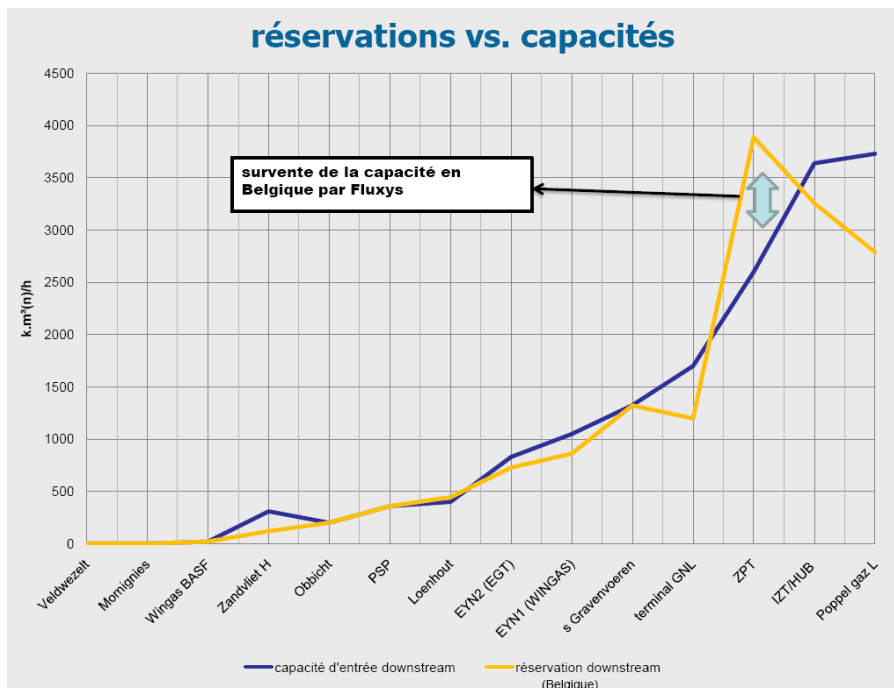
SOURCE: CREG

FIGURE 14 : comparaison entre la capacité d'exportation réservée des réseaux voisins en direction de la Belgique et la capacité d'importation réservée en Belgique



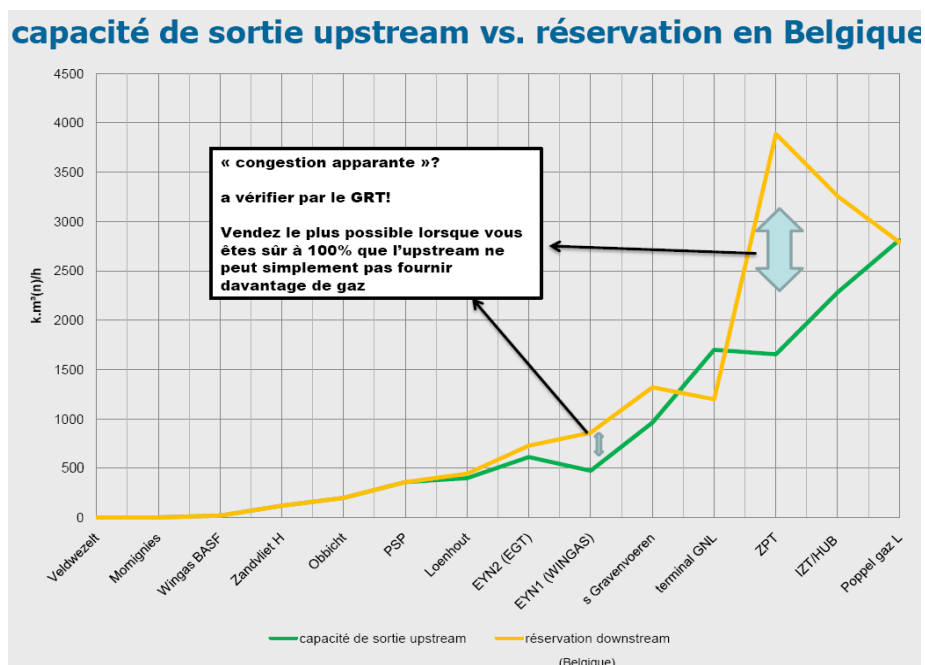
SOURCE: CREG

FIGURE 15 : comparaison entre la capacité d'importation réservée en Belgique et la capacité d'importation disponible en Belgique



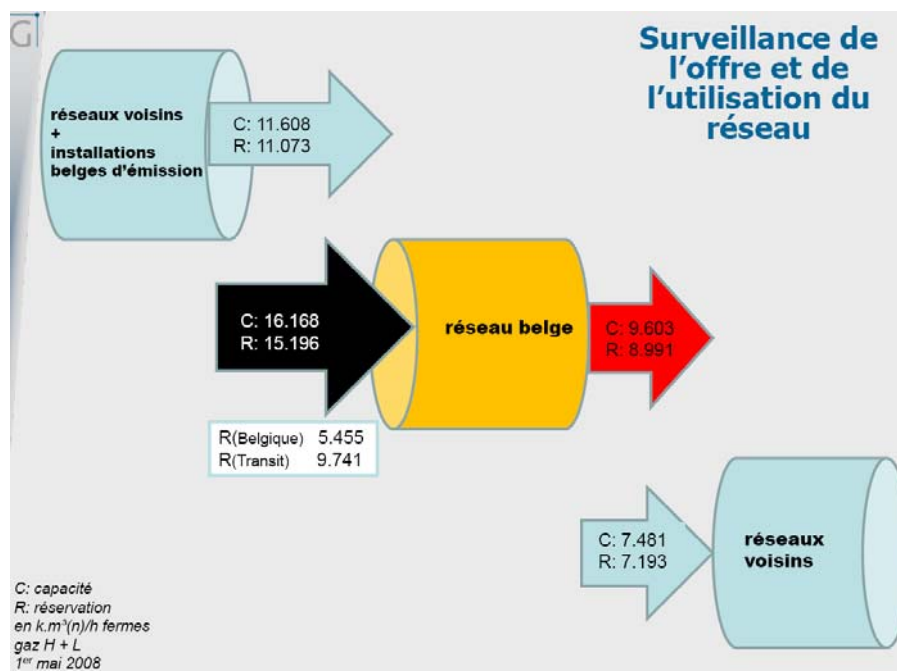
SOURCE : CREG

FIGURE 16 : comparaison entre la capacité d'exportation disponible des réseaux voisins en direction de la Belgique et des réservations de capacité d'importation en Belgique



SOURCE : CREG

FIGURE 17 : capacité upstream/downstream et réservations



SOURCE: CREG

La CREG constate que le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel Fluxys, sachant que les investissements connaissent d'importants retards et ce, malgré les exhortations de la CREG, ne peut maintenir sa politique de congestion actuelle en l'état et doit l'adapter. La CREG insiste sur l'instauration de mesures transitoires dans l'attente de l'engagement de nouveaux investissements. En outre, une politique de congestion (congestion contractuelle) continuera d'avoir toute son importance, eu égard au fait qu'il est toujours possible, sur un marché libéralisé et volatile, que les affréteurs se déplacent, en fonction de la conjoncture variable du marché, vers certains points d'entrée, entraînant ainsi une congestion (temporaire).

4.1.2.2. Mesures à prendre en vue de gérer les congestions

La CREG recommande que des instruments de gestion des congestions soient instaurés de manière transparente et non discriminatoire :

1. Aussi longtemps qu'il n'y a pas de congestion, chaque affréteur peut réserver librement une certaine capacité, mais en cas de début de pénurie, la transparence et l'existence d'un calcul de capacité libre et adéquat constituent des exigences critiques. Des données purement informatives / indicatives sont certainement insuffisantes. À cet égard, les renforcements de réseau prévus et leur impact sur la capacité d'entrée doivent également être publiés.

2. Des techniques permettant d'offrir de la capacité « à rebours » (backhaul) en tant que capacité ferme doivent être mises en oeuvre. La balance des capacités est maintenue en équilibre en portant en compte une capacité d'entrée conditionnelle (backhaul) à Blaregnies. Il est souhaitable de développer un système d'« instruments contractuels de gestion du réseau »⁸⁴ afin de pouvoir proposer une capacité d'entrée ferme. Une concertation avec la CREG est nécessaire afin de convenir dans quelle mesure une capacité créée par le biais d'instruments contractuels de gestion de réseau peut être mise à disposition comme alternative aux investissements physiques.
3. Il convient d'instaurer une politique de marketing pour la capacité interruptible. La balance des capacités est maintenue en équilibre en proposant des contrats interruptibles aux nouveaux clients d'Anvers. Cette approche concerne un rationnement et non une utilisation économique du potentiel de la capacité interruptible et n'est pas transparente, mais bien discriminatoire, pour de nouveaux clients et fournisseurs. Fluxys doit adopter une politique commerciale transparente en ce qui concerne l'utilisation de la capacité interruptible et impliquer ici l'intégralité du marché : les grands et petits consommateurs raccordés au réseau de transport ; les clients de fournisseurs nouveaux et existants. Une concertation avec la CREG est nécessaire afin de convenir dans quelle mesure une capacité interruptible peut être proposée comme alternative aux investissements physiques.
4. Le gestionnaire de réseau facilite le marché secondaire. Par ailleurs, chaque affréteur a l'obligation de proposer sur le marché secondaire la capacité non utilisée.
5. Il importe de négocier avec les affréteurs pour des contrats à des points d'entrée avantageux et des procédures de rachat de capacité de préférence à des points d'entrée défavorables.
6. Il convient d'optimiser les performances du réseau de transport. Son efficacité sera accrue grâce à une synergie avec les activités de transit.
7. Les capacités disponibles doivent être optimisées, compte tenu des gestionnaires de réseaux voisins.

⁸⁴ Instruments contractuels de gestion du réseau : nom générique de tous les accords conclus entre des affréteurs individuels et le gestionnaire de réseau susceptibles d'entraîner une amélioration des performances du réseau de transport de gaz naturel, tels que notamment l'accord autorisant le gestionnaire de réseau à demander à un affréteur d'injecter une certaine quantité de gaz naturel dans le réseau de transport de gaz naturel à un certain moment et pendant une durée déterminée. L'objectif premier de ces instruments novateurs consiste à mieux prévoir les flux de gaz naturel des affréteurs pour le gestionnaire de réseau, entraînant ainsi une amélioration des performances du réseau.

8. Les règles d'allocation en cas de congestion doivent être adaptées. Notamment, il faut développer un régime où les demandes de capacité ne sont pas traitées selon le principe « *first committed, first served* » mais en fonction de l'impact sur le réseau de transport, à commencer par les demandes ayant un impact positif sur le réseau et, bien entendu, qui continuent à tenir compte de la sécurité d'approvisionnement..
9. Le « principe de prolongement » devrait également être adapté pour faire face aux problèmes de congestion. Selon ce principe, la capacité qui fait l'objet d'un contrat de transport en cours est considérée comme automatiquement réservée en vue de la conclusion d'un nouveau contrat qui serait renouvelé à l'échéance du contrat existant. Ce principe représente certainement une garantie pour la sécurité d'approvisionnement puisque, jusqu'à l'échéance du contrat en cours, l'affréteur aura la certitude de pouvoir prolonger son contrat. Néanmoins, il paraît trop rigoureux en cas de congestion contractuelle. Le principe d'une libération automatique de la capacité de transport à la fin du contrat de transport serait certainement plus efficace.

4.1.2.3. Règles de transparence

En ce qui concerne les règles de transparence, la CREG a examiné en profondeur, au cours de l'année écoulée, le respect par Fluxys des conditions de transparence prévues dans le règlement (CE) n° 1775/2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. Le processus d'application de la « règle moins trois » a été lancé mais il évolue lentement. Malheureusement, en ce qui concerne l'article 13 du règlement gaz 1775/2005, les autorités belges n'ont pas fixé les règles relatives aux sanctions applicables en cas d'infractions au règlement. La CREG ne dispose, à proprement parler, d'aucun moyen pour inciter Fluxys à accélérer le processus. C'est la raison pour laquelle la CREG se concentre sur l'initiative de transparence régionale, dans laquelle Fluxys s'est engagée, avec d'autres gestionnaires du réseau de transport, à émettre de nouvelles données spécialement pour les points d'interconnexion transfrontalière afin de décrire les flux réels de gaz et la capacité de transport à chaque point. La liste des données spécifique est reprise dans le tableau 1 ci-dessous.

TABLEAU 14 : Données types que les gestionnaires du réseau de transport rendront publiques pour les points d'interconnexion transfrontalière

Débits de gaz		capacité de transport	
(F1)	Débit quotidien/allocation agrégée	(C1)	Capacité technique max
(F2)	Allocations immédiates quotidiennes	(C2)	Probabilité d'interruption
(F3)	Nominations day-ahead agrégées quotidiennes	(C3)	Capacité ferme et interruptible commerciale quotidienne
(F4)	Débits de gaz historiques		

Pour Fluxys, des pénuries ont été identifiées aux points C2, F1 et F3.

Selon la CREG, l'accent doit être mis sur les points suivants :

1. Niveau de probabilité d'interruption (C2)

- a. Des informations concernant les interruptions antérieures peuvent donner une indication sur les probabilités d'interruption à l'avenir ; les gestionnaires du réseau de transport publient/publieront les informations suivantes :
 - o Plans de maintenance
 - o Informations sur les débits et les interruptions antérieures (voir F1)
 - o Capacités fermes et interruptibles commandées (voir C3)
 - o Capacités fermes et interruptibles disponibles (voir C3)
 - o Nominations day-ahead (voir F3)
- b. Les gestionnaires du réseau de transport invitent les participants au marché à établir une définition du "trafic light" sur la base des informations reprises ci-dessus
- c. Les plans individuels montreront le *release* actuel et l'amélioration potentielle

2. Interruptions et débits quotidiens (F1)

- a. Données dynamiques reflétant les débits et interruptions réels
- b. Débit de gaz agrégé / nominations confirmées agrégées dans chaque direction
- c. Interruptions de débit de gaz agrégé initiées par le gestionnaire du réseau de transport dans chaque direction
- d. Publication J + 1

3. Nominations *day ahead* agrégées quotidiennes (F3)

- a. Données dynamiques reflétant les nominations *day ahead* agrégées

- b. Addition de toutes les nominations reçues par le gestionnaire du réseau de transport lors de la première *gate closure*
- c. Période de test visant à assurer que les positions des acteurs du marché / des gestionnaires du réseau de transport ne sont pas en danger
- d. Publication J – 1

4.1.2.4. Marchés secondaires

Le code de bonne conduite actuellement en vigueur (arrêté royal du 4 avril 2003 relatif au code de bonne conduite en matière d'accès aux réseaux de transport pour le gaz naturel) s'applique uniquement au transport national et non au transit. Un arrêt du Conseil d'Etat de 2004 a en effet suspendu, pour des raisons procédurales, l'application du code de bonne conduite aux activités de transit.

Le règlement européen (CE) no 1775/2005 du Parlement européen et du Conseil du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel est cependant entré en vigueur le 1er juillet 2006 et n'opère pas de distinction entre le transport et le transit.

Ce règlement (directement applicable), combiné à la modification de la loi gaz du 12 avril 1965 intervenue en décembre 2006, rendent l'organisation d'un marché secondaire par FLUXYS obligatoire pour le transport national ET le transit, là où auparavant il ne devait être que 'facilité'. L'article 15/1, 9°bis prévoit en effet que FLUXYS est tenue « d'organiser le marché secondaire sur lequel les utilisateurs du réseau négocient entre eux la capacité et la flexibilité et sur lequel les gestionnaires peuvent également acheter de la capacité et de la flexibilité ». Le même principe vaut pour le marché day-ahead.

En pratique, depuis fin 2006, un marché secondaire est 'facilité' par FLUXYS pour le transport national via un bulletin board et est 'organisé' par FLUXYS pour le transit depuis avril 2008.

4.1.2.5. Transit⁸⁵

Au cours de l'année 2007, l'examen des contrats à long terme de transit existant en Belgique s'est poursuivi.

Pour rappel, cet examen n'a pu démarrer qu'à la fin de l'année 2006, suite à l'insécurité juridique qui avait prévalu en raison, d'une part, de l'incertitude quant à l'applicabilité de la première loi gaz

⁸⁵ Sur les différences entre transit et transport en Belgique, voir infra le point n°4.1.3.4., a).

de 1999 aux activités de transit et, d'autre part, de l'arrêt du Conseil d'Etat du 5 janvier 2004⁸⁶ suspendant l'arrêté royal du 4 avril 2003 relatif au code de bonne conduite⁸⁷. Plusieurs réglementations sont cependant intervenues entre temps et ont permis de lever ces obstacles juridiques. Ainsi, la directive 2003/55 et la loi du 1^{er} juin 2005 qui devait transposer cette directive, ont clairement indiqué que les dispositions applicables aux activités de transport s'appliquaient également à celles de transit, sous réserve des contrats conclus avant une certaine date. Par ailleurs, le règlement européen 1775/2005, d'application directe en droit belge, et ce depuis le 1^{er} juillet 2006, a défini tous les éléments nécessaires pour régler ces activités de transit. Le code de bonne conduite qui, dans sa première version, avait également fixé ces éléments, ne devait, dès lors, pas impérativement être rétabli pour pouvoir régler ces questions. Ces différentes législations ont permis de lever l'insécurité juridique qui avait prévalu jusque là et, dès lors, de conférer une base légale à l'examen des contrats de transit qui a ainsi pu être entamé au mois de septembre 2006.

L'analyse des 36 contrats à long terme existant en Belgique a conduit la CREG, le 15 mai 2008, à la conclusion selon laquelle des tarifs régulés s'appliquent à tous les contrats de transit, à l'exception des contrats suivants, tombant dans le domaine d'application de l'article 32.1 de la directive gaz 2003/55/CE :

1. Contrat entre Distrigaz SA et Wingas, du 27 novembre 1996, relatif au transit entre Zeebrugge et Eynatten ;
2. Contrat entre Distrigaz SA et Ruhrgas, du 13 décembre 1996, relatif au transit entre Zeebrugge et Eynatten ;
3. Contrat entre Distrigaz SA et Gaz de France, du 30 juin 1998, relatif au transit entre Zeebrugge et Blaregnies ;
4. Contrat entre Distrigaz SA et Gaz de France, du 27 avril 1967, relatif au transit entre Poppel et Blaregnies.

4.1.2.6. Capacités d'entrée technique maximales

Les capacités d'entrée technique maximales correspondent en principe à la capacité de la ligne de comptage du côté belge sur les interconnexions. Les capacités d'entrée techniques ont été

⁸⁶ C.E., n°126.817 du 5 janvier 2004.

⁸⁷ Arrêté royal du 4 avril 2003 relatif au code de bonne conduite en matière d'accès aux réseaux de transport pour le gaz naturel, M.B., 2 mai 2003.

plafonnées, pour la plupart des capacités d'entrée, par les capacités disponibles upstream. Par exemple, au terminal ZPT, la capacité d'entrée technique s'élève à 2.600 k.m³(n)/h alors que le Zeepipe ne dispose « que » d'un débit de 1.655 k.m³(n)/h, avec des débits de pointe occasionnels de 2.100 k.m³(n)/h⁸⁸

TABLEAU 15 : Capacité d'entrée technique maximale

Technical Maximum Capacity		
Location	Maximum Technical Entry Capacity in Mio m ³ (n)/h	Maximum Technical Exit Capacity in Mio m ³ (n)/h
Zeebrugge ZPT	2,600	NA
Zeebrugge IZT	3,640	2,700
Zelzate 1 (GTS)	NA	0,585
Zelzate 2 (Zebra)	NA	0,585
Zeebrugge LNG	0,960	NA
Hilvarenbeek	3,730	NA
's Gravenvoeren + Dilsen	1,720	NA
Zandvliet H	0,390	NA
Eynatten 1	1,250	0,960
Eynatten 2	0,830	0,640
Blaregnies H (Segeo)	0,260	0,960
Blaregnies H (TROLL)	NA	1,800
Blaregnies L	NA	1,470

SOURCE: www.fluxys.net

4.1.3. Régulation des missions des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution

4.1.3.1. Les gestionnaires de réseaux

La longueur totale du réseau de transport et de distribution géré est de 64.976 km. Elle est illustrée dans le tableau 16.

TABLEAU 16 : Longueur du réseau du pays exprimée en km (total de tous les GRT et GRD)

Longueur en km	réseau de transport	réseau de distribution
Gaz	3.800	61.176

SOURCE : FLUXYS, CREG

a) Les gestionnaires du réseau de transport, de stockage et des installations de

⁸⁸ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F765NL.pdf>

GNL

En 2007, la Belgique n'a pas encore désigné définitivement les gestionnaires du réseau, du stockage et des installations de GNL. Un régime provisoire est en place depuis mars 2006 (Fluxys étant gestionnaire du réseau de transport et du stockage, Fluxys LNG des installations de GNL), mais les exigences d'indépendance, d'autonomie et de bonne gouvernance d'entreprise ne s'appliquent pas dans ce cadre provisoire. La procédure de désignation définitive a démarré en février 2007 et devrait aboutir à la désignation des trois gestionnaires à titre définitif (c'est-à-dire pour une durée renouvelable de 20 ans).

Le 21 février 2007, en exécution de l'article 8, § 2, de la loi gaz, le Ministre de l'Énergie a publié un avis invitant tout titulaire d'une ou plusieurs autorisations de transport de gaz naturel, de stockage de gaz naturel ou d'installation de GNL, à introduire sa candidature, pour être désigné, selon le cas, comme gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel ou gestionnaire d'installation de GNL.

En mai 2007, le Comité de direction a été prié, à la demande du Ministre de l'Énergie, de se prononcer sur les candidatures de FLUXYS S.A. aux trois fonctions susmentionnées. Le Comité de direction a donné un avis défavorable en ce qui concerne la désignation de FLUXYS S.A. comme gestionnaire de l'installation de GNL. Il a par contre donné un avis favorable, sous certaines conditions, en ce qui concerne la désignation de FLUXYS S.A. comme gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel⁸⁹.

Au niveau national, le seul gestionnaire du réseau de transport, la S.A. Fluxys, possède et gère des gazoducs d'une longueur de 3.800 km.

b) Les gestionnaires de réseaux de distribution

La longueur total des réseaux de distribution du gaz s'élève à 61.176 km.

En 2007, la Belgique comptait dix-huit gestionnaires de réseaux de distribution de gaz. Cinq gestionnaires de réseaux de distribution sont des intercommunales pures, ce qui signifie qu'elles appartiennent entièrement aux autorités locales (communes ou provinces). Les treize gestionnaires de réseaux de distribution restants sont des intercommunales mixtes et font donc partie d'un partenariat public-privé avec Electrabel. Les gestionnaires de réseaux mixtes assurent ensemble la distribution de 80% du gaz naturel en Belgique.

⁸⁹ Opinion (A)070628-CDC-697 (available on www.creg.be).

Actuellement, 11 gestionnaires de réseaux de distribution sont actifs pour le gaz naturel en Région flamande. Les modifications qui se sont produites pour les gestionnaires de réseaux de distribution mixtes flamands pour l'électricité (voir ci-dessus) sont aussi entièrement applicables aux gestionnaires de réseaux de gaz naturel flamands. En fin d'année 2007, la longueur des réseaux gaz gérés par les 7 GRD flamands mixtes et les 3 GRD flamands purs était de 45.937 km.

En Région de Bruxelles-Capitale, SIBELGA exerce le rôle de gestionnaire du réseau de distribution de gaz. En fin d'année 2007, la longueur des réseaux gaz gérés par SIBELGA était de 2.826 km, composé de 2.229 km de canalisations à basse pression et de 597 km de canalisations à moyenne pression.

En Région wallonne, 6 gestionnaires de réseaux de distribution sont actifs pour le gaz naturel. En fin d'année 2007, la longueur des réseaux gaz gérés par les 5 GRD wallons mixtes et par l'unique GRD pur ALG était de 12.413 km, composé de 8.434 km de canalisations à basse pression et de 3.979 km de canalisations à moyenne pression.

4.1.3.2. Les tarifs de transport et de distribution

c) *Méthodologie tarifaire*

En 2007, la régulation des tarifs en Belgique est demeurée de type '*cost-plus*'. Cela signifie que les tarifs couvrent exactement les coûts de transport et les coûts de distribution, majorés d'une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans les réseaux. La CREG contrôle cependant le caractère raisonnable des coûts et seuls ceux jugés comme tels par la CREG peuvent être couverts par les tarifs. Le contrôle du caractère raisonnable des coûts se fait annuellement, *ex ante*, en vue de l'approbation de proposition tarifaire et *ex post*, en vue de la détermination d'un éventuel bonus/malus qui découlerait de l'application des tarifs. Tous les gestionnaires de réseaux de distribution, y compris ceux ayant moins de 100.000 de consommateurs, doivent soumettre une proposition tarifaire à l'approbation de la CREG.

L'accès aux réseaux de transport de gaz est régi par les mêmes principes tarifaires généraux que ceux applicables en électricité, à l'exception de la détermination du bonus / malus. Pour ce faire, le résultat de l'exercice comptable est déterminé par la différence entre les produits réels et les coûts réels. Il sera question d'un excédent ou d'un déficit d'exploitation lorsque le résultat est respectivement supérieur ou inférieur à la marge bénéficiaire équitable, calculée conformément aux lignes directrices du 18 juin 2003. Cet excédent ou déficit d'exploitation sera répercuté sur les tarifs de l'année suivante.

Les principes tarifaires généraux ont été redéfinis en 2005, en 2006 et en 2007 en vue de leur application à compter du 1^{er} janvier 2008. Pour l'année 2007, la période régulatoire des tarifs s'est encore étalée sur 1 an, tant pour le transport que pour la distribution. À partir de 2008, les tarifs de transport seront fixés pour une période de 4 ans.

Pour la distribution de gaz naturel, la plupart des modifications ne sont pas encore d'application, de sorte que la tarification annuelle a encore prévalu en 2007 pour la distribution de gaz naturel, de même que l'application du régime '*cost-plus*'. Au cours de cette année et comme pour l'électricité, seule la détermination du bonus / malus a connu une modification importante, suite aux arrêts de la Cour d'appel de Bruxelles du 27 février 2007⁹⁰.

Les tarifs approuvés par la CREG peuvent être consultés sur son site internet (<http://www.creg.be>) ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux. A la demande de la CREG, la plupart d'entre eux ont mis à la disposition des consommateurs un module de calcul leur permettant de réaliser une estimation détaillée de leur facture de transport et de distribution.

Sur la base d'un groupe de travail interdisciplinaire (CREG, gestionnaires de réseaux de distribution, gestionnaire de réseaux de transport, fournisseurs), des accords concrets ont été conclus entre les différents acteurs du marché. L'un de ces accords porte sur la rédaction d'un vade-mecum tarifaire par l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution, expliquant l'application des différents tarifs. Ce vade-mecum sera mis à la disposition des fournisseurs.

d) Estimations des tarifs moyens de transport, de stockage et de distribution pour l'année 2007 (définitions Eurostat de clients moyens)

Le tableau ci-dessous fournit des estimations des tarifs de transport et de distribution en 2007 pour les profils de consommateurs I4-1, I1 et D3, dont les caractéristiques sont rappelées ci-dessous. Comme les tarifs de distribution diffèrent d'un gestionnaire de réseau de distribution à l'autre, ce tableau donne une estimation d'un intervalle (minimum-maximum) et d'une moyenne.

I4-1	116 300 MWh	taux de charge (<i>loadfactor</i>) - 250 jours, 4000 heures
I1	116.3 MWh	pas de taux de charge prescrit, au besoin 115-200 jours
D3	23 260 KWh	pas de taux de charge prescrit

⁹⁰ Cfr à ce sujet le point 3.1.3.2., a) du présent rapport. Pour le gaz naturel, le bonus / malus ne peut cependant être imputé pour moitié au gestionnaire du réseau de distribution et pour moitié au consommateur final.

TABLEAU 17 : National Average network charges for Eurostat definition of typical customers

Clients-type	I4-1 (T6)	I1 (T3)	D3 (T2)
kWh	116.300.00	116.300	23.260
	0		
Tarif transport estimé (€/MWh)	0,78	2,16	3,83
Tarif distribution (€/MWh) - moyenne	0,75	6,05	9,79
Tarif distribution (€/MWh) - minimum	0,22	3,57	7,41
Tarif distribution (€/MWh) - maximum	1,96	8,65	12,38
Surcharge tarifs de distributions (€/MWh)	0,09	0,76	0,76

SOURCE_: CREG

c) Evolution des tarifs

Tarifs de transport

En 2007 et après cinq ans de baisse continue, les tarifs de transport se sont stabilisés et ont enregistré, par rapport à 2006, une hausse de 2% qui correspond à l'inflation. Cette augmentation reste toutefois modérée au regard des investissements importants réalisés pour renforcer la prévention et la sécurité sur le réseau, couvrir la demande croissante de gaz et offrir de nouveaux services aux utilisateurs. Les investissements prévus dans le plan indicatif de transport de FLUXYS S.A. connaissent néanmoins un important retard.

TABLEAU 18 : Evolution des tarifs d'acheminement entre 2002 et 2007

en €/(m³/h)/an	Tarifs 2002	Tarifs 2003	Tarifs 2004*	Tarifs 2005*	Tarifs 2006*	Tarifs 2007*	Δ 2007/2006	Δ 2007/2002
Haute pression (HP)								
Capacité ferme	33,4	31,4	30,5	30,1	29,8	30,4	2,0%	-9,0%
Capacité ferme - SLP	33,4	31,4	32,4	30,1	29,8	30,4	2,0%	-9,0%
Moyenne pression (MP)								
Capacité ferme	11,7	10,7	10,6	10,5	10,5	10,5	0,0%	-10,3%
Entry								
Capacité ferme (HP)			8	7,8	7,6	7,8	2,6%	
Exit								
Capacité ferme (HP)			22,5	22,3	22,2	22,6	1,8%	
Capacité ferme - SLP (HP)			24,4	22,3	22,2	22,6	1,8%	
Capacité ferme (MP)			10,6	10,5	10,5	10,5	0,0%	
Capacité ferme - SLP (MP)			10,6	10,5	10,5	10,5	0,0%	

*Tarif entry/exit : Total du tarif d'entrée et du tarif de re-livraison

SOURCE : CREG

Au niveau international, une étude externe (Tableau 19) révèle que les tarifs d'acheminement de FLUXYS S.A. restent inférieurs à la moyenne de certaines autres entreprises européennes de transport.

TABLEAU 19 : Comparaison européenne des tarifs moyens d'acheminement en 2007

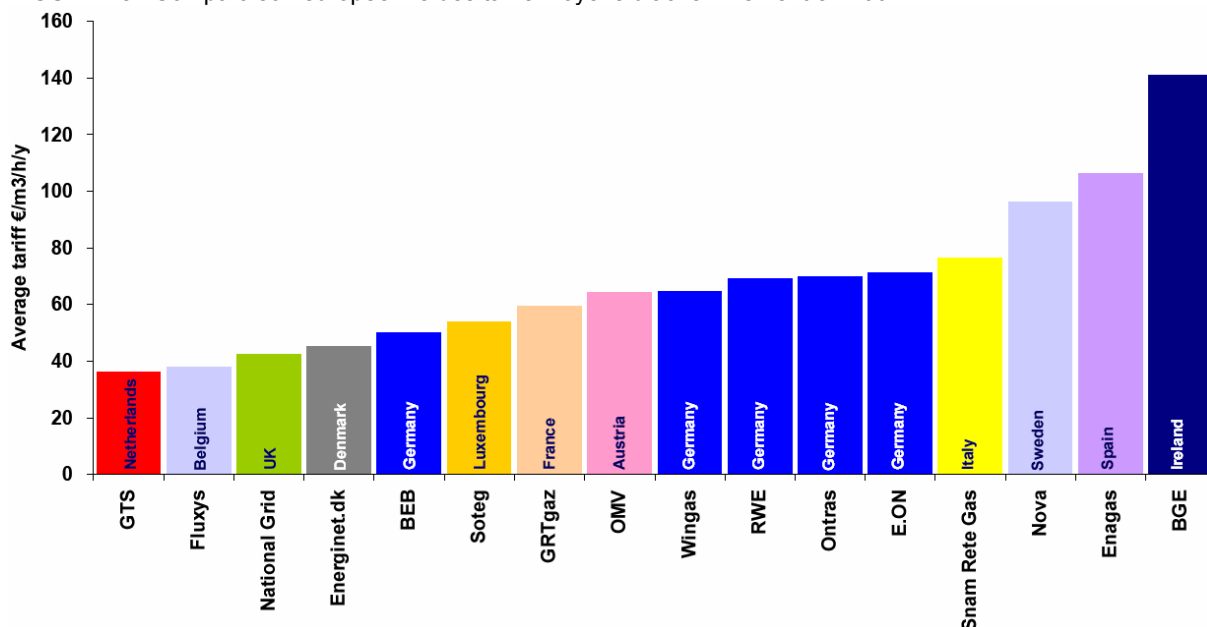
Pays	France	France	Belgique	Danemark	Hongrie	Pays-Bas
TSO	GRT gaz	TIGF	Fluxys	Energinet.dk	MOL	GTS
Tarif moyen, Moyenne = 100	86	73	96	149	125	76
Ecart	78-95	66-81	90-105	129-193	105-139	54-115

SOURCE : ERGEG, juillet 2007

Une étude de ERGEG⁹¹ (voir tableau 19) tempère néanmoins ce constat dans la mesure où :

- sur une distance de 60 km, FLUXYS S.A. est en moyenne 40% plus chère pour tous les profils que la moyenne de GTS, GRTgaz et TIGF et même 72% plus chère que GTS;
- les coûts de déséquilibre supportés par les utilisateurs du réseau de FLUXYS S.A. sont les plus élevés de tous les profils repris dans l'échantillon et la différence de coûts sur le réseau de FLUXYS SA et d'autres opérateurs est la plus importante pour les petits déséquilibres.

FIGURE 18 : Comparaison européenne des tarifs moyens d'acheminement en 2007



SOURCE : Arthur D. Little, Consultante externe pour GTS, juillet 2007

Tarifs de stockage

⁹¹ 'Gas Transmission Tariffs. An ERGEG benchmarking report', 18 juillet 2007.

Après cinq ans de baisse continue, le tarif de stockage sous forme liquide a encore baissé de 11% entre 2006 et 2007. En revanche, le tarif de stockage de gaz en aquifère a augmenté de 9% en raison des investissements dans l'extension du stockage de Loenhout destinés à augmenter le volume stocké (+17%) et la capacité d'émission (+25 %), et eu égard aux frais d'exploitation du projet de stockage à Poederlee.

TABLEAU 20 : Évolution des tarifs de stockage de gaz naturel entre 2002 et 2007, hors surcharges et hors T.V.A.

		Tarifs 2004	Tarifs 2005	Tarifs 2006	Tarifs 2007	Δ 2007/2006	Δ 2007/2004
Loenhout							
Unité standard	€/unité standard	108,7	107,7	101,5	112,3	10,64%	3,31%
Capacité d'injection	€/m ³ (n)/h/an	Services	33,5	34,8	42,1	20,98%	
Volume de stockage	€/m ³ (n)/an	non offerts	0,017	0,017	0,017	0,00%	
Capacité d'émission	€/m ³ (n)/h/an	en 2004	19,5	20,7	24,3	17,39%	
Dudzele							
Unité standard	€/unité standard	28,5	26,7	26,5	24,1	-9,06%	-15,44%

SOURCE : CREG

Tarifs de distribution

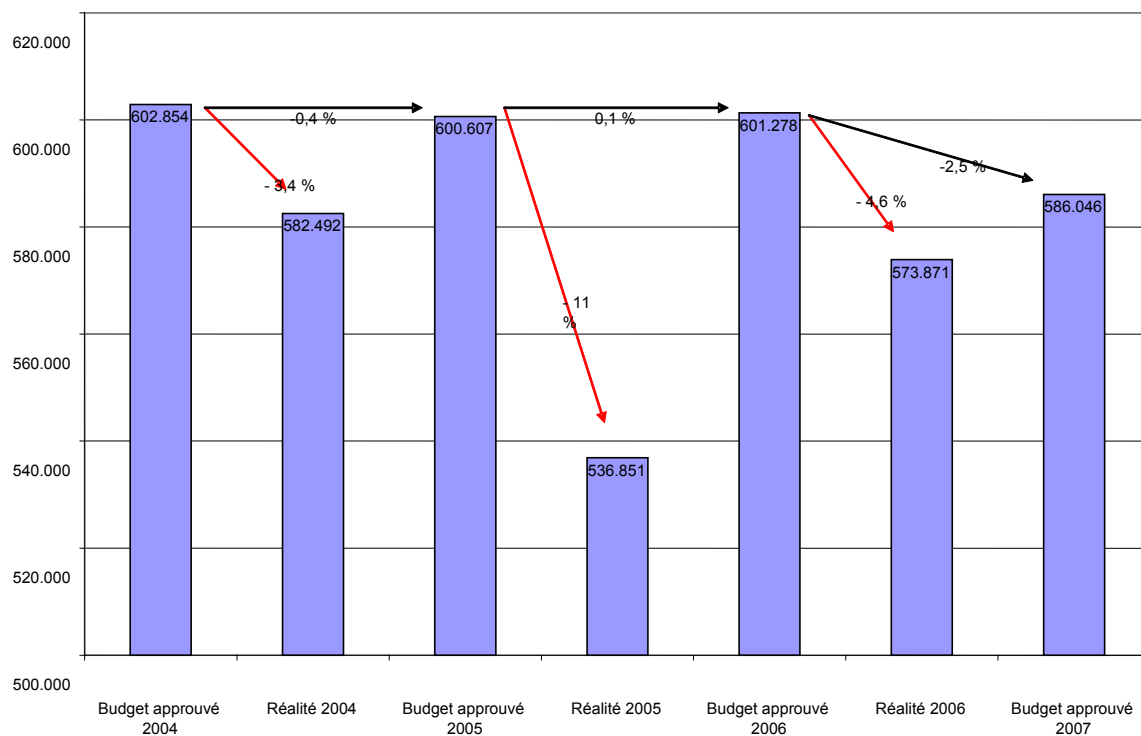
En comparaison avec 2006, les tarifs appliqués en 2007 se sont avérés, en moyenne, inférieurs de 3 % pour les clients domestiques (22 MWh/an) et de 9 % pour les clients industriels (36.000 MWh et 12 MW en pointe). Les clients professionnels (2.300 MWh/an) subissent, en revanche, une hausse moyenne de 3 %.

En ce qui concerne tout particulièrement les clients domestiques, les tarifs de distribution demeurent, en outre, en moyenne sensiblement inférieurs à leur niveau de 2004, année où la CREG est devenue compétente pour les approuver. Depuis 2004, la CREG a en effet rejeté d'importants montants de coûts, ce qui a entraîné, année après année, une diminution des tarifs du réseau de distribution au profit du consommateur.

La figure ci-dessous illustre l'évolution des coûts contrôlables⁹² budgétés et réels tels qu'approuvés par le Comité de direction. Entre 2004 et 2007, les coûts contrôlables budgétés ont baissé d'environ 3 %, soit une baisse annuelle moyenne d'environ 1 %. Les coûts réels contrôlables ont diminué quant à eux d'environ 1,5 % entre 2004 et 2006, soit une baisse annuelle moyenne de l'ordre de 0,75 %. Contrairement au réseau électrique, le réseau gazier est encore en expansion, ce qui explique que les coûts n'ont pas diminué dans la même proportion.

⁹² Les coûts contrôlables sont définis comme le coût total diminué des impôts et surcharges (y compris redevance de voirie), des coûts liés aux obligations de service public, des coûts de raccordement et des reports des années antérieures.

FIGURE 19 : Évolution des coûts contrôlables de distribution entre 2004 et 2007 (en k€)



SOURCE : CREG

4.1.3.3. Equilibre du réseau

En collaboration avec la S.A. Fluxys, la CREG a élaboré des procédures visant à garantir l'équilibre du réseau lorsque le réseau fonctionne normalement et en cas d'incident. Pour assurer cet équilibre dans des circonstances normales, on part du principe que chaque affréteur est tenu de régler la quantité d'injection de gaz naturel ainsi que la quantité de prélèvement de ses clients, et ce pendant la période d'équilibrage. D'autre part, le gestionnaire de système Fluxys doit mettre suffisamment de moyens de flexibilité à la disposition du marché pour que les affréteurs puissent remplir leurs obligations d'équilibrage. En cas d'incident, une quantité de gaz naturel et de capacité de transport de réserve est prévue pour que Fluxys puisse résoudre cet incident (shut down) dans un délai tel que le marché se redresse par le biais d'autres sources et axes d'approvisionnement. Ces procédures sont reprises dans le nouveau code de conduite relatif à l'accès au réseau de transport prévu pour 2008.

Fin 2006, le Comité de direction de la CREG a organisé une consultation publique portant sur

l'élaboration d'une proposition d'un nouveau code de bonne conduite⁹³.

Sur la base de la note d'orientation soumise à consultation, du rapport de consultation et des discussions régulières avec FLUXYS S.A., le Comité de direction a élaboré un projet de code en plusieurs phases. Ce projet a été transmis à FLUXYS S.A. et FLUXYS LNG S.A. en janvier 2008 afin de leur permettre de communiquer de manière formelle leurs remarques, suggestions et commentaires.

La CREG a organisé, dans le courant de l'année 2008, une seconde consultation publique sur le nouveau projet de code de bonne conduite. Suite à cela, une proposition d'arrêté royal sera communiquée au Ministre de l'Energie (voir site Web de la CREG : Gaz – Consultations : Consultation relative au projet de nouveau code de bonne conduite en matière d'accès au réseau de transport de gaz naturel, à l'installation de stockage de gaz naturel et à l'installation GNL).

Une description plus détaillée du système de balancing actuel est disponible dans le PROGRAMME INDICATIF DE TRANSPORT - 2008 - 2009 - VERSION 6.0 de Fluxys, consultable sur leur site web, http://www.fluxys.be/pdf/2008/Tarifs%20&%20conditions/transport/20071206%20-%20PIT_Tpt_Main%202008-2009%20Website-%20FR.PDF

4.1.3.4. Modèle de marché

Pour décrire le modèle de marché utilisé en Belgique, il sera tout d'abord question des principales différences entre transit et transport, avant d'énoncer brièvement les perspectives d'évolution envisagées par FLUXYS (a). L'on exposera ensuite le modèle de marché belge actuel de transport entrée/sortie amélioré (EEE) (b) et l'on enchaînera avec les dispositions relatives à la gestion des congestions, à l'organisation des marchés secondaires et à l'allocation de la capacité d'interconnexion (c). Enfin, le présent rapport décrira la politique d'investissements et de l'organisation des open seasons en Belgique (d).

a) Transit et transport national : même système, différents services

Présentation des différences entre le transit et le transport national

Le transit et le transport national diffèrent l'un de l'autre à plusieurs égards. Le transit implique le transport du gaz naturel entre deux points clairement déterminés au préalable à la frontière du réseau de transport tandis que le shipper n'utilise (quasiment) pas la flexibilité. Les deux points sont utilisés par le gestionnaire du réseau sur la base des nominations du/des shipper(s). Le transport national implique, en revanche, le transport d'un point d'entrée à la frontière du réseau de

⁹³ Rapport annuel 2006, point 2.7.2.3., p. 16.

transport à un ou plusieurs points de prélèvement situés au sein du même réseau de transport.

Une autre différence caractéristique du transit par rapport au transport tient au fait que le gestionnaire du réseau a peu, voire pas, de prise sur le prélèvement immédiat du gaz naturel au point de prélèvement. Dans de nombreux cas, ce prélèvement est irrégulier. Le gestionnaire du réseau est informé des flux gazeux vers le point de prélèvement par les nominations des shippers. En ce qui concerne le transport, le gestionnaire du réseau peut guider le prélèvement sur la base des nominations du shipper. Pour le transport national, le gestionnaire de réseau obtient les informations sur les éventuels flux de gaz vers le point de prélèvement par le biais des nominations. Dans la plupart des cas, il ne peut pas ajuster le prélèvement s'il ne correspond pas aux nominations qui lui sont octroyées. En fin de compte, le prélèvement réel est déterminé par les exigences quotidiennes du client final, qui sont prévisibles à des degrés divers en fonction du type de client final et, partant, peut différer des nominations avancés à des degrés divers. Les shippers vont combiner les modèles de prélèvement de leurs clients et déterminer leurs exigences de flexibilité sur cette base. Les gestionnaires de réseau offriront des services de flexibilité de base, que le shipper peut compléter/remplacer le cas échéant par des services de flexibilité offerts sur le marché.

Une troisième différence entre le transit et le transport national concerne le financement des investissements. Les investissements pour le transport national sont financés par le gestionnaire de réseau. Avec l'arrivée de nouveaux clients et/ou l'augmentation de la consommation de gaz, les gestionnaires de réseau feront les investissements nécessaires pour éviter la congestion sur leur réseau de transport. Les investissements reposent sur des prévisions de demande qui, à leur tour, dépendent d'une série de scénarios d'offre. Les investissements pour le transit ne peuvent, en revanche, pas être prédits par les prévisions de demande au niveau national et, à moins qu'ils ne puissent être planifiés en phases, requièrent généralement des engagements à long terme de la part des shippers en raison de l'ampleur, des exigences financières et des risques liés. D'autre part, les investissements pour le transit sont habituellement réalisés sur la base d'une « open season » qui permet de sonder l'intérêt du marché pour une route en particulier. Vu l'ampleur des investissements, la partie intéressée est priée de prendre un engagement sur une période relativement longue (cinq à vingt ans). Par contre, dans le cas du transport national, les contrats de transport varient généralement d'un jour à deux ans.

Transition d'un modèle de transport entrée/sortie amélioré (EEE) vers un modèle de transport entrée/sortie pour le transit et le transport national

Comme indiqué ci-dessus, FLUXYS S.A. a commencé à développer, en 2007, un nouveau modèle de marché eu égard au fait qu'à compter du 1er juillet 2008, les activités de transit effectuées par

DISTRIGAS & Co seront transférées à FLUXYS. Ce modèle devrait être finalisé en 2008.

Le fait qu'un réseau de transport soit utilisé pour le transport national et pour le transit n'est pas en soi un obstacle à l'introduction d'un système d'entrée/sortie. La réservation de capacité de transport entre deux points aux frontières du réseau de transport n'implique pas le moindre problème dans le cadre d'un système d'entrée/sortie.

La transition d'un modèle de transport EEE dans lequel le transit et le transport national sont strictement séparés vers un modèle de transport entrée/sortie pour le transit et le transport national requiert, cependant, le respect d'une série de conditions-cadres importantes et l'adoption des mesures d'accompagnement et de soutien y afférentes :

1. le transit et le transport national sont des services de transport présentant leurs propres caractéristiques et qui requièrent une approche adaptée de la part des sociétés de transport en termes d'investissements et de questions opérationnelles ;
2. la combinaison du transit et du transport national au sein du même modèle de transport offre plusieurs possibilités de synergie qui ne doivent pas être ignorées du point de vue de la promotion de l'accès à et de la création d'un marché du transport liquide ;
3. l'actuel modèle de transport entrée/sortie améliorée souffre d'une série de restrictions significatives qui doivent être résolues ;
4. le passage d'un modèle de transport EEE à un modèle de transport entrée/sortie requiert la réalisation de certaines conditions cadres, notamment l'utilisation d'options opérationnelles ;
5. la combinaison du transit et du transport national au sein d'un modèle de transport entrée/sortie présuppose une série de mesures en vue de maintenir un système tarifaire prévisible et stable ;
6. des mesures transitoires : la mise en œuvre des mesures proposées nécessite des investissements supplémentaires et partant, du temps. Plusieurs mesures peuvent être mises en œuvre directement, d'autres non. Une première mesure peut d'ores et déjà être prise en utilisant la capacité d'entrée de transit en sus de la capacité d'entrée de transport national (cf. service à synergie transport-transit).

Le nouveau code de bonne conduite

Selon la CREG, les recommandations qui précèdent permettront à Fluxys de répondre aux cinq objectifs précisés dans le nouveau code de bonne conduite et qui devront s'appliquer si Fluxys dessine, ajuste et/ou modifie le modèle d'acheminement. Ces cinq objectifs sont les suivants :

1. une synergie maximale entre le transit et l'acheminement interne;
2. une réservation indépendante de capacité d'entrée et de prélèvement;

3. l'utilisation d'une seule zone d'équilibrage;
4. stimuler le fonctionnement du marché secondaire pour les services d'acheminement;
5. stimuler la liquidité du marché du gaz naturel.

A cette fin, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel développe les services d'acheminement nécessaires et en tient compte lors du planning des investissements.

b) Principales caractéristiques du modèle de transport EEE actuel

Principe du modèle actuel : Entrée/sortie améliorée

Le modèle de transport « entrée/sortie améliorée » actuellement proposé par FLUXYS garantit que la capacité ferme souscrite reste ferme tout en offrant la flexibilité d'un système entrée/sortie :

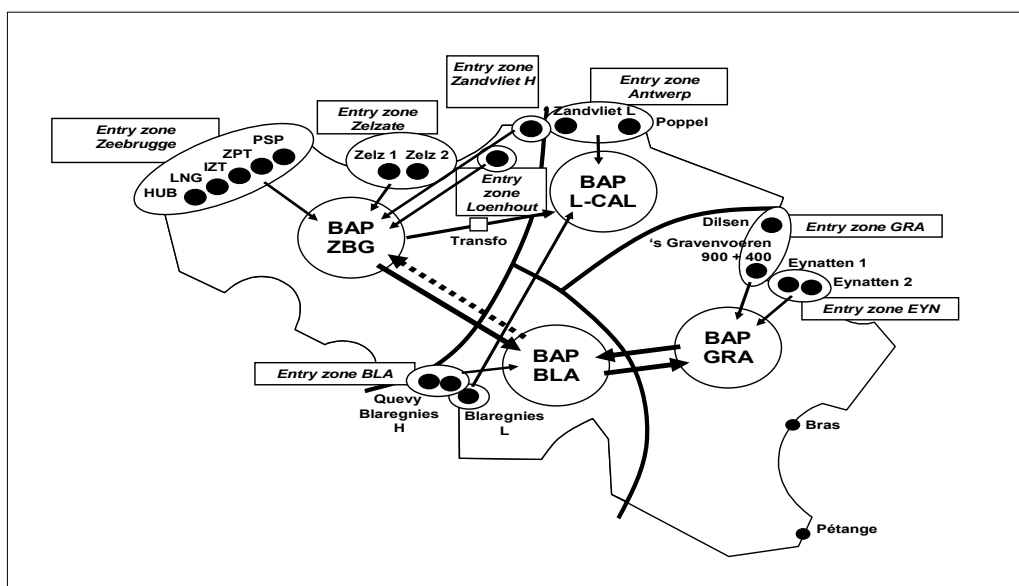
FLUXYS garantit le caractère ferme de la capacité ferme souscrite tant que l'utilisateur du réseau nomme en fonction de la route contractuelle.

En outre, l'utilisateur du réseau a la possibilité de s'écarter de sa route contractuelle comme dans un système entrée/sortie. FLUXYS offre à l'utilisateur du réseau cette flexibilité supplémentaire sur une base d'« intention raisonnable ».

Concepts de base

Le modèle de transport « entrée/sortie améliorée » actuellement en vigueur se caractérise par plusieurs éléments repris dans le schéma suivant et qui sont définis ci-après.

FIGURE 20 : Les différentes zones d'entrée en Belgique



SOURCE: Fluxys

- Zone d'équilibrage

Le réseau de transport dans le système Enhanced Entry/Exit par lequel Fluxys offre ses services d'acheminement est constitué de 4 zones d'équilibrage ou balancing points (BAP) (3 zones H et une zone L). Chaque point de prélèvement est rattaché à une zone d'équilibrage. Cette configuration permet à Fluxys de maximiser son offre de capacité ferme et de services de flexibilité.

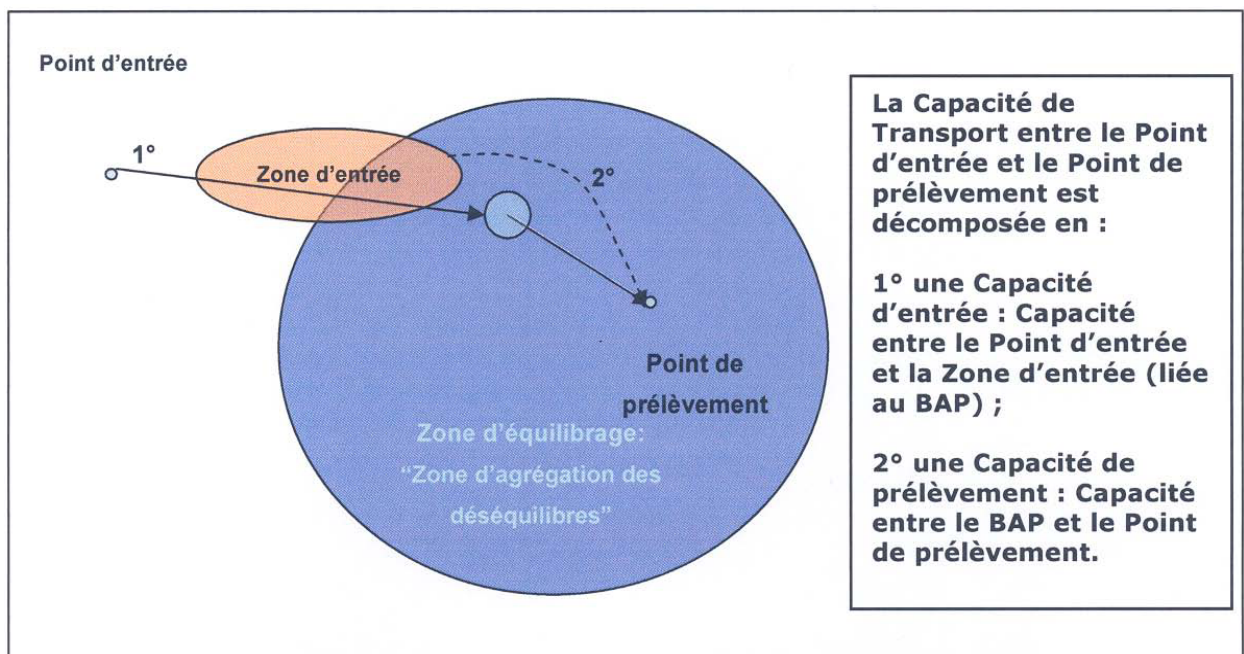
- Zone d'entrée

Les points d'entrée sont regroupés en zone d'entrée (par exemple la zone d'entrée Zeebrugge regroupe les points d'entrée IZT, ZPT, PSP, HUB, et LNG Terminal). Chaque point d'entrée fait partie d'une zone d'entrée et chaque zone d'entrée est rattachée à une zone d'équilibrage.

- Souscription de capacité et nominations

Le principe de souscription de capacité de transport entre un point d'entrée et un point de prélèvement est schématisé ci-dessous:

FIGURE 21 : lorsque le point de prélèvement est situé sur la même zone d'équilibrage que celle à laquelle est rattachée la zone d'entrée

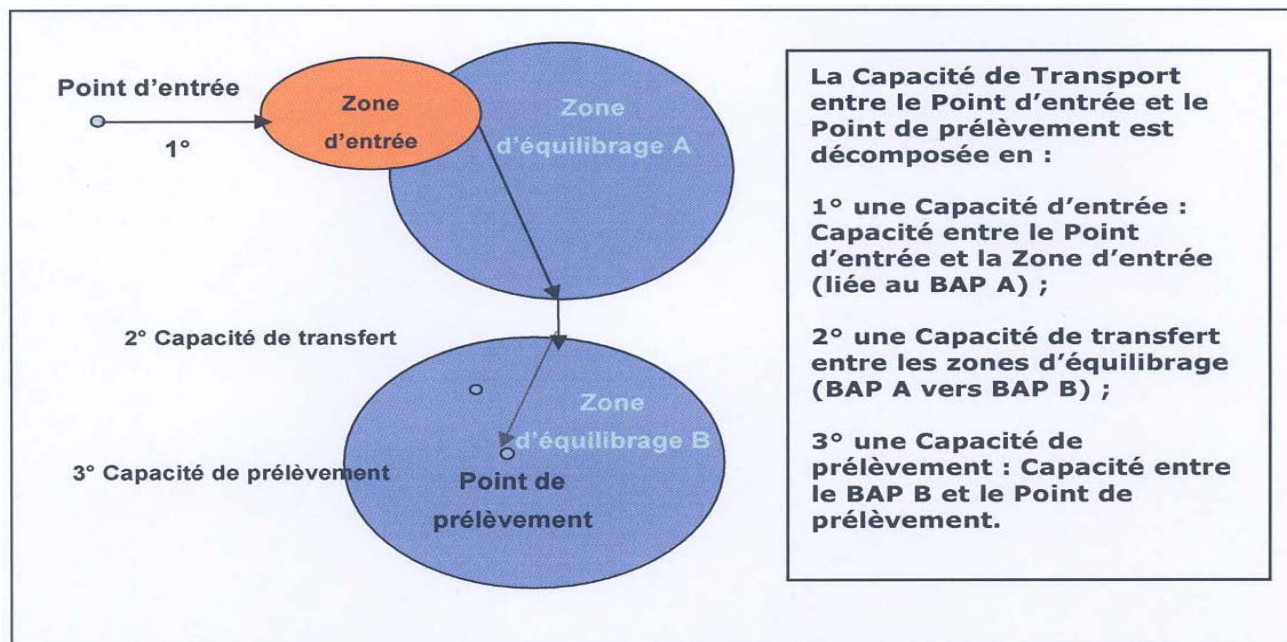


SOURCE : Fluxys

L'affréteur nomme les quantités d'énergie qu'il désire transporter au point d'entrée et au point de prélèvement de façon à équilibrer sur base journalière et dans le respect des tolérances la quantité

d'énergie injectée au point d'entrée et celle prélevée au point de prélèvement.

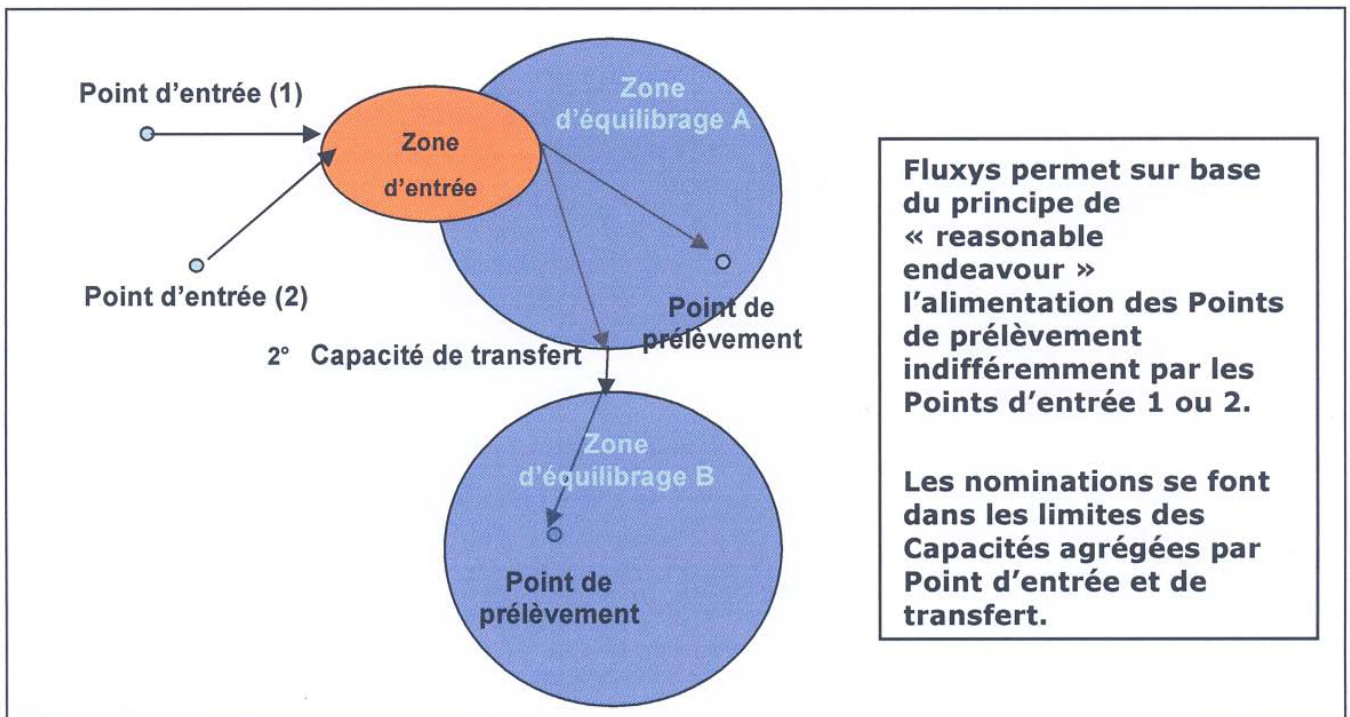
FIGURE 22 : lorsque le point de prélèvement est situé sur une autre zone d'équilibrage que celle à laquelle est rattachée la zone d'entrée



SOURCE : Fluxys

L'affréteur nomme les quantités d'énergie qu'il désire transporter au point d'entrée, au point de transfert (suivant le cas) et au point de prélèvement de façon à équilibrer sur base journalière et dans le respect des tolérances la quantité d'énergie injectée et prélevée par zone d'équilibrage.

FIGURE 23 : Souscription de capacité d'acheminement entre plusieurs points d'entrée et plusieurs points de prélèvement



SOURCE : Fluxys

L'affréteur nomme les quantités d'énergie qu'il désire transporter aux points d'entrée et aux points de transfert (suivant le cas) de manière agrégée, profitant ainsi de la souplesse d'un système de type « Entry/Exit ».

- Matching entre les souscriptions de la capacité d'entrée et celles de la capacité de prélèvement

La règle de capacity matching est appliquée sur une base journalière, pour chaque zone d'entrée et pour tous les points de prélèvement liés à cette zone d'entrée, de manière suivante :

	capacités d'entrée		capacités de prélèvement
(1)	Capacités d'entrée (marchés primaire et secondaire)	\leq	$Y * [\text{Prélèvement Non-SLP} + \text{Prélèvement SLP}]$
(2)	Capacités d'entrée (marchés primaire et secondaire)	\geq	$X * \text{Prélèvement Non-SLP} + Am * \text{Prélèvement SLP}$
(3)	Capacités d'entrée	\geq	Prélèvement SLP

Avec Am = coefficient du mois M . (cf. tableau ci-dessous).

m	jan	fév	mar	avr	Mai	juin	juil	Aôu	sep	oct	nov	déc
Am	100%	99%	75%	61%	49%	36%	27%	26%	39%	62%	76%	97%

Avec, en 2008 : $X = 90\%$ et $Y = 100\%$.

La première partie de la règle de capacity matching est le principe de base pour éviter un éventuel blocage de capacité aux points d'entrée (« entry capacity hoarding »). Cette règle détermine le niveau maximal de capacité d'entrée sur le marché primaire et secondaire, en fonction des capacités de prélèvement.

Grâce à la deuxième partie de la règle de capacity matching, l'affréteur a la possibilité de disposer d'une capacité d'entrée inférieure aux capacités de prélèvement non-SLP à concurrence d'un minimum de $X\%$ de la capacité de prélèvement. Pour les capacités de prélèvement SLP, l'affréteur peut vendre une partie de sa capacité d'entrée, jusqu'au niveau du facteur mensuel Am .

Sur le marché primaire, la capacité de prélèvement SLP doit être entièrement couverte par une capacité d'entrée ferme. Ceci est exprimé dans la troisième partie de la règle capacity matching.

c) Règles d'allocation, congestion et marché secondaire

Allocation et réservation

L'allocation se règle suivant le principe "First Committed, First Served".

Par ailleurs, en ce qui concerne la réservation, l'affréteur peut, à sa discrétion, utiliser le Service de Réservation Automatique (en acheminement) (« SRA » ou « ARS » en anglais). Pour cela, il doit signer le contrat spécifique du SRA (ARS Access Agreement). Les autres modalités pratiques quant à l'utilisation de ce Système de Réservation Automatique sont décrites dans le Code de réseau.

L'affréteur peut alors, en fonction des droits qui lui seront attribués :

- 1° consulter les services standards offerts via le SRA;
- 2° avoir accès aux informations nécessaires pour réserver et souscrire des services d'acheminement;
- 3° consulter son portefeuille de services d'acheminement demandés et réservés via le SRA ;
- 4° introduire une demande de cotation (« Request for Quotation ») via le SRA;
- 5° introduire une demande de cotation signée (« Request for Quotation Signed ») via le SRA;
- 6° introduire une demande pour contracter (« Request for Contracting ») via le SRA

Un nouveau processus d'allocation comportant des règles différentes (sur la base des Open season) sera introduit en octobre 2008.

Congestion

o Règles d'allocation en cas de congestion

Dans les cas où la règle d'allocation « First Committed, First Served » doit être utilisée et s'il n'y a plus de capacités disponibles sur le marché primaire au point d'entrée considéré, la règle de priorité de traitement des demandes décrite ci-dessous sera appliquée à toutes les demandes en cours dès que de la capacité redevient disponible⁹⁴:

- 1° Demandes de prolongation de capacité de prélèvement ayant comme point de prélèvement une distribution publique et ayant le même lien entre le point d'entrée et le point de prélèvement ;
- 2° Demandes de prolongation de capacité de prélèvement pour les clients industriels ou les centrales électriques ayant le même lien entre le point d'entrée et le point de prélèvement ;
- 3° Demandes d'augmentation de capacité de prélèvement ayant comme point de

⁹⁴ En cas de perte d'un Client par un affréteur, Fluxys procède automatiquement à la libération de la capacité associée à ce Client et l'offre sur le Marché primaire. Fluxys accepte en outre les demandes de diminution de capacité aux points d'entrée tant qu'il n'est pas possible d'y souscrire de la capacité sur le Marché primaire.

- prélèvement une distribution publique ;
- 4° Demandes d'augmentation de capacité de prélèvement pour les clients industriels ou les centrales électriques ;
- 5° Demandes de changement de point d'entrée de la part d'un nouvel affréteur ;
- 6° Demandes de changement de point d'entrée de la part d'un affréteur existant.

Ces règles seront adaptées avec l'introduction du nouveau processus d'allocation en octobre 2008.

- o Les services de transport aident à prévenir la congestion :
 - *Capacité d'entrée « day-ahead » interruptible*

Fluxys offre aux affréteurs par point d'entrée la capacité d'entrée journalière pour le jour suivant, qui est interruptible sur la base des nominations. Ces capacités d'entrée peuvent être réduites et/ou interrompues en fonction des nominations au point d'entrée concerné.

Pour avoir accès à ce service, l'affréteur s'enregistre comme utilisateur day-ahead. Les utilisateurs day-ahead ont des droits de nomination au-delà de leurs capacités souscrites à tous les points d'entrée. La durée du service est d'un an.

Les nominations de cette capacité peuvent être réduites et/ou interrompues avec un délai de notification de deux heures complètes (full H+2).

Les quantités disponibles dépendent des nominations de tous les affréteurs au point d'entrée. Il n'y a pas de limite à la quantité qui peut être nominée.

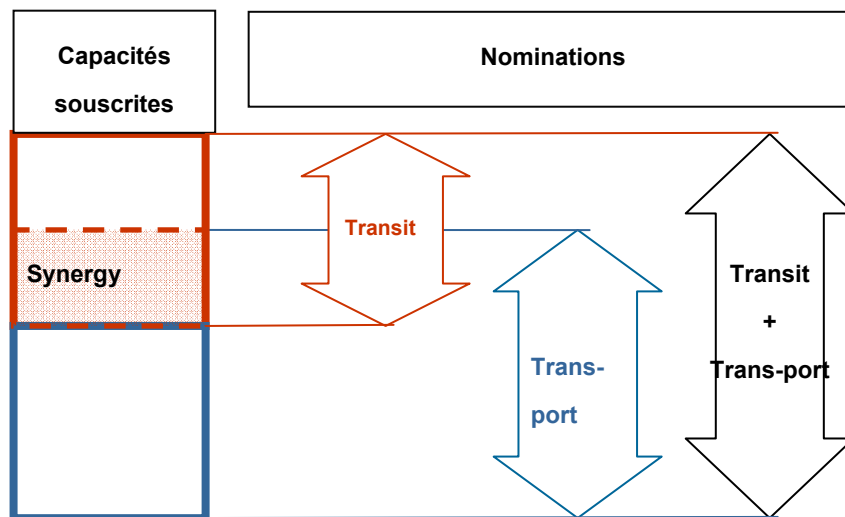
- *Synergies Transit – Transport*

A partir de 2008, un affréteur pourra dans certains cas utiliser ses capacités de Transit pour l'approvisionnement d'un Client final sur le Réseau de Transport, c'est-à-dire que l'affréteur pourra nommer de son point de livraison (Transit) vers un point de prélèvement (Acheminement). Les conditions seront les suivantes :

- 1° la capacité de transit est considérée comme une capacité d'entrée dans la règle de capacity matching d'acheminement s'il s'agit d'un point d'entrée sur lequel il n'y a plus de capacité ferme disponible sur le Marché primaire (Acheminement). Ceci implique qu'un point de prélèvement doit être relié à la capacité de Transit ;

- 2° la règle de capacity matching d'Acheminement ne tient pas compte de la capacité de transit si de la capacité ferme est encore disponible à ce point d'entrée ;
- 3° ce service est, comme chaque demande de capacité, soumis à une simulation de la capacité ;
- 4° la somme des nominations de l'affréteur pour l'acheminement et le transit au point d'entrée considéré ne peut pas dépasser le total de ses capacités souscrites, comme indiqué dans le schéma ci-dessous ;
- 5° la nomination de transit de l'affréteur ne peut pas dépasser sa capacité de transit souscrite, comme indiqué dans le schéma ci-dessous

FIGURE 24 : Synergie transit-transport



Source : Fluxys

- o Politique de congestion

Le gestionnaire et l'utilisateur doivent tenir compte de ce qui suit:

- 1° L'utilisateur ne maintient pas plus de services de transport fermes pour son acheminement interne que ce dont il a besoin pour l'exécution de ses contrats d'approvisionnement et/ou de fourniture.
- 2° L'utilisateur du réseau offre sur le marché secondaire les services de transport alloués dont il n'a momentanément plus besoin ou dont il n'a plus besoin de manière permanente.
- 3° Sans préjudice des obligations en matière de gestion de la congestion qui découlent du règlement gaz, les gestionnaires offrent également les services de transport souscrits inutilisés sur le marché primaire sur base interruptible, sous forme de services de transport de durée différente.

- 4° Le gestionnaires fait ce qui est raisonnablement possible pour offrir sur base ferme au marché au moins une partie des services de transport inutilisés.
- 5° Le gestionnaire vérifie constamment le taux d'utilisation des services de transport par les utilisateurs. Il tient un registre offrant un aperçu des services de transport alloués et de leur utilisation effective par chaque utilisateur.
- 6° Le gestionnaire détermine le volume des services de transport inutilisés par utilisateur en fonction de chaque critère pertinent, notamment les profils de livraison et de prélèvement dont ils ont connaissance et l'évolution du taux d'utilisation.

En cas de congestion, le gestionnaire transmet immédiatement les données suivantes à la Commission:

- 1° l'endroit et la durée probable de la congestion, en distinguant la congestion contractuelle et physique;
- 2° les demandeurs et utilisateurs du réseau concernés par la congestion;
- 3° par demandeur et/ou utilisateur du réseau concerné, la capacité ferme demandée qui ne peut être allouée ainsi que la durée du service de transport souhaitée par le demandeur et/ou l'utilisateur du réseau ;
- 4° par utilisateur concerné, la capacité non utilisée;
- 5° les mesures prises pour limiter le plus possible la congestion;
- 6° les mesures envisagées pour remédier à la congestion ;
- 7° en cas de congestion physique, les règles d'allocation modifiées envisagées.

En cas de congestion contractuelle, chaque demandeur de nouvelle capacité doit démontrer qu'il va réellement utiliser la capacité nouvellement demandée. Le demandeur peut fournir cette preuve au moyen de contrats de fourniture. Si le demandeur est déjà un utilisateur, il est tenu compte du taux d'utilisation de la capacité qui lui a été allouée sur la base des contrats existants.

En cas de congestion physique, l'(es) opérateur(s) concerné(s) peu(ven)t, en concertation avec la Commission, lancer une procédure d'open season.

La politique de congestion et les mesures à prendre en cas de congestion sont reprises dans le code d'accès. Si les mesures prévues dans le code d'accès ne suffisent pas en cas de congestion, les gestionnaires soumettent à l'approbation de la Commission, une proposition d'amendement du code d'accès incluant les mesures nouvelles et/ou additionnelles visant à éviter ou à remédier à la congestion.

Marché secondaire

○ Outil

Depuis fin 2006, un marché secondaire est facilité par FLUXYS pour le transport national via un bulletin board et depuis le 15 avril 2008, un marché secondaire des capacités de transit est organisé par le gestionnaire FLUXYS, mais aucune activité commerciale ne s'y est encore déroulée.

Les capacités de prélèvement qui peuvent être commercialisées sur le marché secondaire en 2008 sont les suivantes :

- 1° Toutes les capacités d'entrée peuvent être transférées sur le marché secondaire.
- 2° Les capacités de prélèvement pour injection au Stockage de Loenhout : fermes, interruptibles et interruptibles opérationnelles
- 3° Les capacités de RF complémentaire, à la condition que la capacité RF complémentaire soit toujours utilisée pour le même point de prélèvement.

○ Obligations futures

Conformément au code de bonne conduite actuel, Fluxys est un « facilitateur » pour le marché secondaire. Or, conformément au nouveau code de bonne conduite, Fluxys sera l'« organisateur » du marché secondaire. Malheureusement, le marché secondaire ne fonctionne pas encore/n'est pas encore liquide. Toutefois, la réglementation belge inclut une disposition qui oblige les shippers à placer toute la capacité non utilisée sur le marché secondaire. La CREG est résolument en faveur d'une amélioration du fonctionnement du marché secondaire et prend des initiatives en la matière. Le nouveau code de bonne conduite qui peut être consulté sur le site Internet de la CREG, en est un bon exemple.

A compter de l'année prochaine, le gestionnaire et l'utilisateur devront tenir compte de ce qui suit:

- 1° veiller à offrir des services de transport négociables de manière transparente et non-discriminatoire sur le marché secondaire.
- 2° en ce qui concerne la capacité et la flexibilité aux points d'interconnexion avec les installations de transport limitrophes, les gestionnaires s'efforceront en toute circonstance d'harmoniser l'offre des services et les procédures de part et autre de ces points.
- 3° être responsables de l'exploitation, du développement et de la gestion d'un instrument électronique puissant permettant aux utilisateurs du réseau de négocier simplement, rapidement et sur une base journalière, des services de transport par voie électronique. Cet instrument électronique est dénommé la Plateforme pour le Marché Secondaire

(PMS). Le cas échéant, la PMS est constituée en concertation et/ou en collaboration avec les autres gestionnaires de réseau européens.

- 4° l'utilisateur du réseau souhaitant négocier des services de transport via la PMS, conclut préalablement avec le gestionnaire respectivement le contrat standard d'acheminement, de stockage et/ou de GNL reprenant les règles d'accès et de fonctionnement de la PMS et en vertu duquel il recevra un code d'inscription lui donnant le droit de souscrire des services de transport à l'aide de la PMS.
- 5° si les utilisateurs du réseau négocient des services de transport via la PMS, le gestionnaire garantit, indépendamment de la méthode utilisée, l'anonymat complet.
- 6° si les utilisateurs du réseau négocient des services de transport par d'autres voies que la PMS, ils informent le gestionnaire concerné de chaque transaction individuelle.
- 7° il est interdit pour tout utilisateur du réseau de formuler des conditions individuelles obstruant la libre négociabilité des services de transport sur le marché secondaire.
- 8° les gestionnaires publient au moins sur une base hebdomadaire la demande totale du marché et l'offre totale du marché des services de transport négociés sur le marché secondaire en faisant la distinction entre les services qui ont été négociés via la PMS et ceux qui ne l'ont pas été.

d) Investissements – Demande de capacité – Open Season

Investissements

Les gestionnaires prévoient des services de transport afin de pouvoir répondre à chaque demande économiquement raisonnable des utilisateurs du réseau et des autres gestionnaires et de donner suite aux obligations de service public éventuelles en vertu de la législation fédérale, régionale ou européenne directement applicable.

A cet effet, chaque gestionnaire rédige chaque année un plan d'investissements pour les dix années à venir et le notifie à la Commission conjointement avec le programme de services.

Le plan d'investissements spécifie pour chaque investissement le planning des travaux (étude, plan, permis, adjudication et exécution), l'estimation des coûts et, le cas échéant, l'impact de l'investissement sur l'offre de services. Pour tout investissement annulé ou reporté dans le temps, il en précise la raison.

Les investissements des gestionnaires sont toujours transparents en ce qui concerne les motivations et les contributions spécifiques au réseau de transport. Il faut au minimum une transparence au sujet:

- 1° de l'impact des investissements sur les services de transport, en distinguant l'acheminement interne du transit;
- 2° des investissements en outils d'équilibrage, en distinguant les outils propres du gestionnaire pour la gestion des déséquilibres physiques, la flexibilité de base et la flexibilité commerciale;
- 3° des investissements dans de la capacité d'entrée de réserve;
- 4° des investissements en vue du maillage du réseau et de l'amélioration de la performance du réseau en général;
- 5° des investissements pour la distribution de gaz.

Les gestionnaires investissent respectivement dans de la capacité pour le transit, pour les services de stockage et pour les services de terminalling, à l'aide des procédures d'open season. Il est au moins prévu de la capacité à concurrence des souscriptions fermes maximales.

Les procédures d'open season peuvent également être utilisées pour des investissements d'acheminement interne en soutien de la stratégie d'investissement, entre autres pour la détermination des tracés d'approvisionnement. Les investissements dans de la capacité pour l'acheminement interne ne requièrent pas d'obligations à long terme de la part des utilisateurs du réseau.

La prévision de capacité ferme et de flexibilité par les gestionnaires se fait par des investissements effectifs dans l'infrastructure, la souscription de services auprès d'autres gestionnaires et la signature d'accords opérationnels.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel fait en sorte de satisfaire au moins les besoins suivants:

- 1° la capacité de transport et la flexibilité de base correspondante qui couvre la consommation interne de pointe attendue;
- 2° ses propres outils pour l'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel;
- 3° la capacité d'entrée de réserve pour la gestion d'incidents ;
- 4° la capacité de transport pour le transit.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel prévoit de la capacité de transport pour l'acheminement interne sur la base des prévisions de prélèvements et des scénarios pour l'utilisation des points d'entrée. Le gestionnaire développe pour cela une série adéquate d'outils comprenant une consultation de marché avec les clients finals et les affréteurs et tient compte en outre des plans d'investissements des gestionnaires du réseau de distribution.

Les clients finals communiquent au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, selon les modalités prévues au contrat de raccordement, leurs besoins en fourniture. Les affréteurs communiquent à ce gestionnaire, selon les modalités prévues au contrat d'acheminement, l'estimation de leurs besoins de capacité pour le marché belge, tant au sujet de la capacité de prélèvement, d'entrée et de flexibilité. Les gestionnaires du réseau de distribution communiquent à ce même gestionnaire, selon les modalités prévues au contrat de raccordement-GRD, leurs plans d'investissements.

Le besoin de capacité de transport pour l'acheminement interne est estimé sur la base d'un scénario de consommation et d'approvisionnement. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel part du principe à ce sujet que le réseau de transport de gaz naturel est en mesure de couvrir les besoins de capacité de transport pour:

- 1° une consommation moyenne journalière de pointe en cas de température la plus basse se produisant statistiquement une fois durant les vingt dernières années;
- 2° une consommation de pointe agrégée estimée de l'industrie;
- 3° une charge maximale des centrales électriques opérant au gaz naturel pour autant que ces centrales soient nécessaires pour couvrir la demande de pointes d'électricité.

Le scénario de consommation et d'approvisionnement utilisé par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel lors de l'estimation du besoin de capacité de transport pour l'acheminement interne et les hypothèses mises en avant à cet égard, ainsi que leurs modifications, doivent être repris dans le plan d'investissements.

Si la balance de capacité nationale est en équilibre et si l'offre de capacité d'entrée ferme (à l'exclusion de la capacité de réserve d'entrée) est au moins égale à la demande attendue de celle-ci, mais que soudainement il semble qu'un point d'entrée déterminé ait la préférence et sature, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel évaluera la situation de marché modifiée tant d'un point de vue technique qu'économique et adressera sans délai un rapport à ce sujet à la Commission. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut en ce cas utiliser la procédure d'open season.

Si des investissements additionnels paraissant raisonnables d'un point de vue économique afin de satisfaire à la situation de marché changée, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut, après approbation par la Commission, renforcer ledit point d'entrée au moyen d'investissements additionnels. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut dans ce cas conclure des obligations long terme avec les utilisateurs du réseau.

Open Season

Les gestionnaires spécifient dans leur plan d'investissements pour quels investissements ils vont lancer une procédure d'open season. La Commission peut décider que les gestionnaires doivent organiser une procédure d'open season pour des investissements pour lesquels ils ne l'avaient pas prévu.

La procédure d'open season se déroule selon les étapes suivantes:

- 1° préalablement au lancement de la procédure d'open season, le gestionnaire concerné vérifie, en concertation avec la Commission et de manière non-discriminatoire, l'intérêt effectif du marché pour le projet d'investissement envisagé et consulte les gestionnaires de réseaux limitrophes, et les autorités de régulation pour le gaz des régions;
- 2° le projet d'investissement envisagé sera évalué par le gestionnaire concerné sur base des résultats du point 1° et le résultat de cette évaluation sera soumis à la Commission ;
- 3° en cas d'évaluation positive, le gestionnaire concerné rédigera entre autres les documents suivants:
 - une brochure d'information, décrivant en tout cas : le projet d'investissement envisagé, les différentes étapes de la procédure, la durée de la procédure, la manière dont le gestionnaire souhaite allouer les services de transport relatif au projet d'investissement envisagé, ainsi que les critères de sélection applicables dans le cas où la demande de services de transport excède l'offre;
 - une convention de confidentialité;
 - une déclaration d'intention.
- 4° Les documents visés au point 3° seront transmis à la Commission.
- 5° Compte tenu des observations et commentaires éventuels de la Commission à l'égard des documents visés au point 3° et en particulier en ce qui concerne les critères de sélection proposés, le gestionnaire concerné lancera de façon effective la procédure d'open season en diffusant la brochure d'information à tous les utilisateurs du réseau existants et potentiels.
- 6° Les utilisateurs du réseau manifestant un intérêt pour examiner plus en détail le projet d'investissement envisagé, signent une convention de confidentialité avec le gestionnaire concerné avant l'expiration de la période indiquée.
- 7° Les utilisateurs du réseau qui, après les discussions visées au point 6°, manifestent un intérêt pour souscrire des services de transport dans le cadre du projet d'investissement envisagé, signent une déclaration d'intention avec le gestionnaire concerné avant l'expiration de la période indiquée.
- 8° Les utilisateurs du réseau qui, après les discussions visées au point 7°, souhaitent effectivement souscrire des services de transport et qui satisfont aux critères de sélection

visés au point 3°(i), signent le contrat standard d'acheminement, de stockage ou de GNL approuvé par la Commission avec le gestionnaire concerné avant l'expiration de la période indiquée.

Les gestionnaires informent la Commission après la clôture de chaque phase de l'open season et au moins une fois par trimestre sur le déroulement de la procédure d'open season.

Après la signature par les parties des contrats standards visés au 8° et des formulaires de services pour les services de transport souscrits, le gestionnaire concerné soumet à la Commission une copie de tous les documents signés avec les utilisateurs du réseau lors de la procédure d'open season.

La Commission vérifie si le gestionnaire concerné a respecté les règles reprises dans cet article et si la procédure s'est déroulée de manière transparente et non-discriminatoire. Si la Commission constate des irrégularités sur la base de son examen, elle peut ordonner la réouverture de la procédure.

4.1.3.5. Contrôle des régulateurs

En 2007, aucun problème d'approvisionnement en gaz naturel n'a été constaté.

La même année, aucun différend particulier n'est apparu sur le marché du gaz naturel, pour lequel la CREG aurait dû intervenir en sa qualité d'autorité de surveillance.

4.1.4. Dégrouper de fait

4.1.4.1. Les gestionnaires du réseau de transport, de stockage et des installations GNL

Tout comme la seconde directive gaz (2003/55/CE), la législation fédérale belge n'exige pas une séparation patrimoniale entre, d'une part, les activités de transport, de stockage ou liées aux installations GNL et, d'autre part, celles de fourniture, de distribution ou de production. Elle se limite à imposer la séparation légale entre ces activités. Or, cette séparation est effective depuis 2001, année où a eu lieu la scission de l'ancienne S.A. DISTRIGAZ en deux entités : la S.A. FLUXYS et la nouvelle S.A. DISTRIGAZ.

Comme illustré au tableau 19, la S.A. FLUXYS est toujours majoritairement détenue (57,25 %) par le groupe Suez-Tractebel. Afin de garantir l'impartialité et l'indépendance fonctionnelle de Fluxys

vis-à-vis de sa maison-mère, la loi gaz définit un certain nombre de critères. Ceux-ci sont identiques à ceux de la seconde directive gaz et visent à offrir au gestionnaire du réseau de transport et aux personnes responsables de sa gestion une relativement large autonomie de décision vis-à-vis de l'entreprise intégrée, y compris en matière d'investissements dans de nouvelles infrastructures. Les législateurs belge et européen ont toutefois confirmé le droit de la maison-mère d'intervenir au niveau des choix financiers du gestionnaire (approbation du plan d'investissement annuel, de la structure bilantaire, du niveau de risque acceptable,...).

En plus de ces critères d'autonomie et d'indépendance, la loi belge veille également à garantir un fonctionnement efficace des organes de gestion du gestionnaire, en imposant le respect de quelques règles de bonne gestion issues du code belge de gouvernance d'entreprise (code Lippens) : seuil minimum et compétence des administrateurs indépendants, représentation minimale de chaque sexe et mise en place de plusieurs comités au sein du Conseil d'Administration (rémunération, gouvernement d'entreprise, audit), dont la composition doit également répondre à certaines normes, répartition des rôles entre le Conseil d'Administration et le comité de direction.

La Belgique n'a toutefois pas encore désigné définitivement les gestionnaires du réseau, du stockage et des installations de GNL. Un régime provisoire est en place depuis mars 2006 (Fluxys étant gestionnaire du réseau de transport et du stockage, Fluxys LNG des installations de GNL) mais les exigences d'indépendance, d'autonomie et de bonne gouvernance d'entreprise ne s'appliquent pas dans ce cadre provisoire. La procédure de désignation définitive a démarré en février 2007 et devrait aboutir à la désignation des trois gestionnaires à titre définitif (c'est-à-dire pour une durée renouvelable de 20 ans).

TABLEAU 21 : Structure de propriété de Fluxys

Actionnariat (%)	
Free float	11,50
Publigas	31,25
Suez-Tractebel	57,25
Total	100,00 %

SOURCE : rapport annuel 2007 Fluxys

4.1.4.2. Les gestionnaires des réseaux de distribution

a) *Présentation générale*

Répartition des GRD dans les trois régions

En 2007, la Belgique comptait 18 gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel (« GRD »). Ceux-ci sont répartis comme suit sur l'ensemble des régions : 11 en Flandre, 1 à Bruxelles et 6 en Wallonie. Deux gestionnaires de réseaux sont transfrontaliers. En d'autres termes, ils exercent leurs activités tant en Flandre qu'en Wallonie. Il existe 14 gestionnaires de réseaux de distribution qui, au sein d'une même entreprise, exercent les deux activités (distribution de l'électricité et du gaz).

« 100.000 customers rule »

La « 100.000 customer rule » n'est par ailleurs pas applicable dans ce pays et 8 gestionnaires de réseaux de distribution de gaz comptent moins de 100.000 utilisateurs du réseau.

Actifs propres

Tous les GRD disposent d'actifs propres. Certains GRD disposent, en outre, d'un actif mis à leur disposition par les actionnaires communaux/provinciaux par le biais d'un apport en usage ou via des conventions de concession.

Structure de propriété des gestionnaires de réseaux

Les dix-huit gestionnaires de réseaux de distribution de gaz, cinq sont des intercommunales pures, ce qui signifie qu'elles appartiennent entièrement aux autorités locales (communes ou provinces). Les treize gestionnaires de réseaux de distribution restants sont des intercommunales mixtes et font donc partie d'un partenariat privé-public avec Electrabel. Les gestionnaires de réseaux mixtes assurent ensemble la distribution de 80% du gaz naturel en Belgique.

Tous les gestionnaires de réseaux de distribution sont légalement séparés. Cette séparation légale a été rendue obligatoire dès le début de la libéralisation en Belgique. En 2006 et 2007, des glissements ont été opérés dans les différentes régions, dans la structure de l'actionnariat des gestionnaires de réseaux de distribution du secteur mixte (participation d'Electrabel). La part d'actionnaires communaux/provinciaux a été augmentée, en contrepartie d'une diminution de la part d'Electrabel.

Conformément aux dispositions légales en vigueur, Electrabel possédait 30% des actions des gestionnaires de réseaux mixtes en Flandre (depuis le 5 septembre 2006) et en Région de Bruxelles-Capitale alors qu'elle varie de 38% à 49% en Région wallonne.

La figure 2 présente une vue d'ensemble de la structure d'actionnariat des intercommunales mixtes. Il est renvoyé aux commentaires qui suivent cette figure (point 3.1.3.1.b).

b) Présentation région par région

Région flamande

Les changements décrits au point 3.1.4 pour les gestionnaires de réseaux de distribution flamands du marché de l'électricité valent également pour les gestionnaires de réseaux de distribution flamands du marché du gaz naturel.

Région wallonne

En Région wallonne, le contexte juridique qui s'applique pour le marché du gaz naturel est similaire à celui qui s'applique au marché de l'électricité.

Des règles destinées à garantir l'indépendance des gestionnaires vis-à-vis des producteurs, fournisseurs aux clients éligibles ou intermédiaires, sont édictées dans le décret du 19 décembre 2002 ainsi que dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 16 octobre 2003 relatif aux gestionnaires de réseau. Ces règles sont similaires à celles décrites au point 3.1.4. (dont par exemple la règle selon laquelle au minimum 51 % des parts représentatives du capital du gestionnaire du réseau de distribution doivent être détenus par les communes et, le cas échéant, par les provinces - à la fin de l'année 2018, la part de l'associé public devrait atteindre 75% -).

Les acteurs du marché qui ne respecteraient pas les exigences en matière d'unbundling pourraient se voir imposer des sanctions de type astreinte par la CwaPE. Si les critères relatifs à l'autonomie de gestion prévus par l'Arrêté du Gouvernement wallon du 16 octobre 2003 ne sont pas respectés, la sanction pourrait aller jusqu'au retrait de la licence de fourniture de gaz.

Actuellement, sur 7 intercommunales désignées en qualité de gestionnaires de réseaux de distribution de gaz, 5 sont des intercommunales mixtes dans lesquelles le fournisseur historique dispose d'une minorité importante.

Dans une proposition du 20 novembre 2007 au Gouvernement Wallon, la CwaPE a constaté que les difficultés rencontrées suite à la persistance de certaines incertitudes au niveau de la séparation effective entre les gestionnaires de réseaux mixtes et leur associé privé étaient de quatre ordres:

- ⇒ cette situation rend plus complexe l'exercice, par la CwaPE, des missions de contrôle qui lui incombent;

- ⇒ cette situation entraîne la méfiance des autres fournisseurs et producteurs;
- ⇒ cette situation entraîne la réticence des gestionnaires de réseaux flamands et bruxellois à abandonner des responsabilités à des employés du fournisseur historique, dans le cadre de missions communes;
- ⇒ cette situation est susceptible d'entraîner un surcoût d'exploitation des réseaux de distribution mixtes.

En 2007, plusieurs réflexions et concertations ont été menées à propos de la nécessité de faire évoluer le secteur de la distribution. Le secteur mixte de la distribution envisage la création d'une société chargée de l'exploitation journalière des gestionnaires de réseaux, dont tout producteur, fournisseur ou intermédiaire serait exclu du capital.

Un projet de décret modifiant le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, qui entrera en vigueur en 2008, réorganisera la structure du secteur mixte de la distribution en Wallonie, et intégrera le projet des gestionnaires de réseau.

Région de Bruxelles-Capitale

En Région de Bruxelles-Capitale, Sibelga est le gestionnaire du réseau de distribution pour le gaz. En 2007, Electrabel, l'opérateur historique, détenait 30% des parts de Sibelga. Au 31 décembre 2012, il est prévu qu'Electrabel renonce à la totalité de sa participation dans le capital de Sibelga.

Le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale peut déterminer les mesures à prendre en matière d'organisation des services et de délégation d'exploitation, en vue d'assurer l'indépendance de gestion du gestionnaire du réseau vis-à-vis des personnes disposant d'une autorisation de fourniture d'électricité ou de gaz en Belgique, ou contrôlées directement ou indirectement par de telles personnes, ou encore contrôlant directement ou indirectement de telles personnes.

BRUGEL peut infliger des amendes administratives à toute personne, physique ou morale qui ne se conformerait pas aux dispositions de l'ordonnance, notamment pour ce qui concerne l'exigence légale de séparation juridique. Le cas échéant, le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale peut retirer la désignation des gestionnaires de réseaux pour sanctionner ces derniers s'ils ne satisfont pas à l'exigence légale de la séparation juridique.

4.2. Aspects concurrentiels [Article 23(8) et 23(1)(h)]

4.2.1. Description du marché de gros

En vue de décrire le marché de gros du gaz naturel, il convient de présenter successivement les caractéristiques des réseaux de transport et de transit et des installations de stockage ainsi que leurs développements, le développement de la demande et les échanges sur le marché de gros.

4.2.1.1. Caractéristiques et développements des réseaux de transport et de transit et des installations de stockage

Le tableau qui suit donne une estimation des volumes de gaz naturel transporté et/ou ayant transité en Belgique.

TABLEAU 22 : Estimation du volume de gaz naturel transporté et/ou ayant transité en Belgique

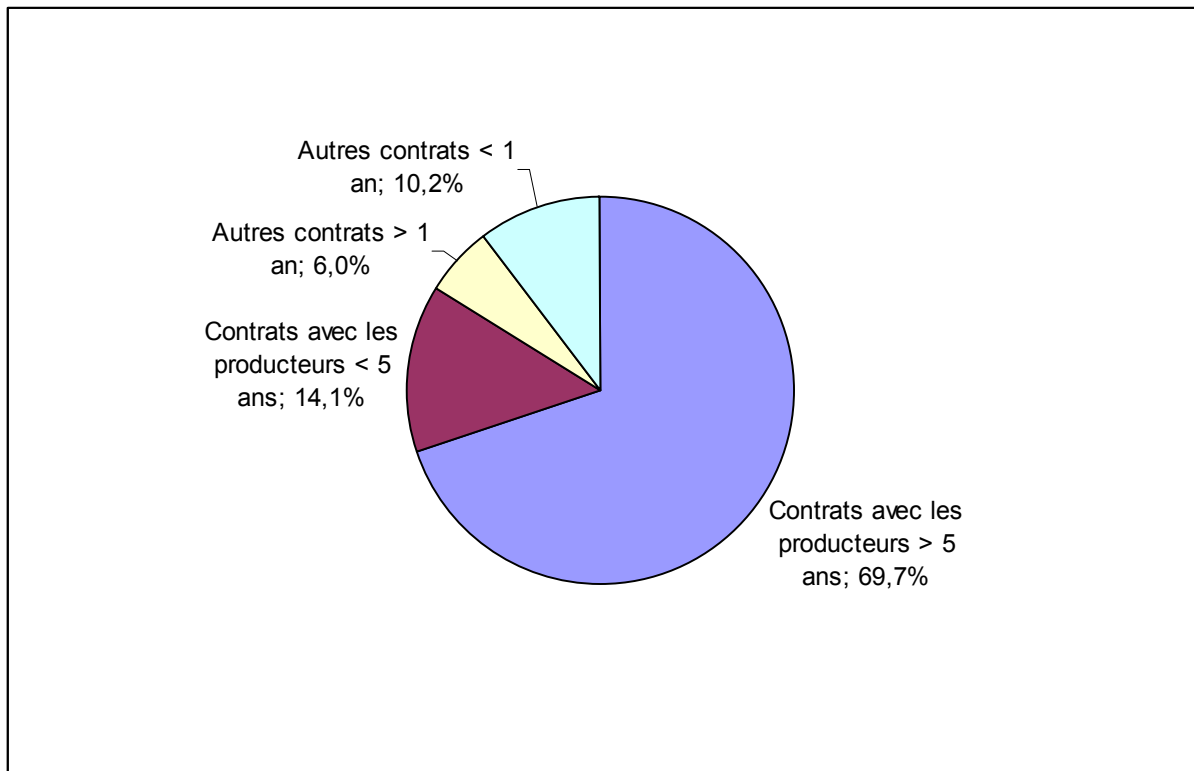
Figures en G.m ³ (n)	Transport intérieur	Transit	% Intérieur
2004	17	29	38
2014	24	32	43
Augmentation	6	3	
Augmentation %	33	10	

SOURCE : CREG

La poursuite de l'intégration du marché belge et du marché de transit de gaz, bien qu'elle soit exigée par la seconde directive européenne 2003/55/CE, est cependant continuellement retardée par tous les moyens par les parties appartenant au groupe historique. Tout particulièrement en 2007, il faut mentionner les recours en appels contre la décision de la CREG de mettre Fluxys et Distrigas&C° en demeure de transférer les activités de transit de Distrigas&C° à Fluxys, d'une part, et contre l'étude de la CREG relative à la détermination de la valorisation de ce transfert, d'autre part. Ce n'est qu'à la date du 30 juin 2008, dans le cadre d'un communiqué de presse conjoint, que les deux protagonistes ont annoncé l'approbation, par leurs conseils d'administration respectifs, de la reprise proposée de Distrigas&C° par Fluxys.

100% du gaz présent et commercialisé en Belgique a été importé. La capacité d'importation libre s'élève environ à 970k.m³(n)/hr. Les contrats d'importation du gaz conclus avec les producteurs le sont, la plupart du temps, pour une longue durée (+5 ans), comme le montre le tableau ci-dessous.

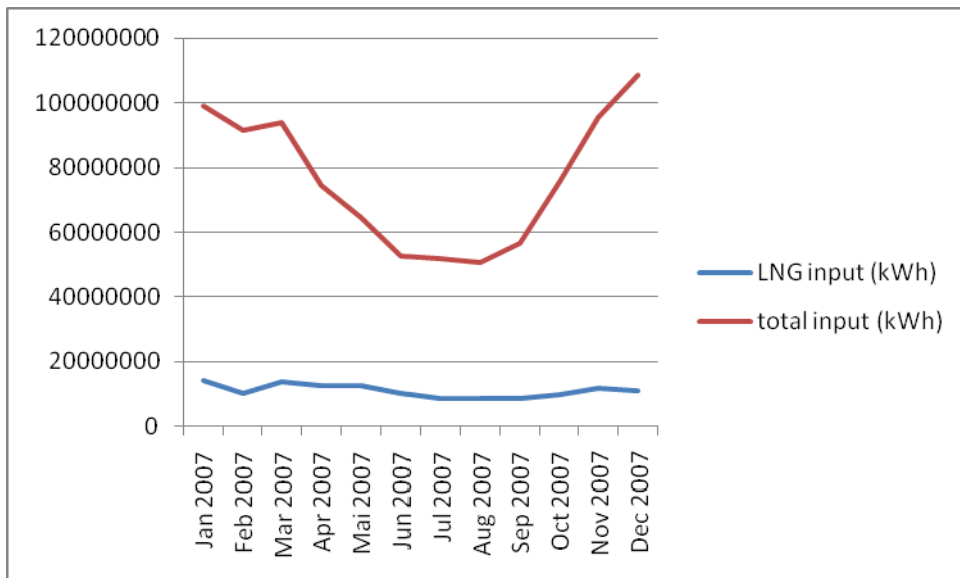
FIGURE 25 : Composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2006



SOURCE : CREG

Le tableau repris ci-dessous indique la quote-part du gaz LNG dans l'importation totale pour l'approvisionnement du marché belge au cours de l'année 2007.

TABEAU 23 : Evolution de l'importation totale



SOURCE: CREG

La Belgique dispose d'une capacité limitée pour le stockage de gaz importé. La capacité de stockage de l'installation disponible de Loenhout et de l'installation de stockage LNG peak shaving de Dudzele est la suivante :

TABLEAU 24: capacité de l'installation de stockage de Loenhout

Volume	exploitable	600 Mm ³ (n)
	coussin	600 Mm ³ (n)
injection		250 k.m ³ (n)/h
send out		500 k.m ³ (n)/h

SOURCE : CREG

TABLEAU 25 : capacité de l'installation de stockage LNG peak shaving de Dudzele

Volume	exploitable	59 Mm ³ (n)
send out		450 k.m ³ (n)/h

SOURCE : CREG

Enfin, il est à noter que l'intégration régionale a été structurée par une coopération intensive entre les régulateurs des marchés du gaz naturel dans la région nord/nord-ouest de l'Europe. Cette collaboration a été scellée, en octobre 2007, par la signature d'un protocole d'accord. Pour la CREG, la priorité était la coordination, conjointement avec le régulateur français, du double processus d'« open season » et de l'harmonisation des services de transport autour de l'interconnexion France-Belgique à Taisnières / Blaregnies. Parallèlement, cette harmonisation a entraîné un doublement du nombre de fournisseurs actifs et un taux de réservation à 100 % à court terme pour la capacité d'entrée disponible sur le marché français.

4.2.1.2. L'évolution de la demande

La consommation de gaz naturel a très légèrement diminué en 2007 (-0,6 %), passant de 190,4 TWh en 2006 à 189,3 TWh en 2007, sous l'influence de la baisse des prélèvements par la distribution publique, mais surtout grâce aux températures particulièrement clémentes enregistrées pendant l'hiver et le printemps 2007.

L'analyse sectorielle de la demande en gaz naturel affiche une augmentation sensible de la consommation dans le secteur de la production d'électricité (+ 9,3 %) et une tendance opposée pour les secteurs de la distribution (- 6,5 %) et de l'industrie (- 0,4 %).

La part relative du gaz L dans la consommation totale de gaz naturel a continué de diminuer en 2007. En 2006, la part de gaz L représentait 28,1 % de la fourniture totale en gaz naturel. En 2007, elle est encore retombée à 27 %.

TABLEAU 26 : Répartition sectorielle de la demande belge de gaz naturel entre 2001 et 2007 (TWh)

Secteurs	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Δ 2007/ 2006
Distribution	81,1	78,3	83,1	88,3	87,0	88,3	82,6	-6,5%
Industrie (clients directs)	52,2	54,7	50,7	49,3	50,4	50,2	50,0	-0,4%
Production d'électricité (parc centralisé)	37,5	40,9	51,1	49,7	52,5	51,9	56,7	+9,3%
Total	170,8	173,9	184,9	187,3	189,9	190,4	189,3	-0,6%

SOURCE : CREG

4.2.1.3. Trading sur le marché de gros

Le marché de gros belge est très concentré et comporte un nombre limité d'acteurs disposant d'une grande part de marché. En Belgique, seules 3 entreprises détiennent une part de marché de plus de 5 %. Ces acteurs disposent conjointement d'une part de marché de 99,4 %.

Concernant des acquisitions sur le marché, le 27 juin 2007, le Conseil de la Concurrence a approuvé la fusion prévue entre la S.A. Nuon et la S.A. Essent. Le Conseil de la Concurrence a décidé que cette transaction n'avait qu'un impact limité sur le marché et a fait usage de la procédure simplifiée. La fusion entre Gaz de France et Suez, qui a été validée par la Commission européenne le 14 novembre 2006, ne s'est pas concrétisée en 2007.

Le trading sur le marché de gros belge s'opère principalement via l'OTC sur le hub de Zeebrugge. Ce hub coexiste, cependant, avec la bourse belge de gaz naturel APX Gas ZEE, créée en 2005. Mais la participation y est toute différente puisque le hub de Zeebrugge comptait 70 membres, à la fin de l'année 2007, alors que APX Gas ZEE n'en dispose que de 13.

La liquidité montre des signes d'amélioration sur le hub de Zeebrugge, après que le gestionnaire de réseau a supprimé les limitations de capacité sur le hub en février de cette année. Le roulement (« churn »), ou le nombre de fois qu'une molécule de gaz s'échange sur le hub, a augmenté en glissement annuel pour le troisième mois consécutif.

En mai de cette année, le roulement était de 3,7 contre 2,8 en mai de l'année dernière. Cette augmentation a été encore plus forte en avril, le roulement passant de 2,6 en 2007 à 4,5 en 2008. Ces taux de roulement sont toutefois faibles par rapport au NBP britannique, où les molécules de gaz sont rééchangées plus de dix fois avant la fourniture, d'après les informations de National Grid.

Le taux de roulement en hausse indique un accroissement de l'activité sur le hub avant la fourniture. Les niveaux de débit physiques n'affichent toutefois pas la même croissance. Les chiffres de Huberator montrent des niveaux en baisse en glissement annuel de mars à avril 2008. En mars, le débit était plus faible d'un quart, tandis que le débit d'avril était plus faible d'un tiers et celui de mai était stable en glissement annuel.

En décembre 2007, une multitude de nouveaux membres sont arrivés sur le hub, portant le nombre total de membres à 70. Beaucoup étaient des banques.

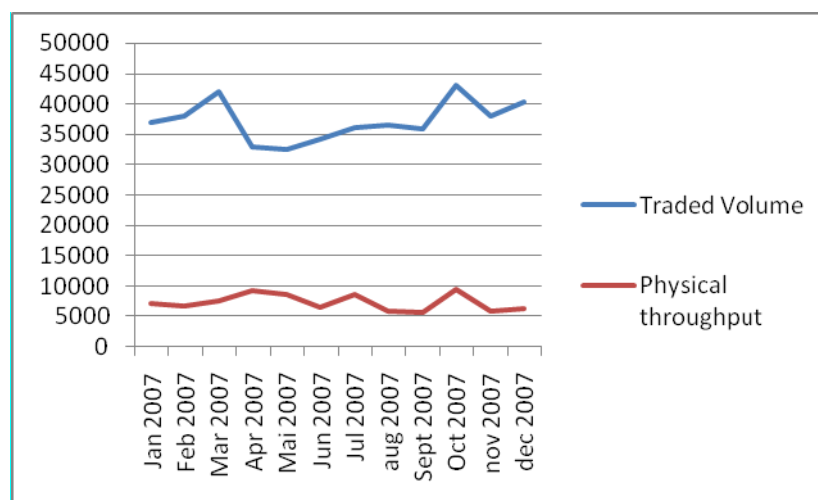
Les chiffres suivants montrent le niveau d'activité sur le hub de Zeebrugge:

TABLEAU 27 : Commerce sur le hub de Zeebrugge

	Volume échangé GWh	Débit physique GWh	Ratio
Jan 2007	37030,18413	7212,76305	5,13398
Fév 2007	38033,60988	6819,73506	5,576992
Mar 2007	42019,27003	7681,879953	5,46992
Avr 2007	32993,38923	9274,465501	3,557444
Mai 2007	32582,84518	8615,020992	3,782097
Juin 2007	34326,98006	6618,641579	5,186409
Juil 2007	36093,54975	8684,808977	4,155941
Aoû 2007	36462,55563	5973,832058	6,103713
Sept 2007	35953,0389	5663,632443	6,348053
Oct 2007	43063,65135	9517,994536	4,524446
Nov 2007	38089,53957	5948,215274	6,403524
Déc 2007	40313,8053	6231,401085	6,469461

SOURCE : Fluxys

FIGURE 26 : Commerce sur le hub de Zeebrugge



SOURCE : Fluxys

La liquidité de la bourse belge de gaz naturel, APX Gas ZEE, pour le hub de Zeebrugge, s'est également améliorée dans courant de l'année 2007. Le marché spot APX Gas ZEE a éclipsé 2006 avec une multiplication par 16 du volume échangé qui atteint un total de 11,2 millions de thermies. L'augmentation de liquidité peut être attribuée à une hausse des engagements de la part des membres d'APX, puisque les marchés du gaz continentaux présentent une évolution plus proche les uns des autres et s'orientent vers la libéralisation du marché et la transparence.

Alors que les marchés du gaz continentaux ne sont pas encore des marchés pleinement libéralisés, comme le montre le mécanisme d'ajustement du NBP au Royaume-Uni, des mesures sont prises en ce sens, augmentant ainsi la confiance des shippers pour échanger ou se préparer à échanger du gaz européen continental.

4.2.2. Description du marché de détail

Depuis le 1^{er} janvier 2007, l'ensemble du marché belge de l'électricité est libéralisé (en Flandre, cette libéralisation était déjà effective depuis le 1^{er} juillet 2003). Les tarifs d'utilisation du réseau (transport et distribution) sont des tarifs régulés. Les impôts et prélèvements sont imposés par les différentes autorités (fédérales et régionales). Enfin, la composante énergétique voit le jour sur le marché libéralisé.

En ce qui concerne l'évolution des prix sur le marché de détail, il faut noter que, étant donné que les données nécessaires d'Eurostat ne sont pas (encore) disponibles pour 2007, aucune ventilation des prix moyens de l'électricité sur le marché de détail ne peut être établie pour la Belgique.

Le contrôle sur le marché de détail étant une compétence régionale, le marché de détail du gaz naturel est dès lors décrit région par région.

4.2.2.1. Région flamande

Parts de marché

Le nombre d'autorisations de fourniture pour le gaz naturel est passé de 14 à 16 en 2007. ENECO Energie International, E.ON Belgium et Lampiris ont reçu une autorisation de fourniture de gaz naturel dans le courant de 2007. En revanche, au cours de cette même année 2007, la décision de la VREG de renouveler l'autorisation de fourniture pour le gaz naturel à ENECO Energie Levering sous le nom de ENECO Energiehandelsbedrijf a été annulée.

Cinq fournisseurs autorisés n'étaient pas encore actifs en 2007.

L'un des fournisseurs a encore des liens contractuels avec les gestionnaires de réseau. Sur la base du nombre total de points d'accès au 31/12/2007, trois fournisseurs détiennent une part de marché de plus de 5 %. Ensemble, cela représente 95 % du marché. Si l'on examine le volume fourni en Flandre, l'on remarque la présence de quatre acteurs avec une part de marché supérieure à 5 %, représentant 91,52 % du volume du marché (distribution). Quelque 99 % du marché est dans les mains d'entreprises dont la maison mère est étrangère.

Neuf fournisseurs ont en Flandre une autorisation de fourniture aussi bien d'électricité que de gaz. Parmi eux, un seul n'est pas encore actif pour l'électricité ou le gaz.

Le nombre d'acteur sur l'ensemble des segments est suffisant pour permettre une certaine forme de concurrence. En outre, des nouveaux acteurs s'ajoutent en permanence. Les nouveaux venus peuvent se distinguer par le service, le prix ou la durée des contrats mais, en réalité, les produits proposés sont assez comparables.

TABLEAU 28 : Parts de marché des fournisseurs en Région flamande en 2007

Marché (GRD + GRT)		Distrigas	Electrabel Custom Solutions)	SPE	GdF	Wingas	NUON	Autres acteurs
Centrales au gaz		-	-	-	-	-	-	-
Ménages et petites entreprises	< 120 MWh/an	-	26,84%	5,92%	-	-	2,41%	1,99%
Clients industriels et commerciaux moyens	< 1 mcm	3,86%	-	-	1,46%	0,96%	-	-
Gros clients industriels	≥ 1 mcm	43,22%*	-	-	6,43%	6,90%	-	-
Marché total		47,08%	26,84%	5,92%	7,89%	7,86%	2,41%	1,99%

SOURCE : CREG, VREG

Prix de détail

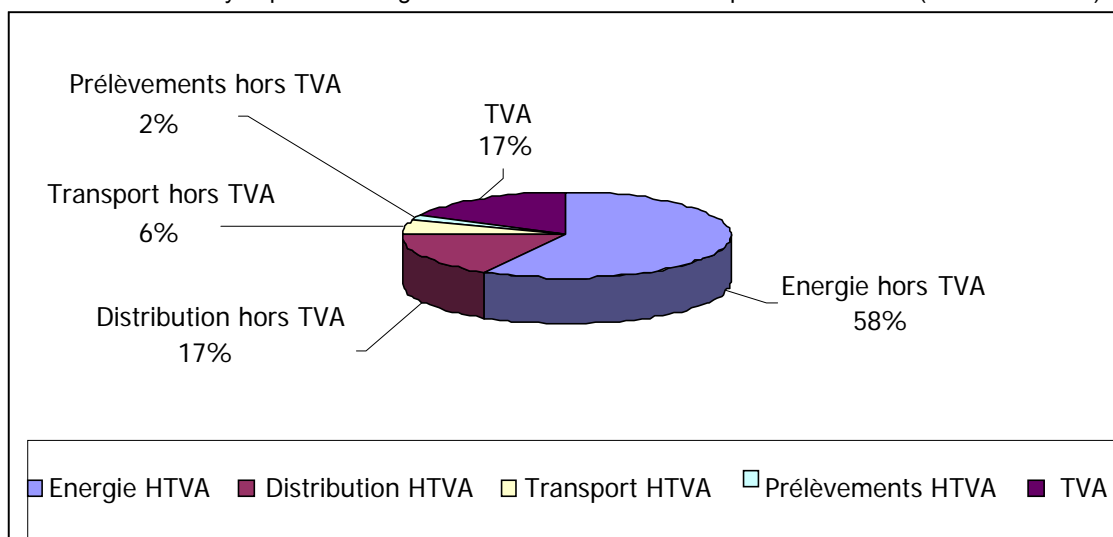
Depuis la libéralisation du marché, la VREG suit, pour la Région flamande, les prix de l'énergie sur le marché des clients résidentiels et petits professionnels.

Les données relatives aux prix de 2007 (et auparavant) ont été reprises dans le RAPP-2008-3 (disponible à l'adresse www.vreg.be) à partir de la page 31.

Pour un client D3, le prix moyen pondéré du gaz naturel était en décembre 2007 de 1.252,61 € pour l'année complète (D3 = 23.260 kWh de consommation annuelle de gaz naturel).

La répartition entre les différentes composantes est indiquée dans la figure reprise ci-dessous.

FIGURE 27 : Prix moyen pondéré du gaz naturel en décembre 2007 pour un client D3 (décembre 2007)



SOURCE : VREG

Changement de fournisseur

En 2007, 6,90 % d'utilisateurs finaux (sur la base du nombre de points d'accès acquis) ont choisi de signer un contrat avec un autre fournisseur.

TABLEAU 29 : Changements mensuels de fournisseurs

	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	TOTAL
2005	0,74	0,63	0,35	0,39	0,39	0,45	0,52	0,3	0,31	0,17	0,29	0,13	4,67
2006	0,66	0,28	0,32	0,74	0,35	0,36	0,61	0,46	0,44	0,49	0,41	0,32	5,44
2007	0,48	0,59	0,34	0,60	0,55	0,49	0,51	0,52	0,84	0,69	0,67	0,62	6,90

17,011

SOURCE : VREG

L'indicateur ci-dessus révèle la dynamique du marché au niveau des changements mensuels de fournisseur, résultant du choix conscient des clients. Le pourcentage calculé doit être interprété comme le nombre relatif de points d'accès qui sont transférés à un autre fournisseur le premier jour civil de chaque mois. Si nous nous basons sur le fait que la plupart des contrats sont conclus pour une durée d'un an, un même point d'accès ne changera qu'une seule fois par an de fournisseur. Pour savoir combien de points d'accès ont changé de fournisseur en un an, les pourcentages mensuels de changement sont également calculés.

L'indicateur ci-dessus est un indicateur global de changement. Spécifiquement pour le client domestique, l'indicateur 2007 est de 6,27 %.

Les changements se produisent principalement à des moments charnière (lorsque les anciens contrats arrivent à échéance). Une tendance croissante peut être constatée dans le nombre de changements effectués. Ces changements sont dus à l'augmentation des prix et à une attention plus marquée de la part des consommateurs à cet égard (battage médiatique, entre autres). Le processus de « changement de fournisseur » est illustré ci-dessous. L'on peut malgré tout constater que le(s) acteur(s) dominant(s) se taillent toujours la part du lion.

Le changement de fournisseur est gratuit pour l'utilisateur final. Le changement doit être initié 30 jours avant la date d'exécution effective et peut avoir lieu à n'importe quelle date pour les clients résidentiels. Les utilisateurs finals dont le compteur est relevé mensuellement peuvent uniquement changer de fournisseur en début de mois.

Choix du fournisseur - Comment changer de fournisseur en Flandre ?

Dès que l'utilisateur final s'est suffisamment informé et a trouvé le fournisseur de son choix, il conclut avec celui-ci un contrat de fourniture. L'utilisateur final convient, dans le contrat, de sa date d'entrée en vigueur. Il s'agira généralement de la date à laquelle prend fin son contrat de fourniture avec l'ancien fournisseur. Le nouveau fournisseur contacte l'ancien fournisseur pour déterminer de quelle date il s'agit précisément.

Le nouveau fournisseur indique alors au gestionnaire de réseau de l'utilisateur final que ce dernier souhaite être fourni en électricité et/ou en gaz naturel par lui-même à partir de la date convenue. Le fournisseur doit annoncer ceci au gestionnaire de réseau au moins un mois à l'avance. Dans le courant de ce mois, le gestionnaire de réseau transmet une fiche de relevé des compteurs à l'utilisateur final, lui demandant d'indiquer son relevé de compteur. Si l'utilisateur final oublie de transmettre son relevé de compteur, le gestionnaire de réseau procédera à une évaluation du relevé à la date du changement de fournisseur, sur la base des données de consommation précédentes de l'utilisateur final.

Le gestionnaire de réseau transmet le relevé de compteur communiqué par l'utilisateur ou le relevé estimé à l'ancien fournisseur, de façon à ce que celui-ci puisse établir son décompte final.

Le gestionnaire de réseau transmet différentes informations au nouveau fournisseur (entre autres : les données de consommation des années précédentes). Le nouveau fournisseur a besoin de ces données pour estimer au mieux l'acompte que l'utilisateur final devra payer. À partir de ce moment, il peut établir la facturation de l'acompte.

Le changement de fournisseur nécessite au minimum deux mois.

4.2.2.2. Région wallonne

Parts de marché

Le tableau 30 donne une vue d'ensemble des parts de marché en Région wallonne pour les différentes catégories de consommateurs finals.

TABLEAU 30 : Parts de marché des fournisseurs en 2007 en Région wallonne (en volume livré)

Marché (GRD + GRT)	Centrales au gaz	Ménages et petites entreprises < 150 MWh/an	Clients industriels et commerciaux moyens < 1 mcm	Gros clients industriels ≥ 1 mcm	Marché total
Acteur 1	73%	0,0%	1,3%	66,6%	48,7%
Acteur 2	0%	62,6%	65,5%	3,8%	20,3%
Acteur 3	27%	0,0%	0,3%	22,6%	17,2%
Acteur 4	0%	28,2%	30,0%	1,4%	9,0%
Acteur 5	0%	0,0%	0,1%	5,2%	2,3%
Acteur 6	0%	4,5%	0,9%	0,0%	1,1%
Acteur 7	0%	2,6%	0,2%	0,0%	0,6%
Acteur 8	0%	0,8%	1,0%	0,1%	0,3%
GRD	0%	1,2%	0,0%	0,0%	0,3%
Autres	0%	0,0%	0,6%	0,2%	0,1%

SOURCE : CWaPE

En 2007, un nouveau fournisseur a obtenu une licence de fourniture, de sorte que 11 fournisseurs étaient titulaires d'une licence de fourniture au cours de cette année.

En pratique, seuls 7 fournisseurs et deux groupes de fournisseurs sont réellement en concurrence. Parmi les 11 fournisseurs, seuls 9 ont livré du gaz en Région wallonne en 2007, et seulement 5 d'entre eux ont été actifs dans le marché résidentiel. 4 acteurs détiennent, en volume, une part supérieure à 5% du marché; ils ne font toutefois partie que de deux groupes réellement indépendants entre eux, mais tous deux concernés par la fusion Suez-GdF en cours. Les GRD continuent à exercer des activités de fourniture pour la clientèle résidentielle protégée, ainsi que pour les fournitures litigieuses (fraudes, transition etc...).

Le transfert de clientèle opéré à l'occasion de l'ouverture du marché a profité assez largement à l'ensemble des fournisseurs : tant les historiques que les nouveaux entrants. Cette dernière catégorie a néanmoins assez largement changé de profil, puisque c'est un segment nouveau de clientèle qui est désormais ouvert à la concurrence. Ceci est particulièrement significatif pour le gaz, puisque certains fournisseurs se sont spécialisés dans le secteur des résidentiels et ont, dès lors, attendu 2007 pour effectuer leur entrée. Leur croissance relative est assez spectaculaire sur ce créneau. En cela, on peut conclure que l'ouverture du marché semble avoir tenu sa première promesse : stimuler un marché en mouvement.

Changement de fournisseur

En 2007, la clientèle libéralisée a profité pleinement de son droit de choisir activement un fournisseur. Si, au départ, les consommateurs avaient le choix d'adopter un comportement « passif », c'est-à-dire de rester alimentés par le fournisseur désigné par leur gestionnaire de réseau, ou un comportement « actif » en signant expressément un contrat avec un fournisseur de leur choix, un grand nombre de ménages a opté progressivement pour la seconde voie.

Pour le marché de la distribution du gaz, le changement est particulièrement significatif, puisque les clients résidentiels n'avaient eu, avant l'ouverture totale du marché au 1^{er} janvier 2007, aucune occasion d'exercer leur éligibilité. Ce « retard » a été très vite comblé, puisqu'au 1^{er} décembre 2007, 52% des clients avaient signé un contrat (31% début 2007). On constate toutefois que le nombre de clients actifs restant fidèles à leur fournisseur désigné en contractant avec celui-ci, atteint 65% et que cette proportion reste stable.

A ce stade, il est encore prématuré de tenter d'identifier les éléments qui déterminent le comportement des consommateurs mais il apparaît d'ores et déjà, au vu du taux élevé de switches, que le changement de fournisseur se heurte à très peu d'obstacles

Plaintes et requêtes de particuliers

La nature des plaintes portées devant la CWaPE est identique à celle décrite en matière d'électricité au point 3.2.2 (Région wallonne).

4.2.2.3. Région de Bruxelles-Capitale

Parts de marché

Au 31 décembre 2007, 7 entreprises possédaient une licence de fourniture de gaz en Région de Bruxelles-Capitale. Parmi les 7 détenteurs d'une licence de fourniture, 5 seulement n'étaient pas liés au gestionnaire de réseau de distribution par leur structure d'actionariat. A titre de comparaison, 4 détenteurs de licence de fourniture n'étaient pas liés au gestionnaire de réseau de distribution en 2006.

Pour l'année 2007, la consommation totale de gaz en Région de Bruxelles-Capitale était de 9,9 TWh⁹⁵. De ce volume total de consommation de gaz, 49,1% était destiné à un usage

⁹⁵ Note : La Région de Bruxelles-Capitale est alimentée en gaz « L » exclusivement.

résidentiel.

En terme de volume fourni, Electrabel Customer Solutions et Distrigaz détenaient pour l'année 2007 une part de marché de 95,1% et 1,6% respectivement du volume total du marché de détail, soit une part de marché conjointe de 96,7%. S.P.E., le troisième fournisseur le plus important détenait quant à lui une part de marché de 1,8% du volume de fourniture sur le marché de détail. Le tableau ci-dessous reprend les parts de marché des différents fournisseurs dans les différents segments de marché, en termes de volumes livrés au cours de l'année 2007.

TABLEAU 31 : Parts de marché des fournisseurs en 2007 dans les différents segments de marché de la Région de Bruxelles-Capitale

Marché (GRD)	Ménages et petits professionnels	Industries et entreprises moyennes	Grandes entreprises
	clients YMR	clients MMR	clients AMR
Dstrigaz	<1,0%	<1,0%	16,5 %
Electrabel Customer Solutions	98%	95,6%	74,6 %
Essent Belgium	<1,0%	<1,0%	<1,0%
Lampiris	1,2 %	< 1 %	-
Nuon Belgium	<1,0%	<1,0%	<1,0%
Sibelga (Fournisseur de dernier ressort)	<1,0%	-	-
S.P.E.	<1,0%	2,9%	8,5%

SOURCE : BRUGEL

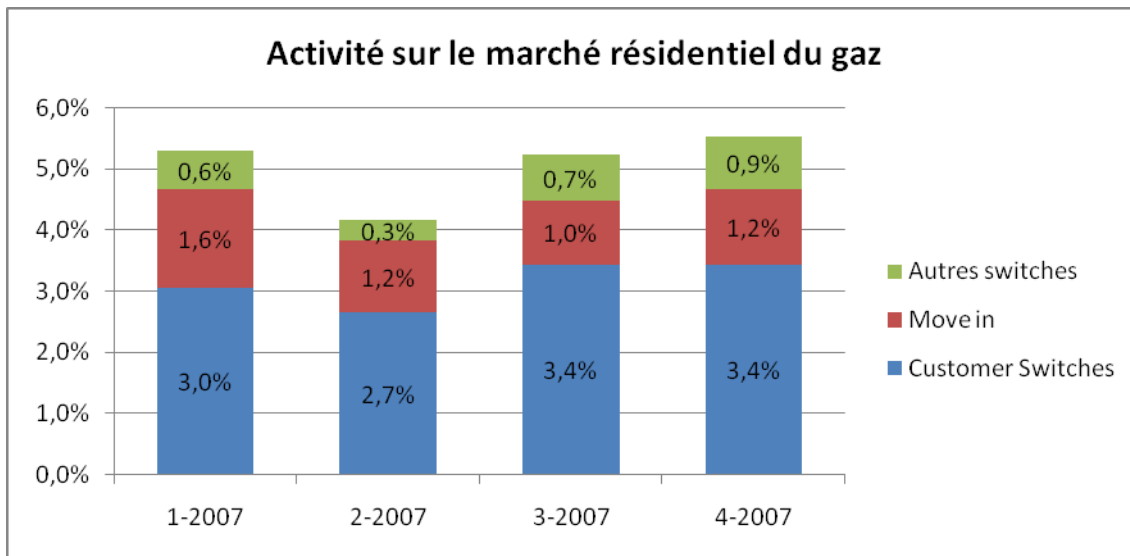
Changement de fournisseur

Afin de donner une indication du taux d'activité sur le marché bruxellois, BRUGEL considère les 3 catégories de « Switch » suivantes, rapportées au nombre de points de fourniture actifs en fin de trimestre pour la catégorie de clientèle considérée :

1. les « Customer switches »,
2. les « Move in » et
3. une catégorie reprenant les autres types de « switches », principalement les « Supplier Switches » et les « Combined switches ».

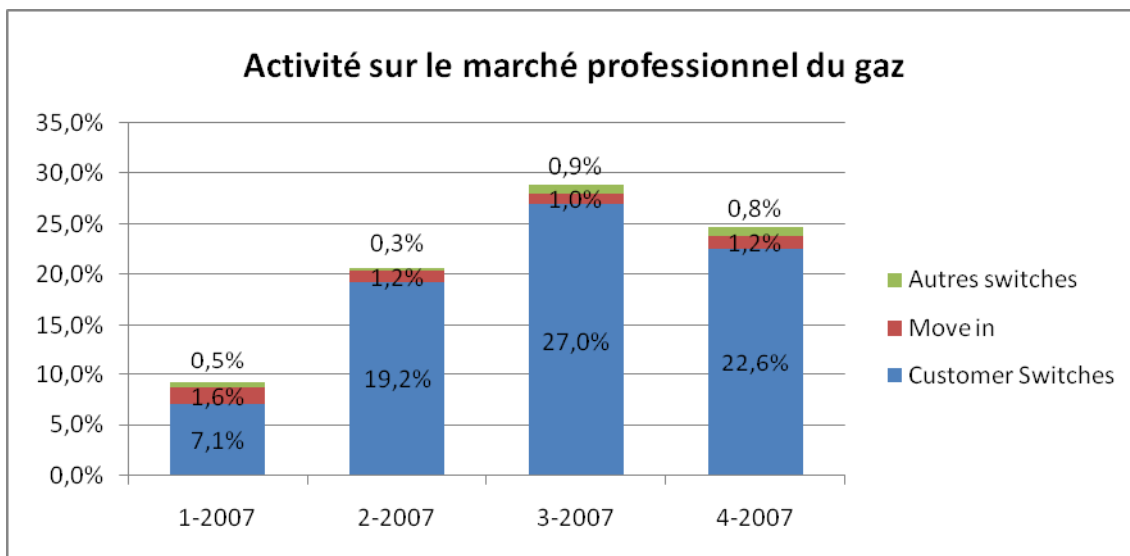
Les résultats obtenus pour chaque trimestre de l'année 2007 sont repris dans les figures ci-dessous.

FIGURE 28 : Activité sur le marché résidentiel du gaz de la Région de Bruxelles-Capitale



SOURCE : BRUGEL

FIGURE 29 : Activité sur le marché professionnel du gaz de la Région de Bruxelles-Capitale



SOURCE : BRUGEL

4.2.3. Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante

En ce qui concerne la concurrence sur le marché du gaz L, la CREG avait déjà constaté des problèmes dans une étude antérieure.⁹⁶ Ces problèmes étaient encore présents en 2007. Distrigas et Gaz de France sont toujours les seules entreprises à disposer des contacts utiles et

⁹⁶ Etude (F)040617-CREG-313 relative à la concurrence sur le marché de gaz L.

corrects pour acheter et transporter le gaz L jusqu'au point d'entrée de Poppel à la frontière entre les Pays-Bas et la Belgique. Ce problème a donc été étudié une nouvelle fois en détail par la CREG et les instances néerlandaises et européennes concernées ont été tenues au courant des observations de la CREG.

Concernant les initiatives spécifique de la CREG en 2007 visant notamment à améliorer la législation existante sur la promotion de la concurrence sur les marchés et l'accès aux réseaux, on peut également signaler les efforts qu'elle a consentis relativement au nouveau code de bonne conduite. Fin 2006, le Comité de direction de la CREG a organisé une consultation publique portant sur l'élaboration d'une proposition d'un nouveau code de bonne conduite, qui comporte les règles relatives à l'accès aux réseaux de transport du gaz naturel⁹⁷. Au cours de l'année 2007, le Comité de direction de la CREG a élaboré un projet de code en plusieurs phases. Ce projet a été transmis à Fluxys et Fluxys LNG en janvier 2008 afin de leur permettre de communiquer de manière formelle leurs remarques, suggestions et commentaires. Pour 2008, une seconde consultation publique est envisagé. Sur cette base, la CREG transmettra une proposition d'arrêté royal au Ministre de l'Energie.

Enfin, la CREG a examiné, dans son étude du 27 juillet 2007, l'augmentation annoncée par Electrabel Customer Solutions de ses prix de gaz naturel pour l'ensemble de sa clientèle résidentielle et professionnelle⁹⁸. Comme mentionné au chapitre 2.3 ci-dessus, la CREG avait des observations critiques quant à l'augmentation du prix du gaz, et constatait des éléments dont l'intention pouvait être d'écartier des concurrents du marché ou de créer une barrière à l'entrée (*predatory pricing*).

Faute de compétences en matière de surveillance et d'intervention, d'une part, et de collaboration de la S.A. Distrigas, d'autre part, la CREG n'a donc pas pu prouver ces éventuels abus de position dominante. La finalité de l'étude de la CREG du 27 juillet 2007 consistait donc à faire en sorte que d'autres instances chargée d'une étude de cette problématique, telles que le Conseil de la Concurrence ou d'autres instances ayant des compétences d'intervention qui peuvent mener une étude de leur propre initiative, puissent se baser sur la découverte des faits et les conclusions de cette étude.

⁹⁷ Rapport annuel 2006, point 2.7.2.3, p.16.

⁹⁸ Etude (F)070727-CDC-704.

5. Sécurité d'approvisionnement

5.1. Electricité [Article 4]

5.1.1. Aspects demande

L'énergie électrique demandée, c'est-à-dire la consommation nette plus les pertes de réseau, a atteint 90,1 TWh en 2007, soit une diminution de 0,4% par rapport à 2006. La demande de pointe a quant à elle augmenté de 2,9%. Le tableau 33 donne un aperçu de l'énergie et de la puissance de pointe demandées pour 2006 et 2007, et le tableau 34 les projections de ces mêmes grandeurs pour la période 2008-2012.

TABLEAU 32 : Energie et puissance de pointe demandées au cours de la période 2006 - 2007

	2006	2007
Energie demandée⁹⁹ (GWh)	90.443	90.109
Puissance de pointe demandée (MW)	13.640	14.040

Source: Synergrid - Flux d'électricité en Belgique (2007: données provisoires)

TABLEAU 33 : Projections de l'énergie et de la puissance de pointe demandées au cours de la période 2008-2012

	2008	2009	2010	2011	2012
VARIANTE HAUTE					
Energie demandée (GWh)	93.400	95.000	96.600	97.800	99.000
Puissance de pointe demandée (MW)	14.500	14.800	15.000	15.200	15.300
VARIANTE BASSE					
Energie demandée (GWh)	90.900	91.600	92.300	93.000	93.700
Puissance de pointe demandée (MW)	14.100	14.200	14.300	14.400	14.500

Source: CREG¹⁰⁰

⁹⁹ Pertes incluses.

¹⁰⁰ (C)050120-CREG-388, « Proposition des moyens de production 2005-2014 », CREG, 20/01/2005.

5.1.2. Aspects production

La capacité de production totale installée s'est élevée à 16.363 MW en 2007, dont 271 MW d'éoliennes onshore¹⁰¹. Ces données proviennent de la synthèse des capacités de production des centrales connectées aux réseaux du gestionnaire du réseau de transport et des gestionnaires des réseaux de distribution.

En septembre 2007, la CREG a réalisé de sa propre initiative une étude relative à la sous-capacité de production d'électricité en Belgique¹⁰². L'étude attire l'attention sur le risque accru dans les années à venir de ne plus pouvoir couvrir en permanence toute la demande belge d'électricité, en raison du manque de capacité de production d'électricité auquel la Belgique risque d'être confrontée. A titre d'exemple, dans le scénario principal, l'étude prévoit pour 2012 un besoin en capacités supplémentaires de production de 2000 MW en unités de base, hors investissements supplémentaires par rapport à la situation 2007. L'étude met en évidence, dans ce cadre, les possibles conséquences du manque de capacité et recommande diverses mesures à court et moyen terme.

La première étude prospective « électricité » 2008-2017, établie par la Direction générale de l'Energie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie en application de l'article 3 de la loi électricité¹⁰³, n'a pas encore été publiée, au moment de l'élaboration du présent rapport.

Dans la période 2008-2012, les projets d'investissement en unités de production sont les suivants :

- Planifiés¹⁰⁴ : 1.821 MW
- Autorisés, dont la construction n'a pas encore commencé¹⁰⁵ : 2.509 MW
- En cours de construction : 990 MW

Sur base des informations dont la CREG dispose, une seule unité de production du parc de production d'électricité centralisé a par ailleurs été déclassée, en l'occurrence une unité charbon de 92 MW.

En ce qui concerne la ventilation de la capacité de production d'électricité installée par type de

¹⁰¹ Service Public Fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Donnée provisoire.

¹⁰² Etude (F)070927-CDC-715 (disponible sur www.creg.be).

¹⁰³ Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

¹⁰⁴ Pour lesquels une demande d'autorisation ou de concession domaniale est toujours en cours de traitement.

¹⁰⁵ Pour lesquels une concession domaniale (éolien offshore) ou une autorisation de production (autres centrales de plus de 25 MW) a été octroyée.

centrale, seules les valeurs pour les unités de production connectées au réseau du gestionnaire de réseau de transport sont connues pour 2007.

TABLEAU 34 : Répartition de la capacité installée par type de centrale connectée au réseau ELIA en 2007

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Nucléaire	5.825	36,5
TGV et turbines à gaz	4.094	25,6
Multi-combustibles	2.490	15,6
Centrales classiques	814	5,1
Cogénération	601	3,8
Incinérateurs	135	0,8
Moteurs Diesel	115	0,7
Hydro hors pompage	92	0,6
Pompage	1.388	8,7
Turbojets	304	1,9
Eoliennes	27	0,2
Biomasse	80	0,5
TOTAL	15965	100,0

SOURCE : ELIA (Données provisoires)

Pour ce qui concerne les volumes d'électricité produite, la production nette d'électricité s'est élevée à 84.793¹⁰⁶ GWh en 2007. La ventilation par type d'énergie primaire de l'énergie électrique produite à partir des installations connectées au réseau ELIA est pour sa part illustrée au tableau 35.

¹⁰⁶ Service Public Fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Donnée provisoire.

TABLEAU 35 : Répartition de l'énergie produite par type d'énergie primaire en 2007

Energie primaire	Energie produite	
	MWh	% ²
Nucléaire	45,355,729	55.4
Gaz naturel	25,133,951	30.7
Charbon	7,531,998	9.2
Fuel	245,609	0.3
Hydro et pompage	1,719,260	2.1
Autres	1,883,000	2.3
TOTAL	81,869,547 ¹	100

¹ SOURCE : Synergrid (Données provisoires)

² SOURCE : ELIA (Données provisoires)

S'agissant de la problématique liée à la sécurité d'approvisionnement, la CREG joue encore un rôle non négligeable, même s'il tend à s'amenuiser progressivement. La CREG n'est d'ailleurs pas le seul acteur à intervenir dans ce domaine, compte tenu du paysage institutionnel belge et si l'on tient compte de la répartition des attributions entre régulateur et administration.

A côté des régions, également compétentes dans le domaine de l'énergie, l'Etat fédéral exerce la compétence résiduaire dans cette matière. Cela signifie que tout ce qui n'est pas pris en charge au niveau régional l'est au niveau fédéral. Cela inclut, notamment, ce qui a trait aux grandes infrastructures de production, de stockage et de transport de l'énergie, la fixation des tarifs régulés ou, encore, le plan d'équipement national du secteur de l'électricité. Les énergies renouvelables sont, en principe, du ressort des régions. Mais l'Etat fédéral est resté compétent pour l'énergie nucléaire et les éoliennes en mer du nord. Ses compétences sont assumées tantôt au niveau de l'administration fédérale, en l'occurrence la Direction Générale Energie, tantôt au niveau de son régulateur, la CREG.

Sur le plan des autorisations individuelles de production, la CREG se charge notamment de l'instruction des demandes. Elle doit soumettre, à ce titre, une proposition au Ministre fédéral qui

décide si l'autorisation peut ou non être délivrée¹⁰⁷. Pour les éoliennes en mer du nord¹⁰⁸, la procédure comporte de nombreuses similitudes, même si elle aboutit à l'octroi de concessions domaniales et non plus à des autorisations individuelles de production. La procédure implique également une proposition de la CREG à l'attention du Ministre fédéral. Suite à une loi du 1er juin 2005¹⁰⁹, ce pouvoir de proposition pour les concessions domaniales va cependant être modifié en un simple pouvoir de d'avis, qui est moins contraignant pour le Ministre. Le pouvoir de proposition sera confié à l'Administration fédérale de l'Energie. Cette réforme n'a pas vu le jour en 2007 mais pourrait se réaliser au cours de l'année 2008. Elle devrait s'accompagner de nouvelles mesures pour modifier ou prolonger les concessions domaniales déjà octroyées¹¹⁰. Il est à noter qu'il n'existe, à ce jour, aucune procédure d'autorisation ou de notification préalable pour retirer du service d'anciennes unités de production. Or, leur nombre est important et entrave le renouvellement du parc de production.

Quel que soit le type d'unités de production, les critères pris en compte tiennent, pour l'essentiel, à des considérations d'ordre technique et financier. Sur le plan technique, il s'agit de vérifier si le projet pour lequel l'autorisation est demandée contribuera au respect des obligations de service public ainsi qu'au respect des orientations en matière de choix des sources primaires et des filières à privilégier. Le projet devra aussi respecter un ensemble de prescriptions techniques et se montrer respectueux de l'environnement. Le demandeur lui-même devra témoigner des capacités techniques requises, en vue de la construction et l'exploitation de l'unité de production, mais aussi pour son démantèlement. Le demandeur devra également disposer d'une capacité économique et financière suffisante pour mener à bien son projet. L'ensemble de ces critères d'octroi doivent permettre à l'autorité qui délivre l'autorisation de s'assurer de la viabilité du projet.

¹⁰⁷ Voir, à cet égard, l'arrêté royal du 11 octobre 2000 « relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité », Moniteur belge, 1er novembre 2000.

¹⁰⁸ Voir, à cet égard, l'arrêté royal du 20 décembre 2000 « relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer », Moniteur belge du 30 décembre 2000.

¹⁰⁹ Loi « portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité », Moniteur belge, 14 juin 2005.

¹¹⁰ Entre autres, le projet d'arrêté royal en cours d'élaboration prévoit l'instauration d'une procédure simplifiée dans les cas de prolongation de la concession domaniale ainsi que dans ceux où les modifications ne seraient que marginales ou dictées par des impératifs techniques indépendants de la volonté du concessionnaire ou imposées pour respecter les obligations incombant au concessionnaire. Dans le cadre de cette procédure simplifiée, les formalités seraient moins nombreuses et une plus grande souplesse serait octroyée à l'instance chargée de délivrer les concessions domaniales, souplesse qui irait de pair avec une plus grande rapidité dans le traitement des demandes.

Au cours de l'année 2007, le Comité de direction de la CREG a rendu pas moins de dix propositions d'autorisations individuelles¹¹¹ dont huit ont été accordées par arrêté ministériel, les deux autres étant toujours en cours de traitement à la fin de l'année 2007¹¹². Environ 1.200 MW de capacité de production supplémentaire ont ainsi été accordés par le Ministre de l'Energie à l'issue de cette année. S'agissant de l'octroi des concessions domaniales en mer du nord, la CREG a rendu une proposition d'octroi sous condition d'une troisième concession domaniale sur ce territoire, en l'occurrence à la S.A. Belwind. Le projet porte sur la construction d'un parc éolien d'une puissance de 330 MW sur le 'Blighbank', à 46 km de la côte belge. Le Ministre de l'Energie a octroyé la concession domaniale par arrêté du 5 juin 2007¹¹³.

En ce qui concerne les perspectives d'approvisionnement à long terme, la loi déjà citée du 1er juin 2005 a remplacé, dans la loi électricité, le programme indicatif des moyens de production d'électricité dont la CREG avait la charge, par une étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité dite 'étude prospective', à établir par la Direction générale de l'Energie. La CREG n'y a plus qu'une compétence d'avis sur le projet d'étude prospective. Cependant, à la demande de cette Direction et dans un souci de continuité par rapport aux programmes indicatifs antérieurs, la CREG a été invitée à participer au suivi de la première étude prospective électricité 2008-2017. La CREG y contribue de manière plus spécifique pour ce qui concerne les aspects d'évaluation de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique en électricité. L'article 13 de la loi électricité habilite, par ailleurs, la CREG à rendre son avis sur le projet de plan de développement du réseau de transport proposé par le gestionnaire du réseau Elia. Ce plan de développement est fixé pour dix ans et est révisable tous les trois ans. Si la CREG constate que les investissements prévus dans ce plan ne permettent pas au gestionnaire du réseau de rencontrer les besoins en capacité de manière adéquate et efficace, le Ministre peut l'inviter à adapter ce plan.

En termes de sécurité d'approvisionnement, il convient encore de mentionner le rôle de la CREG dans l'approbation de la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage, et du résultat de son application. De même, c'est elle qui est chargée d'approuver les règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart horaires.

S'agissant, enfin, des incitants prévus pour promouvoir la production d'électricité, l'article 7 de la loi électricité prévoit plusieurs mesures de soutien centrées sur la promotion des énergies renouvelables. Cette disposition habilite le Roi à mettre en place un mécanisme de certificats verts pour l'énergie verte produite par les éoliennes en mer du nord, que le gestionnaire de réseau Elia doit acheter à un prix minimal et revendre en vue d'assurer leur écoulement sur le marché. Les mêmes

¹¹¹ Voir CREG, Rapport annuel 2007.

¹¹² *Ibid.*

¹¹³ *Ibid.*

obligations s'imposent à Elia pour les certificats verts délivrés par les autorités régionales, bien que ceux-ci ne soient pas échangeables avec ceux délivrés au niveau fédéral. L'article 7, § 2, de la loi électricité prévoit également le financement partiel par Elia du coût du câble sous-marin destiné aux éoliennes en mer du nord. Le montant maximum octroyé est de 25 millions d'euros pour un projet de minimum 216 MW. En dessous de cette puissance, le montant octroyé est diminué à due concurrence. L'article 7, § 3, prévoit, encore, un mécanisme de soutien au profit des titulaires de concessions domaniales, dont les écarts de production sont plus importants en raison des aléas liés à la source éolienne. Le gestionnaire du réseau Elia doit leur racheter, la proportion d'énergie correspondant à un pourcentage de l'écart de production. Enfin, il convient de noter l'article 7, § 4, de la loi électricité qui prévoit des mesures de soutien en cas de retrait de la concession domaniale, pour des motifs étrangers à une forme de négligence dans le chef du concessionnaire. A la fin de l'année 2007, seul le § 3 de l'article 7 devait encore être exécuté. Il se pourrait que cette réglementation soit adoptée en 2008.

5.1.3. Aspects infrastructures

- *Investissements*¹¹⁴

Tous les trois ans, le gestionnaire du réseau de transport doit établir un plan de développement pour le réseau de transport qui est soumis à l'approbation du ministre, après avis du régulateur. Lors de l'établissement du plan de développement, le gestionnaire du réseau de transport doit entre autres tenir compte des résultats de l'étude prospective des moyens de production d'électricité réalisée par l'administration de l'énergie et soumise à l'avis du régulateur.

Le plan de développement couvre une période de 10 ans et comporte une estimation détaillée des besoins en capacité de transport ainsi que l'indication des hypothèses réciproques. Il détermine en outre le programme d'investissement que le gestionnaire du réseau doit exécuter. Le plan de développement étudie entre autres les différents scénarios de croissance et d'importation et tient compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun désignés par les institutions de l'Union européenne dans le domaine des réseaux transeuropéens.

En janvier 2007, le renforcement d'une liaison sur 220 kV entre Monceau (B) et Chooz (F) a été achevé avec la mise en service du transformateur à réglage transversal à Monceau.

En fonction de la solution apportée aux problèmes techniques survenus inopinément, la mise en service des trois transformateurs à réglage transversal est par ailleurs prévue pour la fin 2008 sur le réseau belge 380 kV à la frontière avec les Pays-Bas. Ces transformateurs permettront de mieux maîtriser les flux en Belgique (Nord – Sud et Sud – Nord) afin d'améliorer la sécurité du réseau et de libérer davantage de capacité d'interconnexion.

¹¹⁴ Voir également chapitre 3, point 3.1.2.

En fonction de l'évolution du niveau d'importation, un certain nombre de batteries de condensateurs et de transformateurs 380/150 kV seront également ajoutés afin de rendre la Belgique plus indépendante du parc de production local.

Enfin, le renforcement à long terme d'une ligne interne 380 kV entre Gramme et Massenhoven, ainsi que la réalisation d'une nouvelle liaison entre les Ardennes (B) et Lotharingen (F) sont également examinés afin d'augmenter le potentiel de transactions entre la France et la Belgique.

Ces aspects sont détaillés dans le plan de développement du gestionnaire du réseau de transport pour la période 2005-2012, disponible sur le site suivant : <http://www.elia.be>

- *Sécurité du réseau*

De janvier à avril ainsi que de septembre à décembre 2007, les flux non-identifiés étaient principalement dirigés dans le sens Nord vers Sud. En février, les flux non-identifiés étaient même exclusivement observés dans le sens Nord vers le Sud. Le flux non-identifié Nord vers Sud maximal observé atteignait 2726 MW (janvier, valeur quart-horaire). Dans l'autre sens, le maximum de 1431 MW a été observé au mois de mai.

Ces situations montrent bien l'importance d'une approche coordonnée internationale des flux non-identifiés. Ces différentes situations ont été réétudiées par les TSO's en réunion de travail dans le cadre des réunions de coordination CSM regroupant les différents gestionnaires de réseau de transport de la zone « Central-West Europe ». Dans tous les cas, l'échange d'information et une réaction coordonnée à l'échelle internationale ont porté leurs fruits et ont permis de respecter le critère N-1 dans ces situations particulièrement tendues.

5.2. Gaz [Article 5] et 2004/67/EC [Article 5]

5.2.1. Aspects demande

La consommation de gaz naturel (H et L) a très légèrement diminué en 2007 (-0,6 %), passant de 190,4 TWh en 2006 à 189,3 TWh en 2007, sous l'effet du moindre prélèvement de la distribution publique mais, surtout, des températures particulièrement douces observées durant l'hiver et le printemps 2007. Le moindre prélèvement de la distribution publique a toutefois été quasi totalement compensé par une hausse du prélèvement du secteur de la production d'électricité.

Le tableau ci-dessous illustre la répartition sectorielle de la demande belge de gaz naturel entre 2001 et 2007 (en TWh)

TABLEAU 36 : Répartition sectorielle de la demande belge de gaz naturel entre 2001 et 2007 (gaz H et L, TWh)

Secteurs	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Δ 2007/ 2006
Distribution	81,1	78,3	83,1	88,3	87,0	88,3	82,6	-6,5%
Industrie (clients directs)	52,2	54,7	50,7	49,3	50,4	50,2	50,0	-0,4%
Production d'électricité (parc centralisé)	37,5	40,9	51,1	49,7	52,5	51,9	56,7	+9,3%
Total	170,8	173,9	184,9	187,3	189,9	190,4	189,3	-0,6%

SOURCE : CREG

L'analyse sectorielle de la demande de gaz naturel révèle une forte augmentation de la consommation dans le secteur de la production d'électricité (+9.3%) et des évolutions contraires pour les secteurs de la distribution (-6.5%) et de l'industrie (-0.4%).

La part relative du gaz L dans la consommation totale de gaz naturel a par ailleurs continué à diminuer en 2007. En 2006, la part du gaz L représentait 28.1% de l'approvisionnement total en gaz naturel. En 2007, elle est redescendue à 27,0%.

En 2008, la CREG a réalisé, de sa propre initiative, une étude relative à la surveillance de la capacité d'importation de gaz naturel qui examine notamment l'offre de capacité d'importation, la demande de capacité d'importation et la confrontation de l'offre et de la demande.

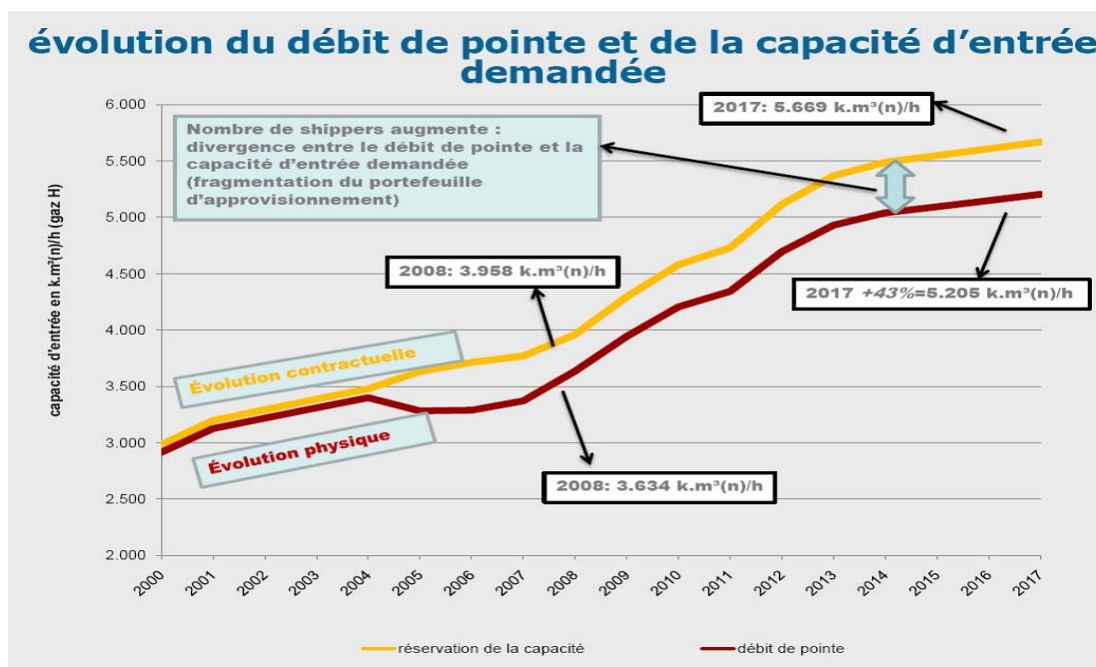
Dans cette étude, l'accent est particulièrement mis sur l'approvisionnement en capacité d'importation pour le marché belge du gaz. Sur ce marché, le gestionnaire de réseau est tenu de proposer anticipativement une capacité de transport suffisante. En revanche, le marché du gaz L et le marché du transit entrent dans un autre cadre d'investissement : (i) pour le marché du gaz L, un arrêt des investissements est en vigueur jusqu'à nouvel ordre, ce qui implique que la demande qui excède la capacité d'importation est transférée sur le marché du gaz H par la conversion des utilisateurs finals et (ii) la capacité de transport supplémentaire pour le transit ne s'effectue pas de façon anticipative, mais sur la base d'engagements concrets des shippers de transit. Cette étude formule des conclusions générales en ce qui concerne notamment les besoins d'investissements, la politique de congestion, la coordination avec les gestionnaires de réseaux voisins et l'utilisation optimale du réseau. Cette étude¹¹⁵ est disponible sur le site internet de la CREG : <http://www.creg.be>.

Le graphique suivant, issu de l'étude précitée, illustre les perspectives d'évolution du débit de

¹¹⁵ Etude (F) 080515-CREG-765 relative à la surveillance de la capacité d'importation de gaz naturel en 2008.

pointe et de la capacité d'entrée demandée à l'horizon 2017 pour le marché belge du gaz H, en ce compris la conversion du gaz L en gaz H lorsque la demande excède la capacité d'importation compte tenu des arrêts des investissements sur le marché du gaz L. On constate une forte progression de la capacité d'entrée demandée et du débit de pointe, imputable principalement au secteur de la production d'électricité. La différence entre le débit de pointe et la capacité d'entrée demandée dépendra de l'évolution de la commercialisation de capacité de transport et de la flexibilité souhaitée par les shippers.

GRAPHIQUE 1 : Evolution du débit de pointe et de la capacité d'entrée demandée sur la période 2000-2017 (gaz H, en ce compris la conversion du gaz L en gaz H pour l'excédent de la demande par rapport à la capacité d'importation)



SOURCE : CREG

Les tableaux suivants illustrent, en termes de volume, les perspectives d'évolution de la consommation de gaz naturel ainsi que sa ventilation sectorielle à l'horizon 2030.

TABLEAU 37 : Perspectives d'évolution du marché belge du gaz naturel aux horizons 2020 et 2030

Natural Gas (Mtep)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007¹	2020	2030
Indigenous Production	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Imports	15,328	15,846	16,515	16,917	17,160	17,466	17,111	18,175	19,320
Exports	-0,735	-0,676	-0,690	-0,740	-0,696	-0,765	-0,688	0,000	0,000
Marine Bunkers	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Stock Changes	0,051	-0,306	0,176	0,012	-0,087	-0,039	0,021	0,000	0,000
Total Primary Energy Supply	14,644	14,864	16,001	16,189	16,377	16,662	16,444	18,175	19,320
Transformation & Energy Sector	-3,287	-3,570	-4,450	-4,408	-4,589	-4,556	-4,812	-6,250	-7,016
Electricity, CHP & Heat Plants	-3,227	-3,516	-4,394	-4,342	-4,512	-4,480	-4,732	-6,155	-6,908
Other transformation	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Own Use and Losses	-0,060	-0,054	-0,056	-0,066	-0,077	-0,076	-0,080	-0,094	-0,109
Statistical Differences	-0,031	-0,242	-0,113	-0,232	0,234	0,045	0,000	0,000	0,000
Total Final Consumption	11,388	11,536	11,664	12,013	11,554	12,061	11,632	11,925	12,303
Total Industry Sector	4,710	5,136	4,873	4,917	4,442	5,230	5,322	3,609	3,776
Total Transport	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
of which: Road	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
Other Sectors	5,855	5,634	5,852	6,148	6,128	5,881	5,337	7,195	7,347
of which: Residential	4,024	3,840	3,999	4,183	4,140	3,841	3,811	4,815	4,978
Non-Energy Use	0,823	0,766	0,939	0,948	0,984	0,950	0,973	1,121	1,179
of which: Petrochem Feedstocks	0,823	0,766	0,939	0,948	0,984	0,950	0,973	1,121	1,179
Electricity Generated (TWh)	15,780	17,868	21,609	21,476	23,115	23,021	na	32,962	40,153
Heat Generated (PJ)	21,825	21,526	21,112	21,023	15,793	27,657	na	67,009	68,870

(1) 2007= estimated data

Source : Données historiques : Service Public Fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Données prévisionnelles 2020 et 2030 : Bureau fédéral du Plan ; ces données sont transmises par le Bureau fédéral du Plan dans le cadre de la soumission aux questionnaires SLT/CERT de l'Agence Internationale de l'Énergie. Elles sont basées sur des simulations effectuées par le Bureau fédéral du Plan à l'aide du modèle européen PRIMES et correspondent au scénario de référence de la, première étude prospective électricité 2008.2017. Les hypothèses macro-économiques et celles relatives aux prix internationaux des combustibles sont compatibles avec les dernières projections énergétiques publiées par la DG TREN en avril 2008.

TABLEAU 38 : Perspectives d'évolution du marché belge du gaz naturel aux horizons 2020 et 2030

Natural Gas (Mm³ st)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007⁽¹⁾	2020	2030
Indigenous Production	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Imports	14,593	16,717	17,423	17,846	18,103	18,425	18,051	19,174	20,381
Exports	-0,699	-0,713	-0,728	-0,780	-0,734	-0,807	-0,726	0,000	0,000
Marine Bunkers	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Stock Changes	0,048	-0,322	0,186	0,013	-0,091	-0,042	0,022	0,000	0,000
Total Primary Energy Supply	13,942	15,682	16,881	17,079	17,278	17,576	17,348	19,174	20,381
Transformation & Energy Sector	-3,130	-3,766	-4,694	-4,651	-4,841	-4,806	-5,076	-6,593	-7,402
Electricity, CHP & Heat Plants	-3,073	-3,709	-4,635	-4,581	-4,760	-4,726	-4,992	-6,494	-7,287
Other transformation	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Own Use and Losses	-0,057	-0,057	-0,059	-0,070	-0,081	-0,080	-0,084	-0,099	-0,115
Statistical Differences	-0,030	-0,253	-0,118	-0,245	0,248	0,046	0,000	0,000	0,000
Total Final Consumption	10,842	12,169	12,305	12,673	12,189	12,724	12,271	12,581	12,979
Total Industry Sector	4,484	5,418	5,141	5,187	4,686	5,517	5,614	3,807	3,984
Total Transport	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
of which: Road	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
Other Sectors	5,574	5,943	6,174	6,486	6,465	6,204	5,630	7,590	7,750
of which: Residential	3,831	4,052	4,218	4,413	4,368	4,052	4,020	5,079	5,251
Non-Energy Use	0,784	0,808	0,990	1,000	1,038	1,003	1,026	1,183	1,244
of which: Petrochem									
Feedstocks	0,784	0,808	0,990	1,000	1,038	1,003	1,026	1,183	1,244
Electricity Generated (TWh)	15,780	17,868	21,609	21,476	23,115	23,021	na	32,962	40,153
Heat Generated (PJ)	21,825	21,526	21,112	21,023	15,793	27,657	na	67,009	68,870

(1) 2007= estimated data

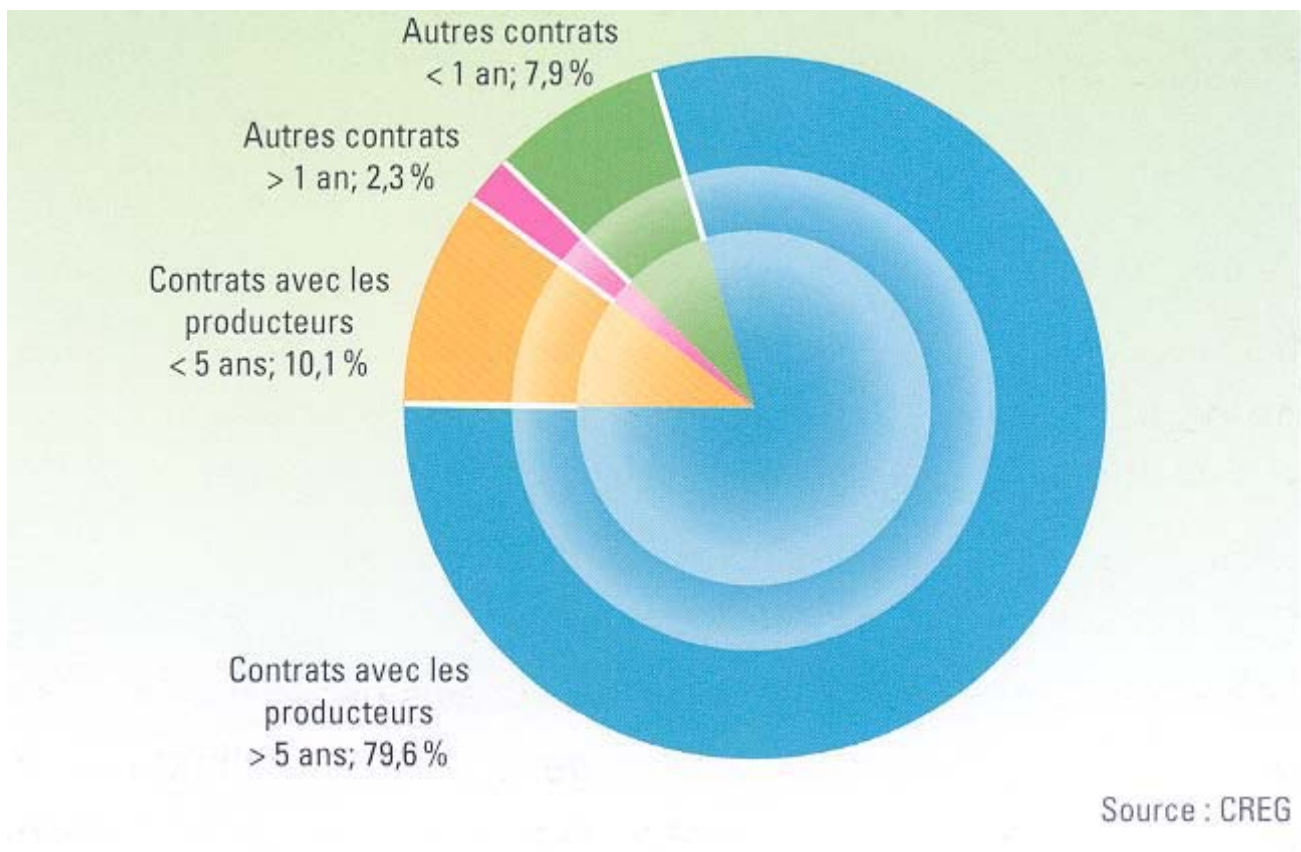
Source : Données historiques : Service Public Fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Données prévisionnelles 2020 et 2030 : Bureau fédéral du Plan ; ces données sont transmises par le Bureau fédéral du Plan dans le cadre de la soumission aux questionnaires SLT/CERT de l'Agence Internationale de l'Énergie. Elles sont basées sur des simulations effectuées par le Bureau fédéral du Plan à l'aide du modèle européen PRIMES et correspondent au scénario de référence de la première étude prospective électricité 2008.2017. Les hypothèses macro-économiques et celles relatives aux prix internationaux des combustibles sont compatibles avec les dernières projections énergétiques publiées par la DG TREN en avril 2008.

5.2.2. Aspects offre

La Belgique ne produit pas de gaz naturel et dépend donc entièrement de ses importations.

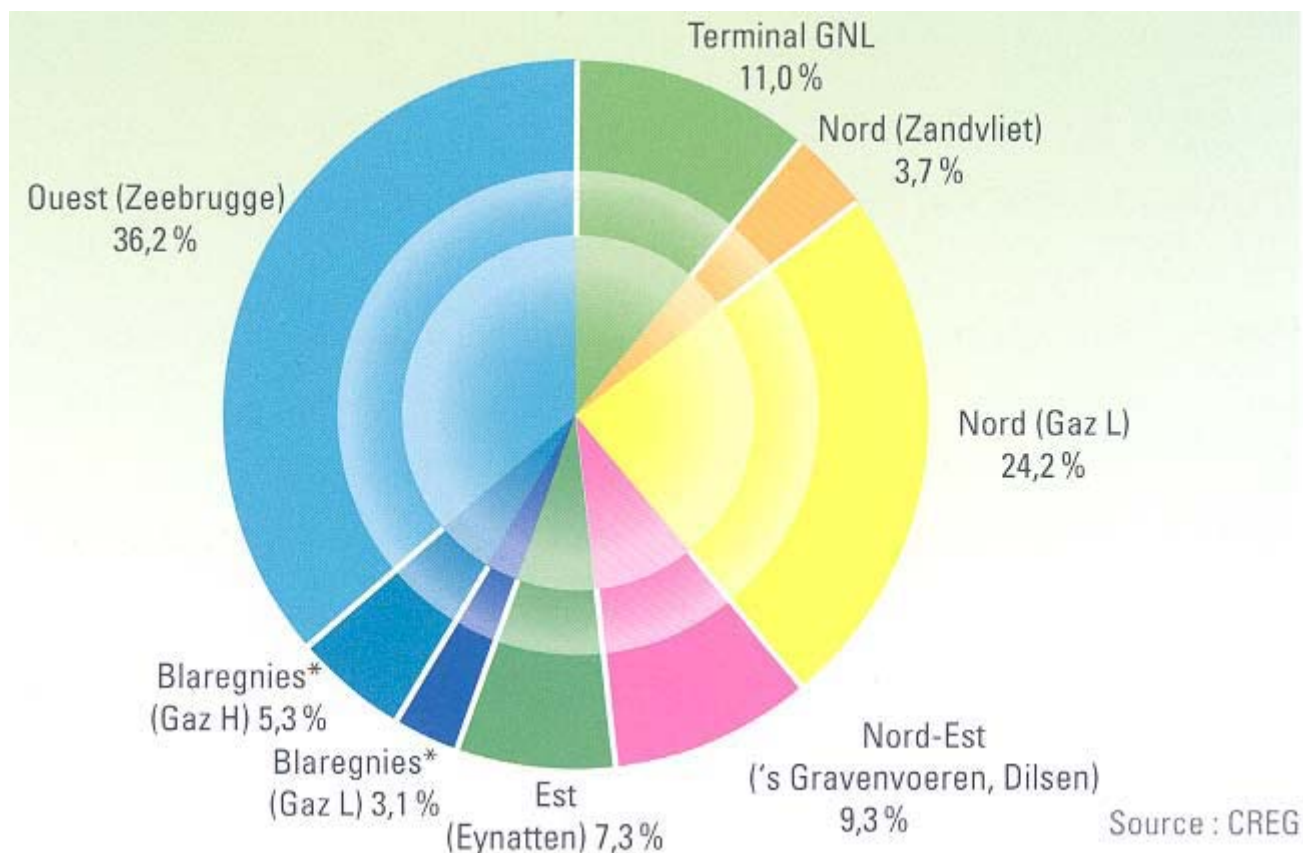
La figure 30 illustre la composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en 2007. Ceux-ci disposent d'un portefeuille d'approvisionnement différencié au sein duquel les contrats à long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel constituent de loin l'élément principal. En 2007, l'importance relative du gaz issu de la négociation avec d'autres fournisseurs dans le portefeuille d'approvisionnement de la Belgique a particulièrement diminué (10.2% en 2007 contre 16.2% en 2006), en raison de l'arrivée de nouveaux fournisseurs pouvant faire appel à leur propre portefeuille d'approvisionnement international.

FIGURE 30: Composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2007



Les fournisseurs de gaz naturel peuvent choisir parmi différents points d'entrée en vue de l'approvisionnement de leurs clients belges en gaz H. Les consommateurs de gaz L sont pour leur part approvisionnés directement depuis les Pays-Bas ou indirectement via le point d'interconnexion Blaregnies avec la France. La figure suivante illustre la répartition de l'approvisionnement par zone d'entrée en 2007.

FIGURE 31 : Répartition de l'approvisionnement par zone d'entrée en 2007



* Les points d'entrée de Blaregnies sont utilisés « à rebours » des flux physiques, en profitant des flux de transit dominants à ces points-là.

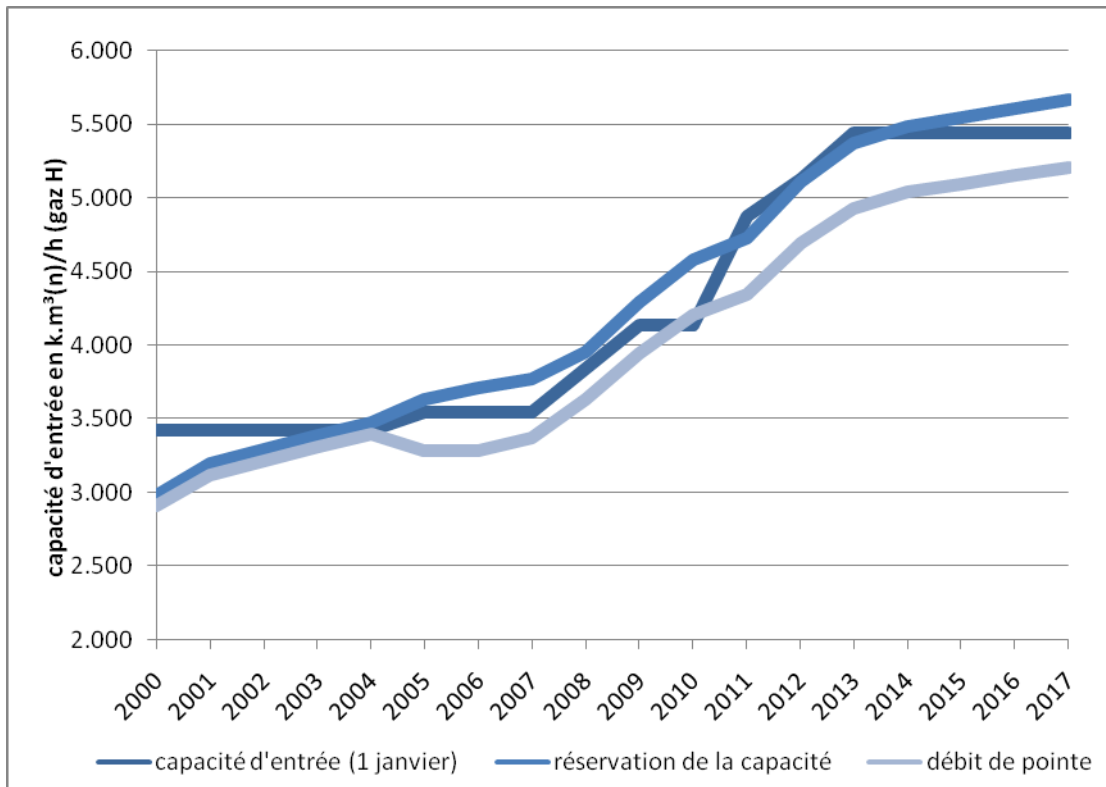
Le gaz naturel est principalement importé depuis la zone d'entrée de Zeebrugge, où se situe également le hub pour les activités de trading à court terme. Si l'on tient compte de l'importation de GNL, 47.2% de la demande belge de gaz naturel est ainsi satisfaite via Zeebrugge.

L'importance relative du GNL dans l'approvisionnement belge a considérablement diminué en 2007 (11% en 2007 contre 22.7% en 2006), sous l'effet combiné de l'arrivée à échéance du contrat d'approvisionnement historique conclu avec l'Algérie, du nouveau contrat d'approvisionnement, relativement moins important, conclu avec le Qatar et de l'évolution des prix internationaux. L'approvisionnement depuis les zones d'entrée situées à l'est est quant à lui passé de 13,3 % en 2006 à 16,6 % en 2007 et devrait, compte tenu des signaux du marché, continuer à évoluer à la hausse.

Le graphique 2 illustre la confrontation entre l'offre et la demande de capacité d'entrée ferme sur la

période 2000-2017 pour le marché du gaz H, en ce compris la conversion du gaz L en H lorsque la demande excède la capacité d'importation compte tenu des arrêts des investissements sur le marché du gaz L. Il ressort de ce graphique que les investissements décidés aujourd'hui par le gestionnaire de réseau ne s'avéreront pas suffisants pour couvrir la demande à long terme.

GRAPHIQUE 2: Evolution de l'offre et de la demande de capacité d'entrée ferme à l'horizon 2017



SOURCE : CREG, Etude (F) 080515-CREG-765 relative à la surveillance de la capacité d'importation de gaz naturel en 2008, disponible sur <http://www.creg.be>

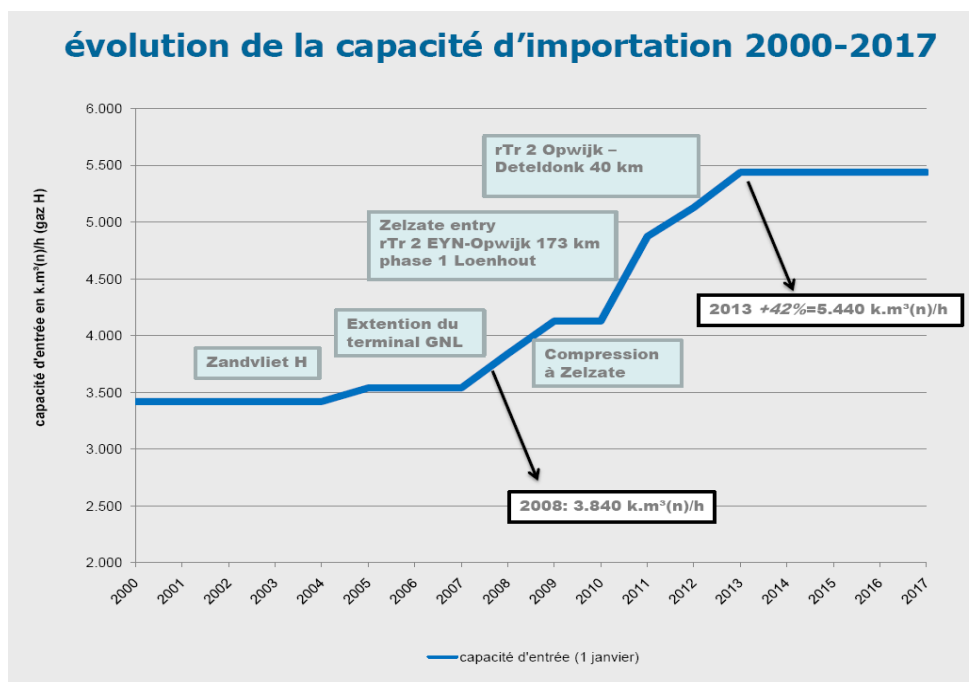
Le tableau suivant illustre la création de capacité aux interconnexions si les projets d'investissements décidés par le gestionnaire de réseau sont bel et bien réalisés. Les résultats attendus en termes de capacité d'importation sur la période 2000-2017 sont, pour leur part, illustrés à la figure 32.

TABLEAU 39 : Création de capacité d'entrée par l'entrée en service des projets d'investissement décidés

Interconnexion	k.m³(n)/h	date	Projet	allocation nationale k.m³(n)/h	allocation transit k.m³(n)/h
IZT/HUB	+290	01/07/2008	-phase 1 compression ZEL (installation de compression)	290	0
EYN (<i>reverse</i>)	+671	01/10/2010	-phase 1 & 2 rTr 2 (EYN-Haccourt-Opwijk 173 km)	195	476
	+310	01/10/2012	- phase 3 rTr 2 (Opwijk-Desteldonk 40 km)	310	0
ZEL (<i>reverse</i>)	+1.270	01/10/2010	- installation de comptage de ZEL - phase 1 & 2 compression de ZEL (installation de comptage) - phase 2 (et ensuite aussi phase 3) rTr 2	500	770
Stockage Loenhout	+50	01/01/2010	- phase 1 augmentation capacité d'émission	50	0
	+75	01/01/2011	- phase 2 augmentation capacité d'émission	75	0
Zandvliet H	+180	01/01/2011	- renforcement <i>upstream</i> GTS	180	0
Total	+2.846			1.600	1.246

SOURCE : CREG, Etude (F) 080515-CREG-765 relative à la surveillance de la capacité d'importation de gaz naturel en 2008, disponible sur <http://www.creg.be>

FIGURE 32 : Evolution de la capacité d'importation sur la période 2000-2017



SOURCE : CREG, Etude (F) 080515-CREG-765 relative à la surveillance de la capacité d'importation de gaz naturel en 2008, disponible sur <http://www.creg.be>

5.2.3. Critères pour la sécurité d'approvisionnement

Les critères relatifs à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel sont rappelés ci-dessous :

- L'arrêté royal du 15 mars 1966 relatif aux prescriptions générales pour les concessions de transport de gaz qui prévoyait, dans le contexte du marché régulé, l'obligation pour l'entreprise intégrée Distrigaz d'approvisionner de manière continue la distribution publique, ne produit plus ses effets depuis le 1^{er} janvier 2007, date marquant la libéralisation complète du marché du gaz naturel.
- La directive 2004/67/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel prévoit une garantie d'approvisionnement pour une demande de pointe exceptionnellement élevée en gaz naturel, dans des conditions atmosphériques extrêmement froides, qui se produisent, statistiquement parlant, une fois tous les vingt ans¹¹⁶.

Pour la période qui a précédé la libéralisation, pendant laquelle Distrigas a occupé une position

¹¹⁶ La Belgique a transposé cette directive européenne dans la législation belge. La loi gaz ne mentionne cependant pas de critères opérationnels pour la sécurité d'approvisionnement.

monopolistique sur le plan de l'approvisionnement et du transport du gaz naturel, le double critère suivant était mis en oeuvre et continue à l'être pour la sécurité d'approvisionnement de la distribution et pour le dimensionnement des infrastructures de transport :

- le transport et la fourniture de gaz naturel sont assurés à une température du jour moyenne de -11 °C. Statistiquement, la température du jour moyenne est inférieure à -11°C un jour tous les 10 ans.
 - le transport et la fourniture de gaz naturel sont assurés pour une période de cinq jours consécutifs de -10°C à -11°C. Statistiquement, la température est inférieure à ces seuils, pendant 5 jours consécutifs, tous les 95 ans.
- La libéralisation du marché du gaz naturel a eu pour conséquence que la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel est désormais confiée, en première instance, aux initiatives du marché. La diversité des fournisseurs, des sources d'approvisionnement et des routes d'approvisionnement, combinée aux plateformes de trading (hubs et bourses de gaz naturel), fournissent, lorsque le marché fonctionne correctement, suffisamment de liquidité sur le marché.
- Bien que le marché puisse en principe assurer une liquidité suffisante, l'opportunité d'envisager une réglementation prévoyant « un supplier of last resort » au niveau du réseau de transport reste une question ouverte. Une telle réglementation n'est en effet actuellement pas d'application au niveau du réseau de transport.
- Les entreprises de fourniture disposent d'une offre diversifiée de services comportant différents niveaux de sécurité. Les gros consommateurs, ceux par exemple dont le processus de production est flexible ou ceux qui disposent de combustibles alternatifs (installations multi-fuel), peuvent opter pour une autorisation de fourniture interruptible avec une réduction de prix. Les gros consommateurs qui souhaitent une sécurité absolue au niveau de la fourniture peuvent conclure des contrats fixes et éventuellement conclure des contrats avec plusieurs fournisseurs. Pour les petits consommateurs de la distribution publique, le besoin d'un niveau collectif de sécurité peut toutefois être important et des initiatives sont prises à cet égard au niveau régional.
- La sécurité d'approvisionnement implique également une gestion des incidents afin de prévoir un back-up ainsi qu'un plan de crise en cas de suppression d'une source d'approvisionnement pendant une période déterminée (cfr infra).

- Il n'existe aucune base légale pour imposer aux entreprises de fourniture le respect de certaines normes de sécurité. La sécurité d'approvisionnement est déterminée de manière contractuelle entre le fournisseur et le client.
- Aucune législation explicite n'impose enfin de normes d'approvisionnement au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel. Néanmoins, il existe une réglementation et une législation apparentées qui renvoient à une responsabilité du gestionnaire du réseau de transport en matière de sécurité d'approvisionnement, notamment au niveau de la capacité de transport.

5.2.4. Cadre réglementaire relatif à la promotion de nouveaux investissements (« *incentives for new investments* »)

L'article 15/5*duodecies* de la loi gaz transpose en droit belge l'article 22 de la deuxième directive gaz. Il découle de ces deux dispositions que les dérogations pouvant être octroyées aux nouvelles grandes installations de gaz naturel doivent résulter d'un examen au cas par cas (l'article 22, 3, a de la directive gaz prévoit en effet que « l'autorité de régulation visée à l'article 25 peut statuer, au cas par cas, sur la dérogation visée aux paragraphes 1 et 2 »).

Jusqu'à présent, la CREG n'a pas reçu de demande de dérogation sur cette base.

Par contre, la loi gaz contient un article 15/5*bis*, §3, qui prévoit que, après avis de la CREG, le Roi peut déroger aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel. Cette dérogation éventuelle ne s'applique qu'aux extensions d'installations ou à de nouvelles installations de transport de gaz naturel pour le stockage et aux extensions d'installations ou à de nouvelles installations de transport de gaz naturel ou de GNL, ainsi qu'aux extensions d'installations ou aux nouvelles installations de transport de gaz naturel pour la capacité destinée au transit et nécessaires pour permettre le développement à long terme de ces installations. Ce champ d'application est différent de celui visé par l'article 15/5*duodecies* de la loi gaz.

En vertu de l'article 15/5*bis*, §3, la dérogation peut porter sur « 1° la durée d'application des tarifs, qui peut être supérieure à quatre ans ; (2°) le niveau de la marge équitable destinée à la rémunération des capitaux investis », et ce sans préjudice à l'application de l'article 15/5*ter* de la loi gaz.

L'article 22 de la deuxième directive gaz ayant été transposé en droit belge par l'article 15/5*duodecies* de la loi gaz, l'article 15/5*bis*, §3 de cette même loi ne saurait être présenté comme la transposition en droit belge dudit article 22 de la deuxième directive gaz. Dans ces conditions, l'article 15/5*bis*, §3 de la loi gaz n'a pas vocation – et ne peut être interprété comme ayant une telle

vocation - à déroger aux principes qui résultent des articles 18, § 1^{er} de la deuxième directive gaz et des articles 15/5 et 15/5^{ter}, 1^o, de la loi gaz.

En conséquence, les dérogations éventuelles qui seraient envisagées sur base de l'article 15/5^{bis}, §3 de la loi gaz, par rapport aux extensions d'installations et aux nouvelles installations visées par cette disposition, doivent être déterminées dans le respect des principes de transparence et de non-discrimination quant à l'accès au réseau de transport, énoncés par les articles 18, § 1^{er} de la deuxième directive gaz et 15/5 et 15/5^{ter}, 1^o de la loi gaz. Ces dérogations ne sauraient dès lors porter atteinte à un tarif unique pour l'utilisation d'une nouvelle installation ou de l'extension d'une installation d'une part, et pour l'utilisation d'installations existantes permettant d'offrir le même service d'autre part.

En exécution de l'article 15/5^{bis}, §3 de la loi gaz a été adopté l'arrêté royal du 8 juin 2007 'relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des gestionnaires visés à la loi du 12 avril 1965 et actifs sur le territoire belge, pour leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel pour le stockage de gaz naturel et leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel [ou] de GNL, ainsi que pour leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel pour la capacité destinée au transit et nécessaires pour permettre le développement à long terme de ces installations' (ci-après : l'arrêté royal tarifaire nouvelles infrastructures).

La SA FLUXYS a soumis à la CREG une proposition tarifaire comprenant une demande de dérogation sur la base de l'article 15/5^{bis}, §3, de la loi gaz et de l'arrêté royal tarifaire nouvelles infrastructures pour deux nouveaux projets, à savoir un projet VTNbis et un projet Nord-Sud. La CREG a constaté que les investissements ainsi envisagés par la SA FLUXYS entrent dans les conditions pour bénéficier d'une dérogation sur base de l'article 15/5^{bis}, §3 de la loi gaz.

5.2.5. Investissements

- La congestion sur le réseau de transport

Bien que les *open seasons* aient donné des résultats positifs et que plusieurs initiatives d'investissements soient prêts à voir le jour, FLUXYS S.A. est difficilement parvenu à proposer, en temps voulu, de nouvelles capacités de transport. En 2007, les retards et révisions d'importants projets d'investissement ont eu (et continuent à avoir) pour conséquence que les affréteurs n'ont pas toujours été en mesure de souscrire des capacités d'entrée supplémentaires. Des situations

de congestion contractuelles ont par conséquent été observées, tant pour le marché national que pour les activités de transit. Ainsi, par exemple, l'absence d'un possible approvisionnement supplémentaire en gaz naturel à Eynatten, en provenance d'Allemagne, continuera à constituer une barrière à l'entrée sur le marché belge du gaz naturel, tant que le deuxième projet rTr n'aura pas été totalement réalisé. Sur la base des développements actuels, la capacité disponible devrait à nouveau être suffisante en 2012. D'ici là, une politique de congestion adaptée devra être mise en œuvre. La CREG a reproché à de multiples reprises à FLUXYS S.A. de tarder à réaliser ces investissements et à mettre en œuvre une politique de congestion adaptée. Ces exhortations n'ont toutefois pas donné les résultats escomptés, du moins pas à court terme.

- Le deuxième projet rTr

L'*open season* internationale, clôturée en septembre 2006 et portant sur une capacité de transport supplémentaire via Eynatten et Zelzate en passant par le réseau gazier belge, a permis de dégager la perspective d'une forte demande de capacité supplémentaire. Aujourd'hui, la réalisation de la station de compression à Zelzate se trouve dans sa phase finale, mais la pose d'une conduite supplémentaire au départ d'Eynatten se fait attendre. Ce renforcement est important pour les activités de transit belges, mais est aussi nécessaire pour garantir l'approvisionnement national en gaz naturel à l'avenir. L'approvisionnement par les réseaux de transport allemands revêt une importance croissante pour le fonctionnement du marché belge du gaz naturel.

- L'interconnexion Blaregnies / Taisnières

En mars 2007, la CREG a décidé de créer un groupe de travail commun avec le régulateur français (CRE), en collaboration avec les transporteurs de gaz belge (FLUXYS) et français (GRTgaz). Ce groupe de travail vise à améliorer l'accès vers la France via la Belgique. L'attention s'est portée, en première instance, sur la transparence des conditions d'accès pour le transit vers la France via la Belgique et la capacité d'entrée en France à Taisnières. Encouragés par les deux régulateurs concernés, FLUXYS et GRTgaz ont, dans ce cadre, organisé une consultation coordonnée de marché (*open season*) afin d'augmenter la capacité de transport vers la France via la Belgique. Près de quarante transporteurs ont confirmé leur intérêt pour cette opération. Hormis une perspective de capacité de transport supplémentaire, FLUXYS propose également des services stimulant l'utilisation du réseau de transport.

Ces mesures ont eu pour conséquence qu'au 1^{er} décembre 2007, douze transporteurs avaient souscrit de la capacité d'accès à Taisnières, alors qu'ils n'étaient que six au 1^{er} décembre 2006.

FLUXYS a par ailleurs lancé de nouveaux services en 2007 afin de faciliter le développement du

marché secondaire, et ainsi optimiser l'utilisation de la capacité de transit.

- L'*open season* GNL

La construction d'une quatrième cuve de stockage GNL et d'installations de regazéification supplémentaires au terminal GNL de Zeebrugge sont entrés dans leur phase finale en 2007. Cette extension permettra de doubler la capacité d'émission en 2008 et de la faire passer de 4,5 à 9 milliards de m³ (n)/an et est le résultat d'une *open season* réalisée en 2003-2004. La capacité totale du terminal (slots, stocks, émission) est d'ores et déjà souscrite pour plusieurs années par trois affréteurs, à savoir QATAR PETROLEUM/EXXON MOBIL, DISTRIGAS et SUEZ LNG TRADING. La mise en service de la nouvelle capacité est prévue dans le courant de l'année 2008. En décembre 2007, FLUXYS LNG a lancé une nouvelle *open season* portant sur une extension de la capacité de terminalling GNL. En fonction du résultat de cette *open season*, une capacité supplémentaire pourra être mise à disposition à partir de 2015-2016.

- L'extension de la capacité de stockage à Loenhout

Les investissements d'extension du stockage souterrain de Loenhout ont débuté en 2007 afin d'accroître la capacité de stockage de 15 % pour la porter à un volume utile de 700 millions de m³ et d'étendre la capacité d'injection et d'émission. La mise en service de cette capacité supplémentaire est prévue pour le printemps 2010. Par ailleurs, en mai 2007, des études sismiques ont été réalisées afin d'envisager la possibilité d'un nouveau stockage souterrain à Poederlee. Ces études n'ont débouché sur aucune décision visant la construction de la deuxième site de stockage souterrain. En effet, ce projet d'investissement n'a pas pu répondre aux critères économiques que le gestionnaire de réseau avait fixés, ce qui a amené ce dernier à mettre un terme au projet d'investissement.

- L'étude relative à l'arrêt des investissements sur le marché du gaz L et la conversion au gaz H

En septembre 2007, la CREG a réalisé, en collaboration avec FLUXYS S.A., une étude relative à l'arrêt des investissements sur le marché du gaz L et la conversion au gaz H¹¹⁷, qui trouve son origine dans la proposition de plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel 2004-2014¹¹⁸. Cette proposition prévoyait déjà un déficit en hausse de la capacité de pointe au sein du réseau de transport de gaz L à partir de l'hiver 2008-2009. La CREG recommandait dès lors, à titre de

¹¹⁷ CREG, Etude (F) 070913-CREG-691, disponible sur <http://www.creg.be>. Le gaz L est un gaz à bas pouvoir calorifique tandis que le gaz H est un gaz à haut pouvoir calorifique.

¹¹⁸ CREG, Proposition (F) 040923-CREG-360 et rapport annuel 2007, disponibles sur <http://www.creg.be>.

solution, d'obtenir de la capacité supplémentaire en réalisant une conversion rentable des clients finals.

L'étude développe cette recommandation de conversion sur le plan technique. Elle annonce dans ce cadre une étude globale au sein du marché du gaz L qui sera réalisée en plusieurs phases. La première, intégrée à l'étude, examine le potentiel, les modalités et les coûts d'une conversion des clients du gaz L au gaz H.

Ce plan par étape vise à informer les acteurs du marché des zones qui, selon le gestionnaire du réseau de transport, sont susceptibles d'être les premières à être converties au gaz H.

L'étude ne se prononce pas sur la conversion totale au gaz H étant donné que cette question doit être traitée dans l'étude prospective concernant la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel qui sera établie par l'Administration de l'Énergie pendant l'année 2008.

5.2.6. Capacités de stockage

Le stockage souterrain de gaz naturel de Loenhout et le peakshaving plant de Dudzele (PSP, ci-après) constituent des points d'entrée importants du réseau de transport pour la livraison de débits de pointe de gaz H. Le stockage souterrain de gaz naturel de Loenhout est prioritairement mis en œuvre pour faire face au pic hivernal de la demande résidentielle de chauffage.

La capacité souterraine de stockage de Loenhout s'élève à 600 M.m³(n) dont 20 M.m³(n) sont destinés au gestionnaire du réseau de transport afin d'assurer la flexibilité opérationnelle. La capacité d'injection s'élève à 250 k.m³(n)/h et la capacité d'émission de pointe à 500 k.m³(n)/h, dont 100 k.m³(n)/h sont destinés au gestionnaire du réseau de transport afin d'assurer la flexibilité opérationnelle. La capacité d'émission de pointe n'exige cependant pas que le stockage soit totalement complet : un pourcentage de stockage de 31 % est estimé suffisant.

Le PSP de Dudzele dispose de deux réservoirs de GNL de 59 M.m³ (55 M.m³ de volume disponible pour le marché et 4 M.m³ pour la gestion opérationnelle du PSP) et d'une capacité d'émission de 410 k.m³(n)/h¹¹⁹ dont 50 k.m³(n)/h sont destinés au gestionnaire du réseau de transport afin d'assurer la flexibilité opérationnelle du PSP. En outre, une capacité d'émission non ferme de 90 k.m³(n)/h est également disponible.

Les nouveaux investissements consentis à Loenhout visent une extension progressive, sur la période 2008-2011, de la capacité de stockage de 15 % pour la porter à un volume de 700 millions m³(n). disponible pour le marché. Par ailleurs, la flexibilité relative à l'utilisation du stockage est renforcée par une augmentation des débits d'injection et d'émission.

¹¹⁹ Récemment, la capacité d'émission ferme, et donc la capacité d'émission garantie, a été réduite pour passer de 450 k.m³(n)/h à 410 k.m³(n)/h, pour des raisons techniques.

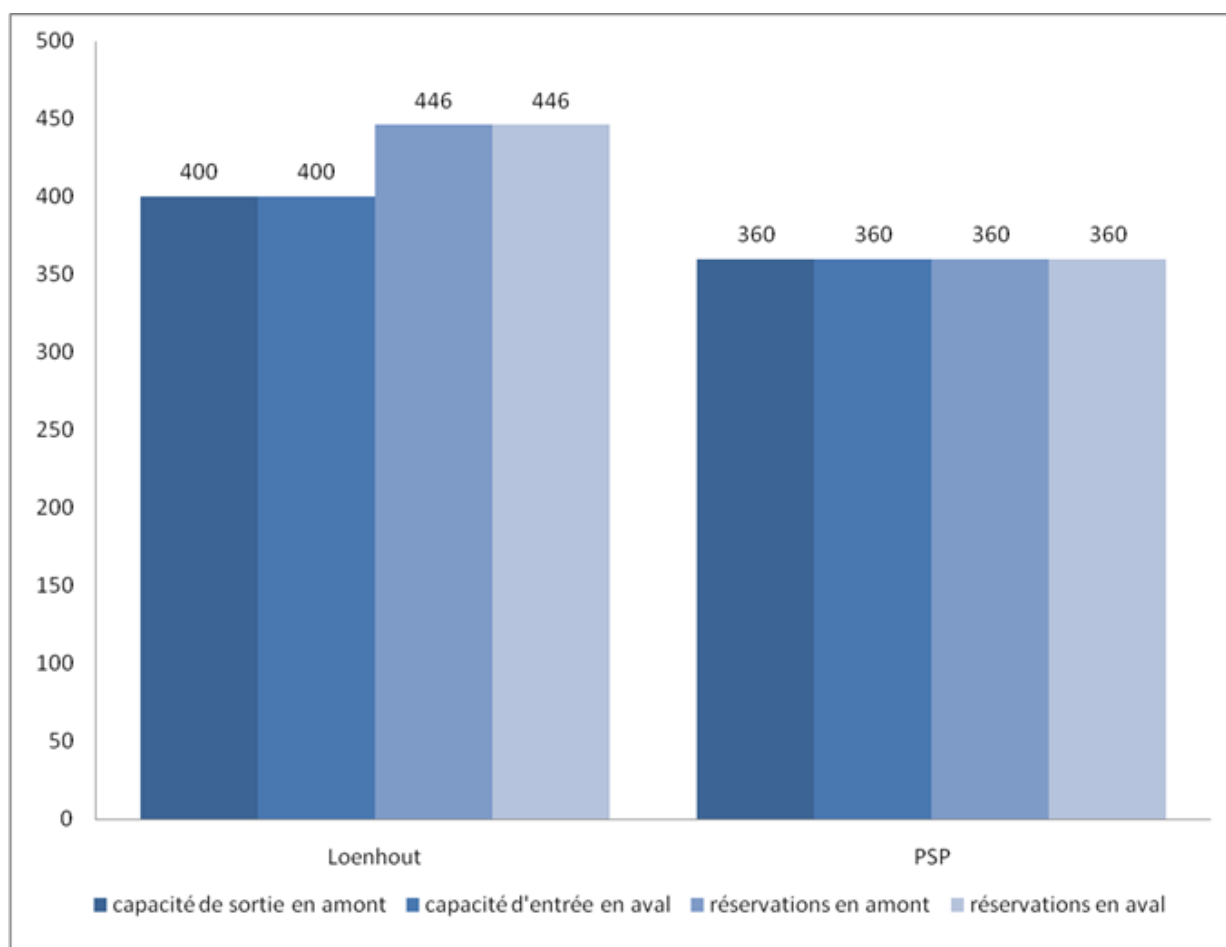
TABLEAU 40 : Capacité technique d'émission ferme et réservations de capacité d'émission ferme sur le stockage souterrain de Loenhout et au PSP de Dudzele (en k.m³(n)/h ferme, situation au 1/05/2008). Situation upstream/downstream du stockage (en k.m³(n)/h ferme)

	Sortie upstream			Entrée downstream		
	Capacité	Réservations nationales	Réservations transit	Capacité	Réservations nationales	Réservations transit
Loenhout	400 (+100*)	446	na**	400 (+100*)	446	na**
PSP Dudzele	360 (+50*)	360	na**	360 (+50*)	500	na**

(*) allocation a priori de la capacité d'émission pour le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel afin d'assurer la flexibilité opérationnelle, (**) non applicable (pas d'utilisation pour le transit)

SOURCE : CREG

GRAPHIQUE 3 : Situation upstream/downstream du stockage (en k.m³(n)/h ferme)



SOURCE : CREG

Aucun problème ne se pose en aval sur le réseau de transport de Fluxys pour évacuer la capacité d'émission totale (y compris la capacité d'émission interruptible) tant du stockage souterrain de Loenhout que du PSP de Dudzele.

Il convient de noter plus particulièrement que, sur le réseau de transport, l'on enregistre une capacité d'entrée ferme accrue par rapport à la capacité d'émission ferme disponible des deux sites de stockage. L'explication n'a toutefois rien d'étonnant : les affréteurs concernés souhaitent également pouvoir utiliser avec certitude la capacité d'émission interruptible du site de stockage et réservent pour ce faire une capacité ferme sur le réseau de transport de Fluxys.

Enfin, l'article 15/11, §2, de la loi gaz prévoit que le gestionnaire de l'installation de stockage de gaz naturel attribue les capacités des installations de stockage existantes par priorité aux détenteurs d'une autorisation de fourniture qui alimentent les installations de distribution de gaz.

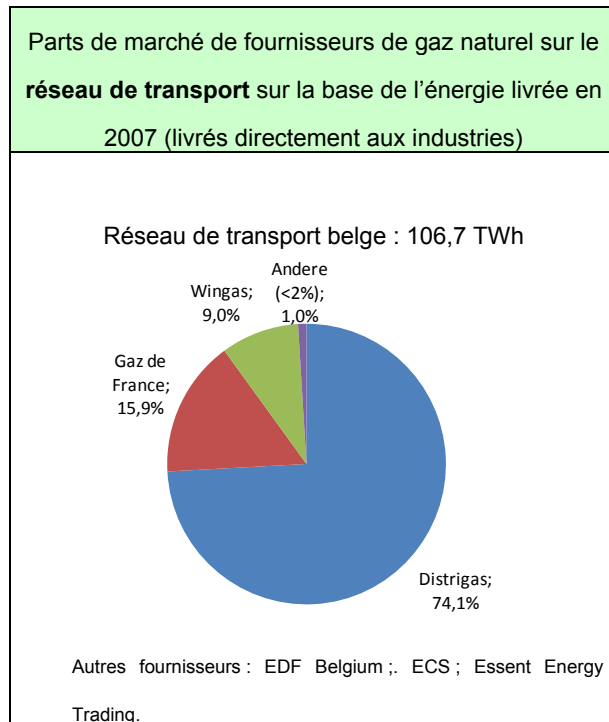
Après avis de la Commission et décision arrêtée après concertation au sein du Conseil des ministres, le Roi est habilité à limiter le droit d'allocation prioritaire à une partie des capacités de stockage existantes dans l'hypothèse où de nouvelles capacités de stockage seraient développées et à condition que les capacités de stockage attribuées en priorité aux détenteurs d'une autorisation de fourniture qui alimentent les installations de distribution de gaz restent au moins identiques aux capacités de stockage qui leur avaient été attribuées conformément aux dispositions légales relatives au développement des nouvelles capacités de stockage.

5.2.7. Liquidité du marché du gaz naturel

La liquidité du marché du gaz naturel, telle que mesurée par l'indice HHI¹²⁰ (Herfindahl-Herschman index), est très faible. Cet indice s'élève à 5825.62 si l'on prend en compte les parts de marché, sur le réseau de transport, des affréteurs qui approvisionnent le marché belge. Cet indice passe à 3044.66 si les parts de marché de tous les fournisseurs actifs sur le marché belge sont prises en compte. Les figures suivantes illustrent les parts de marché, sur base de l'énergie livrée, des fournisseurs de gaz naturel actifs respectivement sur le réseau de transport et sur le marché belge dans son ensemble.

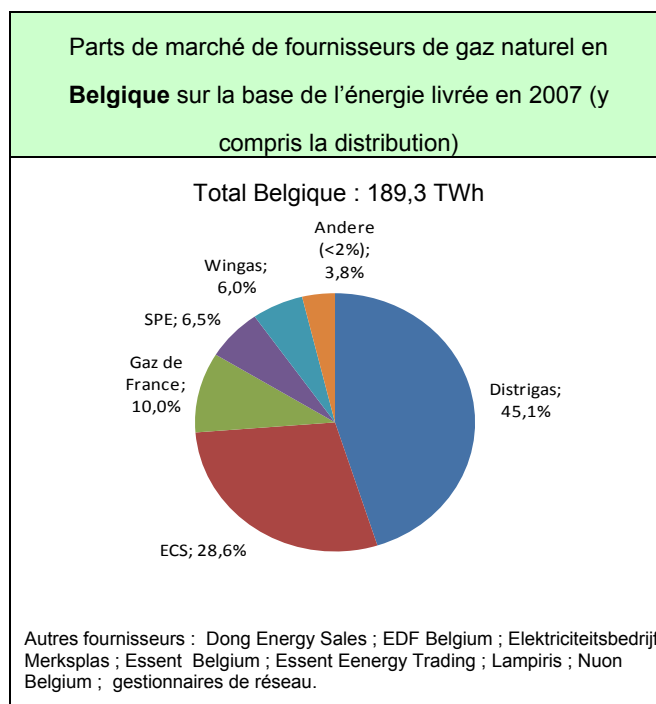
¹²⁰ Le HHI est exprimé par la somme de la part de marché de chaque acteur du marché au carré. Un résultat où le HHI est inférieur à 1000 révèle un marché compétitif, tandis qu'un résultat supérieur à 1800 constitue un sujet de préoccupation des autorités.

GRAPHIQUE 4 : Parts de marché de fournisseurs de gaz naturel sur le réseau de transport sur la base de l'énergie fournie en 2007



SOURCE : Communiqué de presse, "Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique », Année 2007, disponible sur <http://www.creg.be>

GRAPHIQUE 5 : Parts de marché de fournisseurs de gaz naturel sur le réseau de transport sur la base de l'énergie livrée en 2007



SOURCE : Communiqué de presse du 25/05/2008, "Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique », Année 2007, disponible sur <http://www.creg.be>

Le tableau suivant dresse l'inventaire des différentes entreprises de fourniture en 2007, ainsi que leur volume de ventes. Des vingt-quatre titulaires d'une autorisation de fourniture, six ont été actifs en 2007, en ce compris le nouvel entrant ESSENT ENERGY TRADING B.V. La part de Distrigaz S.A. continue de diminuer en 2007 par rapport à 2006, même si cette diminution n'est pas spectaculaire (-2.4%). La perte est surtout rattrapée par Gaz de France grâce aux nouvelles fournitures aux centrales électriques et à des fournitures additionnelles aux clients industriels. La part du groupe SUEZ-GDF se trouve, de ce fait, à peine modifiée : elle est passée de 93.6% en 2006 à 93.4% en 2007. En 2007, le groupe dispose toujours d'un monopole de fait en Belgique.

TABLEAU 41 : Entreprises de fourniture de gaz naturel en 2007

Entreprises	Marché domestique	Date d'autorisation	Volume des ventes en 2007 (TWh)				Part de marché Belgique**
			Marché domestique	Belgique*	Ailleurs	Total	
RUHRGAS A.G.	Allemagne	30.03.07	530,9	0	180,3	711,2	0
S.A. DISTRIGAZ	Belgique	30.03.07		148,0	36,2	184,2	78,2%
GAZ de FRANCE NÉGOCE	France	04.05.07	469,9	28,8	n.b.	n.b.	15,2%
S.A. TOTAL GAS & POWER NORTH EUROPE	Belgique	13.06.07	110	0	0	0	0
WINGAS GmbH	Allemagne	03.09.07	150,2	11,1	n.b.	n.b.	6,0%
ESSENT ENERGY TRADING B.V.	Pays-Bas	02.11.07	90,5	1,1	1,8	93,4	0,5
GASELYS SAS	France	24.01.03	0	0	0	0	0
S.A. NUON BELGIUM	Belgique	16.06.03	n.b.	0	0	0	0
S.A. NUON ENERGY TRADE & WHOLESALE	Pays-Bas	16.06.03	n.b.	0,32*	n.b.	n.b.	0
S.A. ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS	Belgique	18.09.03	n.b.	0	0	0	0
ACCORD ENERGY Ltd.	Royaume-Uni	18.09.03	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	0
S.A. SPE	Belgique	18.09.03	n.v.t	n.v.t	n.v.t	n.v.t	0
RWE GAS	Pays-Bas	08.01.04	22,5	n.b.	n.b.	n.b.	0

VERKOOPMAAT- SCHAPPIJ B.V.							
S.A. ELECTRABEL	Belgique	16.03.04	n.b.	0	0	0	0
ENI (UK) Ltd.	Royaume-Uni	07.07.04	108,3	0	26,9	135,2	0
EDF S.A.	France	29.11.05	0	0	0	0	0
EDF BELGIUM S.A.	Belgique	29.11.05	23,5	0,177	9,29	33,0	0,1
ESSENT BELGIUM S.A.	Belgique	29.11.05	n.v.t	n.v.t	n.v.t	n.v.t	0
MERRIL LYNCH COMMODITIES (EUROPE) LTD	Royaume-Uni	09.06.06.	0	0	0	0	0
NORSK HYDRO ENERGIE AS	Norway	02.02.07	0	0	n.b.	n.b.	0
ENECO ENERGIE INTERNATIONAL BV	Pays-Bas	16.07.07	n.b.	0,405	n.b.	0,405	0
E.ON Belgium NV	Belgique	03.09.07.	0	0	0	0	0
DELTA Energy BV	Pays-Bas	02.11.07.	6,418	0	0	0	0
AIR LIQUIDE Technische Gassen BV	Pays-Bas	20.12.07.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	0

* Ces chiffres concernent uniquement le marché du transport : fournitures faites à des clients raccordés au réseau de transport et aux points de prélèvement des réseaux de distribution. Le lecteur trouvera des statistiques distinctes concernant la fourniture sur les marchés du transport et de la distribution dans la publication conjointe des quatre régulateurs de l'énergie disponible sur le site web de la CREG.

** Concerne les parts de marché respectives des détenteurs d'une autorisation de fourniture pour l'accès au réseau de transport, sur base des chiffres de la colonne "Belgique". Ces parts de marché sont des valeurs moyennes pour l'année 2006, et ne reflètent pas nécessairement la situation au 31 décembre.

SOURCE: CREG

5.2.8. Sécurité des installations de transport de gaz naturel

La réglementation applicable aux différents niveaux de pouvoir prévoit une série d'obligations relatives à la sécurité du réseau et à la fiabilité du réseau que le gestionnaire du réseau doit respecter et mettre en œuvre dans le cadre de ses missions.

Si l'on s'en tient au seul niveau fédéral, il convient de citer notamment l'arrêté royal du 11 mars 1966¹²¹ qui détermine les mesures de sécurité à prendre lors de l'établissement et dans

¹²¹ Arrêté royal du 13 mars 1966 déterminant les mesures de sécurité à prendre lors de l'établissement et dans l'exploitation des installations de transport de gaz par canalisations, Moniteur belge du 16 mars 1996.

l'exploitation des installations de transport de gaz par canalisations. Cet arrêté royal fixe ainsi les mesures de sécurité que les titulaires d'autorisations de transport doivent prendre lors de l'établissement et de l'exploitation des installations de transport de gaz naturel. Les dispositions relatives à la protection et au contrôle de l'état des canalisations et aux conditions d'exploitation des canalisations sont décrites respectivement aux chapitres VI et VI dudit arrêté.

Par ailleurs, les principes qui guident les politiques Santé, Sécurité, Environnement et Qualité, du gestionnaire de réseau se basent sur une approche normative et préventive et visent notamment à préserver la sécurité et la santé du personnel et à assurer la fiabilité et la sécurité des infrastructures et de leur exploitation.

Le dispositif légal doit également permettre, en cas de besoins de renforcement, d'extension ou de remplacement, la construction de nouvelles infrastructures, dont le tracé est choisi de sorte à minimiser, le plus possible, les incidences sur l'environnement et dont les standards de conception sont basés sur le principe d'une gestion prudente et raisonnable dans le chef du gestionnaire de réseau et sur les nouvelles technologies et méthodes de travail performantes.

Le processus de conception et de construction est contrôlé, étape par étape, en vue d'une maîtrise continue de la qualité permettant d'assurer la sécurité du personnel et la livraison d'un produit final qui soit conforme aux spécifications.

Différents modes de surveillance, de même qu'un système d'inspection des canalisations, un système de protection cathodique, l'établissement et la mise à jour de règles de gestion des opérations, un système de formation et de communication entre les différents intervenants, une analyse des données récoltées, etc,...sont mis en œuvre dans le cadre du maintien des infrastructures dans un état approprié. Les non-conformités et incidents sont régulièrement analysés et les plans et processus d'entretien adaptés si nécessaire.

Ces aspects sont abordés dans le rapport annuel 2007 du gestionnaire de réseau : <http://www.fluxys.be>

5.2.9. Mesures d'urgence

- *Arrêté ministériel du 16 décembre 1999, Moniteur belge du 31 décembre 1999*

Lorsque, dans certaines parties du pays, la fourniture de gaz naturel aux consommateurs est compromise, le Ministre de l'Economie, en concertation avec le Ministre de l'Energie, peut décréter la mise en vigueur de mesures propres visant, d'une part, à garantir la fourniture de gaz naturel nécessaire aux besoins primordiaux de la nation, et, d'autre part, à obtenir, dans la mesure du possible, une répartition judicieuse et équitable du déficit de gaz naturel entre les divers consommateurs; ces mesures peuvent consister à imposer des restrictions en matière de

fourniture et de consommation de gaz naturel en Belgique.

Les mesures de restriction peuvent comporter:

- 1°) l'obligation pour les vendeurs, transporteurs et/ou distributeurs de gaz naturel, ci-après les «entreprises de gaz naturel», de l'ensemble du pays ou de certaines parties de celui-ci, de réduire, suivant des règles déterminées, le débit de gaz mis à la disposition des consommateurs ou de certaines catégories de consommateurs;
- 2°) l'obligation pour les consommateurs ou pour certaines catégories d'entre eux, dans l'ensemble du pays ou dans certaines parties de celui-ci, de réduire dans des limites déterminées, le gaz naturel qu'ils prélèvent au réseau;
- 3°) l'interdiction d'utiliser le gaz naturel à certaines fins ou la limitation du débit et/ou volume pouvant être utilisé à ces fins.

Au cas où les mesures susvisées n'ont pu être mises en application en temps utile, le Ministre de l'Economie, en concertation avec le Ministre de l'Energie, impose aux entreprises de gaz naturel, en cas de problèmes d'approvisionnement, de transport et/ou de distribution de gaz naturel, de prendre des mesures provisoires qui, entre autres, peuvent comprendre l'interruption de l'approvisionnement en gaz de certains consommateurs, étant entendu que les Entreprises de gaz naturel s'efforceront, en tenant compte des circonstances d'exploitation, de ne limiter ou n'interrompre qu'en cas de nécessité absolue et pendant le minimum de temps la fourniture de gaz naturel nécessaire aux besoins primordiaux de la nation.

Ces mesures provisoires doivent être appliquées, soit dans l'ensemble du pays, soit dans une partie de celui-ci, suivant les critères suivants:

- 1°) degré d'influence des mesures prises ;
- 2°) localisation du problème;
- 3°) degré de prévention et préservation;
- 4°) maintien de l'intégrité du réseau.

En cas d'entrée en vigueur des mesures provisoires susvisées, les entreprises de gaz naturel avertissent immédiatement le Ministre de l'Economie et le Secrétaire d'Etat à l'Energie, qui, en concertation, approuvent ou modifient les mesures prises, ou encore mettent fin à leur application. Le classement suivant devra être respecté pour ce qui concerne les besoins primordiaux de la nation qui requièrent du gaz naturel, dans l'ordre de priorité :

- 1°) les hôpitaux et centres de soins ;

- 2°) les clients de la distribution publique, pour les consommations domestiques et non domestiques;
 - 3°) les consommateurs industriels y compris les centrales électriques, dans la mesure où l'arrêt de leurs installations à activité continue entraînerait un danger pour la sécurité des personnes ou des avaries de matériel, mais uniquement dans la mesure nécessaire pour éviter ceux-ci;
 - 4°) les autres clients industriels et les autres centrales électriques.
- *Gestion des incidents et des situations d'urgence dans le chef du gestionnaire du réseau de transport*

Sans porter préjudice aux prérogatives du Roi, prévues à l'article 23 de la loi gaz, le gestionnaire de réseau de transport élabore un plan pour la gestion des incidents et intègre celui-ci dans son code d'accès au réseau. Ce plan de gestion d'incidents contient :

- 1° les différentes phases parcourues en cas d'incident;
- 2° la procédure que toutes les parties concernées doivent suivre en cas d'incident;
- 3° les mesures spécifiques que le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel prend pour gérer l'incident;
- 4° les mesures que les parties concernées doivent prendre pour gérer l'incident;
- 5° un plan de délestage qui contient la procédure pour interrompre des clients individuels;
- 6° un plan de redémarrage, qui contient la procédure pour le « restart » de la fourniture de service après clôture de l'incident.

Ce plan de gestion d'incidents tient compte de la durée dans laquelle et de la façon dont les acteurs du marché peuvent raisonnablement se repositionner.

Dans le cadre des situations d'urgence, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel est autorisé à entreprendre toutes les actions qu'il juge nécessaires afin de garantir la sécurité et l'intégrité du système du réseau de transport de gaz naturel en cas de situation d'urgence invoquée par un gestionnaire, un utilisateur du réseau ou toute autre partie intéressée ou à laquelle le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel est tenu de faire face de façon proactive ou non. Si l'estime nécessaire, il peut activer le plan de gestion d'incidents, notamment le plan de délestage. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel prévoit les dispositions nécessaires à ce sujet dans les contrats standard de raccordement et d'acheminement.

5.2.10. Mesures en vue de couvrir la demande de pointe et de gérer les pénuries d'un ou plusieurs affréteurs

Pour ce qui concerne la demande de pointe, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel constitue, de manière efficace au niveau des coûts, un portefeuille d'outils à utiliser en vue de la gestion d'incidents. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel offre ces outils pour la gestion d'incidents autant que possible comme services d'acheminement interruptibles et ce pour autant que l'intégrité du système ne soit pas menacée.

En ce qui concerne la gestion des pénuries, les dispositions suivantes sont d'application :

- (i) Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut seulement interrompre ou réduire les services d'acheminement afin de garantir le fonctionnement sûr et efficace des installations de transport et/ou l'intégrité du système ;
- (ii) Si un affréteur est en déséquilibre et que l'intégrité du système est menacée ou que la fourniture normale des services à d'autres utilisateurs du réseau peut être perturbée, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel en avertit l'affréteur et les utilisateurs du réseau concernés et impose aux clients finals approvisionnés par cet affréteur ainsi qu'à l'affréteur défaillant, les mesures nécessaires au rétablissement de l'équilibre du réseau ;
- (iii) Si les mesures imposées précitées ne sont pas suffisantes, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut notamment :
 - obliger les clients approvisionnés par l'affréteur visé au point (ii) de s'adresser auprès d'un nouvel affréteur le plus rapidement possible et dans le délai imparti par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel ;
 - réduire ou interrompre le flux de gaz naturel vers les clients visés au point (i)
- (iv) L'affréteur défaillant paie au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel le tarif régulé pour les déséquilibres conformément au contrat d'acheminement ;
- (v) Si l'interruption des utilisateurs du réseau approvisionnés par l'affréteur défaillant s'avère impossible ou insuffisante, le plan de gestion d'incidents devra être activé.

6. Obligations de service public [Article 3(9) électricité et 3(6) gaz]

6.1. Niveau fédéral (gaz et électricité)

La loi du 1^{er} juin 2005 transposant la directive 2003/54/CE insère dans la loi électricité de nouvelles dispositions ayant pour objet d'assurer la transparence des conditions de transaction et de fourniture en spécifiant notamment, dans les factures clients finals et dans les documents promotionnels :

- a) la part de chaque source d'énergie dans la totalité des sources d'énergie utilisées par le fournisseur au cours de l'année écoulée;
- b) l'indication des sources de référence existantes et leur incidence sur l'environnement, au moins en termes d'émissions de CO₂ et de déchets radioactifs.

En vue de garantir un niveau élevé de protection des clients finals, des mesures sont également prévues en ce qui concerne la transparence des conditions contractuelles et l'information générale, telles que visées à l'annexe A de la directive 2003/54/CE.

En matière de transparence, les mesures suivantes peuvent ainsi être mentionnées au niveau fédéral:

- l'accord du 16 septembre 2004 (complété le 9 mars 2006) sur le consommateur dans le marché libéralisé d'électricité et du gaz et le code de conduite pour la vente en dehors de l'entreprise et la vente à distance (voir également point 6.2. ci-dessous)
- l'arrêté royal du 3 avril 2003 relatif aux factures de fourniture d'électricité et de gaz

Les Régions disposent, en outre, de compétences importantes en ce qui concerne les obligations de service public imposées aux gestionnaires de réseau de distribution et aux fournisseurs en matière de conditions de fourniture et de transaction.

S'agissant du rôle du régulateur fédéral, la CREG joue un rôle non négligeable dans le cadre des obligations de service public définies d'une part au niveau fédéral - notamment en ce qui concerne la problématique des consommateurs vulnérables- et d'autre part, au niveau régional.

- Obligations de service public au niveau fédéral

La CREG assure, depuis quelques années déjà, la gestion des fonds instaurés par le législateur en vue d'assurer le financement d'obligations de service public dans le domaine de l'énergie¹²². Ces fonds sont alimentés par le produit du prélèvement d'une cotisation fédérale due par les consommateurs finaux, conformément au dispositif légal en vigueur. Ces fonds sont destinés :

- 1) au financement des obligations résultant de la dénucléarisation des sites nucléaires BP1 et BP2 à Mol-Dessel, ainsi que du traitement, du conditionnement, de l'entreposage et de l'évacuation des déchets radioactifs accumulés, y compris les déchets radioactifs résultant de la dénucléarisation des installations, résultant des activités nucléaires sur ces sites;
- 2) au financement partiel de la mise en oeuvre des mesures d'accompagnement et d'aide sociale financière en matière d'énergie prévues dans la loi du 4 septembre 2002 visant à confier aux centres publics d'aide sociale (C.P.A.S., ci-après) la mission de guidance et d'aide sociale financière dans le cadre de la fourniture aux personnes les plus démunies. Sur la base des informations communiquées par le SPP¹²³ Intégration Sociale, la CREG redistribue aux C.P.A.S. le montant annuellement indexé du produit de la cotisation fédérale prélevée à cette fin;
- 3) au financement de la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre en vue du respect des engagements internationaux de la Belgique en matière de protection de l'environnement et de développement durable;
- 4) au financement du coût net réel résultant de l'application des prix maximaux pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients protégés résidentiels. Un arrêté royal fixe annuellement le produit de la cotisation fédérale destinée à cette fin. La CREG reverse ce produit aux entreprises de fourniture qui ont fourni les clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire à des prix maximaux sociaux, communément appelés tarifs sociaux.

Dans le cadre des tarifs sociaux applicables sur le marché de l'électricité et du gaz naturel, le régulateur fédéral calcule deux fois par an, en exécution des arrêtés ministériels, les montants de ces tarifs (gaz et électricité) que les fournisseurs devront appliquer aux clients résidentiels qui

¹²² Le dispositif légal en vigueur confie à la CREG la gestion de sept fonds au total : Fonds « Fonctionnement CREG », Fonds social « Energie », Fonds « dénucléarisation », Fonds « Gaz à effet de serre », Fonds « Clients protégés », Fonds « de compensation de la perte de revenus des communes » et Fonds « Etudes prospectives ».

¹²³ Service Public de Programmation.

remplissent les conditions énumérées dans le dispositif légal en vigueur pour pouvoir bénéficier de tels tarifs. Le coût généré par l'application de ces tarifs sociaux, qui sont dans tous les cas inférieurs aux tarifs "normaux" libéralisés sur le marché, peut être récupéré par les fournisseurs auprès du régulateur fédéral, moyennant l'introduction de créances reprenant le coût réel net, en ce compris les frais administratifs. Le coût réel net résultant de l'application des tarifs sociaux est remboursé aux fournisseurs à partir du fonds alimenté à cet effet par le produit de la cotisation fédérale.

- Obligations de service public au niveau régional

Le régulateur fédéral joue également un rôle, certes moins important mais néanmoins significatif, dans le cadre des obligations de service public qui trouvent leur fondement dans les réglementations régionales ou locales et qui sont imposées aux gestionnaires de réseaux de distribution.

Comme annoncé plus haut, les régions et les entités locales disposent de la possibilité d'imposer des obligations de service public aux gestionnaires de réseaux de distribution que ceux-ci sont tenus d'exécuter. Les coûts liés à l'exécution de ces obligations de service public peuvent par ailleurs être répercutés dans les tarifs de distribution des gestionnaires de distribution ou être récupérés par le biais d'un prélèvement d'une cotisation ou d'une surcharge.

Dans les deux cas, l'existence d'une base légale qui détermine les modalités de récupération de ces coûts dans le chef des gestionnaires de réseaux, reste indispensable. Dans le cadre de sa mission de contrôle et d'approbation des tarifs de distribution, la CREG vérifie si de telles bases légales existent et si leurs dispositions sont bel et bien respectées. La CREG vérifie en outre la totalité des coûts introduits, en ce compris les coûts liés à l'exécution des obligations de service public lorsque ceux-ci sont intégrés dans les tarifs de distribution, par les gestionnaires de réseaux de distribution dans le cadre des procédures d'approbation tarifaire.

Enfin, la loi du 8 juin portant des dispositions diverses, adoptée durant la période de l'élaboration du présent rapport, prévoit de renforcer les droits et les compétences de la CREG, en la chargeant notamment de :

- veiller aux intérêts essentiels des consommateurs et à l'exécution correcte des obligations de service public par les entreprises concernées;
- veiller à ce que l'évolution des secteurs de l'électricité et du gaz naturel défende l'intérêt

général et cadre avec la politique énergétique globale.

6.2. Niveau régional

a) Protection des consommateurs

Sous l'impulsion du Ministre belge de la Protection de la consommation, les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel ont conclu un nouvel accord portant sur les droits du consommateur sur le marché de l'énergie et ont approuvé un code de conduite portant sur la vente par téléphone ou porte-à-porte de contrats de fourniture.

Les principales adaptations et améliorations apportées par la nouvelle version de l'accord sont les suivantes :

- Chaque fournisseur doit publier à titre indicatif un calcul des prix sur son site web. Si le prix fait l'objet d'une indexation, et n'est dès lors pas fixe, la simulation doit s'effectuer sur la base des données (mensuelles) les plus récentes, contrairement à l'ancienne pratique.
- En cas de vente par téléphone, le vendeur doit envoyer préalablement le contrat au client. Jusqu'à présent, les clients n'étaient pas suffisamment informés quant aux conséquences d'un accord donné par téléphone, ce qui généraient de nombreux malentendus. Beaucoup concluaient un accord avec un autre fournisseur après avoir été contactés par téléphone. Ils se rendaient ainsi (inconsciemment) coupables de rupture de contrat et se voyaient obligés de payer une indemnité de rupture. A présent, le client doit expressément confirmer le contrat par écrit.
- En cas de changement de fournisseur, le nouveau doit régler complètement, correctement et sans frais l'abandon de l'ancien. Auparavant, le passage d'un ancien à un nouveau fournisseur s'effectuait gratuitement. Il arrivait toutefois que des indemnités de rupture élevées soient réclamées en cas de résiliation anticipative du contrat (avant la date finale). Dans la nouvelle version, les indemnités de rupture ne dépassent pas les 50 euros (rupture dans les 6 mois précédant la date finale du contrat) et les 75 euros (rupture plus de 6 mois avant la date finale du contrat). Il s'agit là d'un progrès considérable pour le client.
- Selon le nouvel accord, si un contrat est résilié de façon anticipative à la suite d'un déménagement à l'étranger ou dans une autre région, d'un déménagement vers une autre habitation dans laquelle il n'y a pas de compteurs séparés pour les consommations d'électricité et/ou de gaz naturel, ou si un consommateur souhaite habiter chez un autre consommateur qui dispose déjà d'un contrat de fourniture, le fournisseur ne peut compter aucune indemnité de rupture ou de résiliation.

- Désormais, le fournisseur doit mentionner la date finale du contrat, le délai de préavis de résiliation et la possibilité de reconduction tacite à la fois sur la facture du décompte final et sur toutes les factures.
- Les fournisseurs doivent traiter les plaintes plus rapidement. Ils s'engagent à répondre aux questions et aux plaintes du client dans les 5 jours ouvrables (ou dans les 10 jours ouvrables en cas de contestation de la facture). La partie contestée d'une facture ne peut plus être exigée avant qu'une réponse claire ne soit donnée à la plainte.

Région flamande

Depuis le 1^{er} janvier 2007, tous les gestionnaires de réseau flamands appliquent un système de responsabilité forfaitaire nouveau et uniforme en cas de panne de courant. Par rapport à la situation antérieure, sur la base du nouveau règlement, les gestionnaires de réseau doivent payer plus rapidement une réelle indemnité de dédommagement à toute personne ayant réellement subi un dommage : les citoyens, indépendants et PME ainsi que les gros clients professionnels. En outre, en cas d'erreur dans le chef du gestionnaire de réseau, une indemnité de dédommagement peut désormais être obtenue pour les dommages matériels directs subis par les indépendants et les PME. De plus, une ouverture de principe est maintenant offerte pour un dédommagement de dommages autres que des dommages directs et matériels subis par les indépendants et les PME. Enfin, le seuil d'intervention est également diminué en cas d'intervention pour des dommages subis par de gros clients professionnels pour haute tension ou moyenne pression.

Futur projet

Ce règlement sera évalué dans le courant de l'année 2008, après avoir prévu un délai suffisant permettant d'en évaluer les effets sur le terrain.

Région wallonne

Les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 transposent, pour ce qui concerne les compétences de la Région wallonne, les Directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003.

Ces arrêtés édictent une série d'obligations, tantôt à charge des fournisseurs, tantôt à charge des gestionnaires de réseau, notamment en matière d'information du consommateur, en matière de régularité, qualité et facturation des fournitures, en matière de sécurité et de qualité d'approvisionnement, etc.

Suite à la libéralisation totale du marché, la CWaPE a constaté d'importantes défaillances au niveau de la qualité du service clientèle des fournisseurs, un laisser-aller quant au traitement des plaintes et autres difficultés rapportées par les clients. La plupart des fournisseurs, mais aussi plusieurs gestionnaires de réseau, ont peu ou mal anticipé les difficultés liées à l'ouverture des marchés ; souvent aussi ne se sont-ils donné que des objectifs trop peu contraignants. Dans de trop nombreux cas, la moindre erreur de facturation, d'adresse ou de code EAN, a donné lieu, pour le client victime de cette erreur matérielle, à un véritable « parcours du combattant ». Call centers surchargés et courriers restés sans réponse ont malheureusement été la règle plutôt que l'exception, même si le nombre d'erreurs matérielles à l'origine de ces interventions est resté raisonnable vu l'ampleur des changements. Dans de nombreux cas les victimes de ces erreurs ont dû attendre que la CWaPE, ou le service fédéral pour la protection du consommateur, intervienne pour qu'une réaction adaptée prenne place.

Suite à ce constat, la CWaPE a initié, fin 2007, une campagne intensive de contrôles auprès des acteurs du marché en vue de vérifier les procédures et les moyens mis en œuvre pour rencontrer leurs obligations légales.

Fin 2007, le Gouvernement a sollicité l'avis de la CWaPE au sujet d'une modification des arrêtés susmentionnés. Parmi les modifications qui entreront en vigueur en juin 2008, on note :

- une meilleure information sur la procédure à suivre en cas de déménagement ;
- un contact plus aisé du service de gestion de la clientèle ;
- un délai de réponse maximum aux demandes des clients ;
- un délai maximum d'établissement des factures ;
- un délai maximum de remboursement ;
- un délai minimum à respecter par le fournisseur pour mettre fin au contrat
- un encadrement des garanties bancaires

Futur projet

Dans le courant de l'année 2008, les décrets organisant les marchés de l'électricité et du gaz feront l'objet d'importantes modifications. Un principe fondateur guide ces modifications : la défense des intérêts du consommateur. La plupart des adaptations proposées dans les textes sont une déclinaison de ce principe fondateur, qu'il s'agisse d'assurer un meilleur fonctionnement du marché au travers d'une plus grande indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution ou de pouvoirs renforcés du régulateur, d'exigences de service à la clientèle, de mécanismes d'indemnisation en cas de préjudice porté au client, de mesures de protection sociale renforcées, de la création d'un service régional de médiation,...

b) Protection des clients fragiles

Région flamande

Aucune modification n'est à signaler à ce sujet depuis le dernier rapport.

Futur projet

A la suite de l'arrêté du Gouvernement flamand modifiant l'arrêté du Gouvernement flamand du 31 janvier 2003 relatif aux obligations sociales de service public dans le marché libéré de l'électricité et l'arrêté du Gouvernement flamand du 20 juin 2003 relatif aux obligations sociales de service public dans le marché libéré du gaz naturel (Moniteur belge du 31 janvier 2007), les modifications suivantes ont été apportées aux mesures de sauvegarde existantes :

- La fourniture minimale d'électricité passe de 6 à 10 ampères.
- Tous les coûts relatifs à la pose et à la déconnexion du compteur à budget ou du limiteur de courant sont payés par le gestionnaire de réseau et ne sont donc pas pris en charge par le client. Auparavant, ces opérations n'étaient gratuites que pour les clients protégés. A présent, c'est également le cas pour les clients non protégés ;
- La période au cours de laquelle aucune coupure ne peut avoir lieu est la même pour le gaz et l'électricité. Auparavant, aucune suspension de mise à disposition de puissance électrique ne pouvait s'opérer entre le 15 décembre et le 15 février. Pour le gaz, cette période s'étalait du 1^{er} décembre au 1^{er} mars. Désormais, aucun client ne peut être débranché entre le 1^{er} décembre et le 1^{er} mars. Le ministre compétent peut allonger cette période, s'il le juge nécessaire. Un point d'accès qui a été coupé avant le 1^{er} décembre n'est pas automatiquement rallumé en hiver ;
- Avant 2007, lorsque l'on devenait le client du gestionnaire de réseau, un compteur à budget devait immédiatement être installé. La nouvelle réglementation stipule que le gestionnaire de réseau commence par fournir le client qu'il accueille et par établir ses factures sur la base de la pleine puissance. Un compteur à budget ne doit être posé que chez les clients qui ne paient pas correctement leurs factures au gestionnaire de réseau. L'installation a lieu dans les 60 jours suivant la mise en demeure écrite adressée au client domestique, à condition que le gestionnaire de réseau ait un accès normal à l'habitation. A défaut, le gestionnaire de réseau peut transmettre le dossier à la Commission locale d'avis en lui demandant de débrancher le client concerné.

Le décret du 25 mai 2007 modifiant le décret du 20 décembre 1996 réglant le droit à la fourniture minimale d'électricité, de gaz et d'eau, en ce qui concerne l'électricité et le gaz, du décret du 17 juillet 2000 relatif à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne les obligations

de service public, et du décret du 6 juillet 2001 relatif à l'organisation du marché du gaz, en ce qui concerne les obligations de service public, renferme une liste limitative reprenant toutes les situations dans lesquelles une coupure peut avoir lieu. Si une situation particulière ne se trouve pas dans la liste, aucune coupure ne peut avoir lieu. A l'heure actuelle, cette réglementation n'est pas encore entrée en vigueur.

Une description plus détaillée de ces situations ainsi que la procédure à suivre seront décrites ultérieurement dans un arrêté. L'objectif consiste à regrouper dans cet arrêté les arrêtés existants en matière d'obligations de service public sociales sur le marché de l'électricité d'une part et sur le marché du gaz d'autre part.

Région wallonne

Les mesures de protection des personnes précarisées sont également édictées par les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et dans le marché du gaz.

Dans son rapport annuel du 16 juillet 2007 sur « l'exécution des Obligations de Service Public à caractère social imposées aux fournisseurs et gestionnaires de réseaux », la CWaPE attire l'attention sur la problématique suivante :

Si l'on considère les mesures sociales en Région wallonne, on peut dire que les objectifs d'accompagnement des personnes vulnérables dans le cadre de la lutte contre la « pauvreté énergétique » sont rencontrés pour ce qui concerne l'électricité grâce à l'introduction des compteurs à carte qui a limité fortement le nombre de coupures d'électricité tout en permettant aux clients concernés de rester dans le circuit commercial. Par contre il faut bien admettre que dans le cas du gaz, et dans l'attente de l'introduction des compteurs à carte 'gaz', les mesures transitoires ont abouti à un très important accroissement du nombre de coupures de gaz. Si les mesures transitoires protègent effectivement le client contre une coupure hivernale, elles engendrent de facto d'importantes dettes vis-à-vis des fournisseurs qui leur permettent de faire procéder à des coupures.

Dans un avis de décembre 2007 au Gouvernement wallon, la CWaPE a confirmé le risque d'augmentation du nombre de coupures de gaz en 2008. Les raisons de cette augmentation peuvent être résumées comme suit :

- (1) libéralisation du marché et logique commerciale des fournisseurs;
- (2) accompagnement insuffisant du client dans le cadre des mesures transitoires applicables dans l'attente de la mise en service des compteurs à budget 'gaz' ;

(3) augmentation de la population précarisée qui, dans un contexte d'énergie chère, ne bénéficie pas du statut de client protégé.

La réglementation wallonne applicable en la matière a fait l'objet de modifications en 2008, de manière à éviter autant que possible les coupures de gaz et ce, via un mécanisme de suspension du contrat et de reprise temporaire de la fourniture par le GRD.

Région de Bruxelles-Capitale

En Région de Bruxelles-Capitale, la clientèle résidentielle est éligible depuis le 1^{er} janvier 2007, date d'ouverture totale du marché. L'ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz en Région de Bruxelles-Capitale du 14 décembre 2006¹²⁴ prévoit que les fournisseurs agréés par la Région de Bruxelles-Capitale doivent respecter certaines obligations vis-à-vis de leurs clients. Elles portent essentiellement sur le contrat de fourniture et s'appliquent à tous les consommateurs résidentiels bruxellois.

Les fournisseurs sont soumis aux obligations de service public suivantes :

1. Les fournisseurs doivent garantir à tous les ménages une alimentation d'énergie minimale et ininterrompue. Pour l'électricité, l'alimentation minimum est de 1380 Watts. Cette disposition n'est pas appliquée aux communs des habitations, aux secondes résidences ou aux habitations inoccupées.
2. Les fournisseurs doivent faire une offre raisonnable et sans différence de traitement (en fonction du statut, du niveau de revenu ou du lieu de résidence, etc.) à tout client bruxellois qui le demande, dans les dix jours ouvrables. Seule exception : le fournisseur peut refuser de faire offre à un client qui ne lui a pas payé ses dettes ou qui n'a pas respecté son plan de paiement ou d'apurement. Pour chaque type de tarif (jour, nuit, etc.), l'offre doit mentionner distinctement : le prix au kWh, le prix moyen, les abonnements, taxes et redevances ainsi que les formules d'indexation.

En cas de non paiement à l'échéance de la facture, la procédure décrite ci-dessous s'applique à tous les consommateurs « résidentiels ». Certains consommateurs bénéficient cependant d'une procédure particulière (cf. procédure particulière pour les clients « protégés » ci-après).

¹²⁴ Cette ordonnance modifie les ordonnances électricité du 19 juillet 2001 et gaz du 1^{er} avril 2004.

Pour l'électricité¹²⁵, la procédure se déroule suivant les étapes suivantes :

- Le fournisseur envoie un rappel.
- Le fournisseur envoie une mise en demeure par « recommandé » 15 jours après l'envoi du rappel. Ce courrier précise que le ménage peut refuser la communication de son nom au CPAS en envoyant une lettre recommandée au fournisseur dans les 10 jours qui suivent la réception de la mise en demeure. Dans cette lettre recommandée, le fournisseur informe le consommateur de l'imminence du placement d'un limiteur.
- A la demande du fournisseur, Sibelga place un limiteur de puissance au minimum 10 jours après le délai laissé au ménage pour refuser la communication de son nom au CPAS.
- Si le ménage ne s'y oppose pas, le fournisseur avertit le CPAS après le placement du limiteur de puissance.
- Pour rétablir la pleine puissance ou retirer le limiteur il y a trois possibilités :
 - A la demande du CPAS, si celui-ci le juge nécessaire, le fournisseur doit faire rétablir la puissance initiale (avec un plafond de 4600W) pour une période déterminée par le CPAS mais qui ne peut excéder 6 mois.
 - A la demande du CPAS, le retrait du limiteur de puissance se fait dans les 15 jours après la réception d'un plan d'apurement et d'un document du CPAS certifiant qu'il assure l'accompagnement du ménage.
 - A la demande du ménage, dès que la situation est régularisée ou que la moitié de la dette d'électricité est remboursée dans le respect du plan d'apurement, le fournisseur doit retirer le limiteur de puissance dans les 15 jours qui suivent cette demande.
- Si le plan d'apurement n'est pas respecté, le fournisseur peut à nouveau limiter la puissance. Il peut également demander la résiliation du contrat de fourniture au juge de paix pour autant que la procédure ci-dessus ait été respectée et que la fourniture ait été limitée à 1380 W pendant une période ininterrompue de 60 jours minimum. Toute demande de résiliation doit être communiquée par le fournisseur au CPAS.
- Les compteurs ne peuvent être coupés qu'après notification au client de la résiliation du contrat par le juge de paix.
- Le fournisseur demande alors à Sibelga de fermer les compteurs.

¹²⁵ Article 25sexies de l'ordonnance coordonnée du 19 juillet 2001.

Pour le gaz¹²⁶, la procédure se déroule suivant les étapes suivantes :

- Le fournisseur envoie un rappel.
- Le fournisseur envoie une mise en demeure après l'envoi du rappel.
- Dans les 10 jours qui suivent l'envoi de la mise en demeure, en cas de non paiement, le fournisseur envoie un courrier informant le ménage de son intention de prévenir le CPAS. Le ménage peut refuser la communication de son nom au CPAS en envoyant une lettre recommandée au fournisseur dans les 10 jours suivant la réception du courrier.
- Si le ménage ne s'y oppose pas, le fournisseur avertit le CPAS dans les 10 jours suivant la l'envoi du courrier.
- Endéans les 60 jours suivant l'avertissement, le CPAS peut élaborer un plan d'apurement entre le ménage et le fournisseur.
- S'il n'y a pas de plan de paiement, s'il n'est pas respecté ou si le client refuse la communication de son nom au CPAS, le fournisseur lui envoie une lettre l'informant que s'il ne paie pas, ne reprend pas le plan de paiement ou ne lui fournit pas la preuve qu'il est client protégé, il demandera au juge de paix la résiliation du contrat de fourniture dans les 15 jours calendrier.
- Les compteurs ne peuvent être coupés qu'après notification au client de la résiliation du contrat par le juge de paix.
- Le fournisseur demande alors à Sibelga de fermer les compteurs.

Les clients résidentiels vulnérables font l'objet d'une protection spécifique en Région de Bruxelles-Capitale. Trois catégories de consommateurs d'électricité et/ou de gaz qui ont des difficultés de paiement peuvent être reconnues comme clients protégés :

1. Dès qu'il a reçu une mise en demeure, le client qui bénéficie du tarif social spécifique (TSS) et/ou le client qui est engagé dans un processus de médiation de dettes avec un centre de médiation agréé ou de règlement collectif de dettes peut être reconnu comme client protégé s'il fournit la preuve de son statut à Sibelga, fournisseur de dernier ressort. L'octroi est automatique sur simple demande¹²⁷.
2. Le client qui ne respecte pas le plan d'apurement peut, sur base d'une enquête, être reconnu comme client protégé par le CPAS. Celui-ci informe Sibelga¹²⁸.

¹²⁶ Article 20quater de l'ordonnance coordonnée du 1er avril 2004.

¹²⁷ Article 25septies §3 de l'ordonnance coordonnée du 19 juillet 2001 et article 20quinquies §2 de l'ordonnance coordonnée du 1er avril 2004.

¹²⁸ Article 25octies §2 de l'ordonnance coordonnée du 19 juillet 2001 et article 20quinquies §3 de l'ordonnance coordonnée du 1er avril 2004.

3. Le client dont les revenus sont inférieurs à un montant maximum (revenu qui tient compte de la composition du ménage) et qui ne respecte pas le plan d'apurement peut être reconnu comme client protégé par la Commission Brugel. Celle-ci informe Sibelga¹²⁹.

Les clients protégés bénéficient d'un régime particulier pour les coupures de gaz et d'électricité. En cas d'impayés, leur contrat est suspendu et Sibelga les approvisionne en tant que fournisseur de dernier ressort (parfois appelé fournisseur social).

Les procédures suivantes peuvent être entamées par le client protégé dès la réception d'une mise en demeure par celui-ci.

Pour l'électricité, la procédure pour les clients protégés se déroule suivant les étapes suivantes :

Sibelga reçoit la preuve que le client est protégé : il installe un limiteur de puissance à 1380W s'il n'est pas déjà installé. Le contrat du client avec le fournisseur est suspendu. Par ailleurs, Sibelga envoie une lettre recommandée, informant le ménage de son intention de communiquer son nom au CPAS. Le client peut refuser cette communication par lettre recommandée adressée à Sibelga dans les 10 jours suivant la réception du courrier de Sibelga.

La fourniture par Sibelga est temporaire. Elle doit permettre au consommateur de résoudre ses problèmes d'endettement et de retourner chez son fournisseur commercial. Plusieurs situations peuvent se présenter¹³⁰ :

- Le client protégé apure ses dettes vis-à-vis de son fournisseur : la suspension prend fin et le contrat entre le fournisseur et le client protégé reprend tous ses effets.
- Le client protégé règle la moitié de ses dettes vis-à-vis de son fournisseur en respectant le plan d'apurement : le fournisseur doit, à la demande du ménage, faire rétablir la pleine puissance dans les 15 jours.
- Le client protégé reste en défaut de paiement vis-à-vis de Sibelga (après qu'il a été mis en demeure) et le CPAS n'a pas réagi dans les 60 jours suivant la transmission des données de ce client : Sibelga peut demander devant le juge de paix, la résiliation du contrat de fourniture de dernier ressort. La résiliation du contrat avec Sibelga entraîne la résiliation du contrat avec le fournisseur initial.

Les compteurs ne peuvent être coupés qu'après notification au client de la résiliation du contrat par le juge de paix. Sur base de l'autorisation du juge de paix, Sibelga, gestionnaire de réseau de distribution, ferme alors les compteurs.

¹²⁹ Article 25octies §3 de l'ordonnance coordonnée du 19 juillet 2001 et article 20quinquies §4 de l'ordonnance coordonnée du 1er avril 2004.

¹³⁰ Article 25octies §5 de l'ordonnance coordonnée du 19 juillet 2001.

Pour le gaz, la procédure pour les clients protégés se déroule suivant les étapes suivantes :

Sibelga reçoit la preuve que le client est protégé : il fournit le client et prévient le fournisseur qui négocie un plan d'apurement avec son client. Le contrat avec le fournisseur est suspendu. La fourniture par Sibelga est temporaire. Elle doit permettre au consommateur de résoudre ses problèmes d'endettement et de retourner chez son fournisseur commercial. Plusieurs situations peuvent se présenter¹³¹ :

- Le client protégé apure ses dettes vis-à-vis de son fournisseur : la suspension prend fin et le contrat entre le fournisseur et le client protégé reprend tous ses effets.
- Le client protégé reste en défaut de paiement vis-à-vis de Sibelga (après qu'il a été mis en demeure) et le CPAS n'a pas réagi dans les 60 jours suivant la transmission des données de ce client : Sibelga peut demander devant le juge de paix, la résiliation du contrat de fourniture de dernier ressort. La résiliation du contrat avec Sibelga entraîne la résiliation du contrat avec le fournisseur initial.

Les compteurs ne peuvent être coupés qu'après notification au client de la résiliation du contrat par le juge de paix. Sur base de l'autorisation du juge de paix, Sibelga, gestionnaire de réseau de distribution, ferme alors les compteurs.

c) Nombre de coupures de consommateurs pour non-paiement

Au 31 décembre 2007, 2.028 raccordements ont été coupés pour non-paiement de la fourniture de gaz naturel en région flamande, soit plus d'un doublement par rapport à l'année 2006 (823). Ce chiffre s'est élevé à 2.989 pour la région wallonne. Pour l'électricité, le nombre de coupures a atteint 596 unités en région flamande au 31 décembre 2007, soit une augmentation de 45% par rapport à la fin de l'année 2006 (410), et 493 en Région wallonne. Il n'y a eu aucune coupure de points de fourniture résidentiels au cours de l'année 2007 pour raison de non paiement en Région de Bruxelles-Capitale.

En Flandre, il est question de points d'accès coupés et non de foyers coupés. Les gestionnaires de réseau ne peuvent en effet pas affirmer avec certitude que les chiffres susmentionnés ne comprennent pas d'habitations vides.

¹³¹ Article 20sexies de l'ordonnance coordonnée du 1^{er} avril 2004.

Futur projet en région flamande

Une actualisation des procédures de protection existantes en matière de coupures de clients domestiques a été entamée (cfr supra). Celle-ci sera concrètement mise en œuvre dès publication de l'arrêté sera publié au moniteur belge.

d) Sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité

Région flamande

Aucune modification n'est à signaler à ce sujet depuis le dernier rapport. La loi du 1^{er} juin 2005, qui entend notamment transposer la directive électricité, exige que les éléments suivants soient systématiquement spécifiés sur la facture :

- la part de chaque source d'énergie dans la totalité des sources d'énergie utilisées par le fournisseur au cours de l'année écoulée ;
- les sources de référence existantes et leur incidence sur l'environnement, au moins en termes d'émissions de CO₂ et de déchets radioactifs.

Région wallonne

Les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité/du gaz édictent une série de mesures, à charge des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux, en matière d'information et de sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie et aux énergies renouvelables. En vertu de ces dispositions, le fournisseur est notamment tenu d'établir, au minimum une fois par an et pour chaque client final, un bilan récapitulatif, destiné à fournir au client un outil d'analyse de ses consommations et de comparaison de celles-ci à la consommation moyenne de clients types. Ce bilan récapitulatif doit par ailleurs indiquer les sources d'énergie primaire utilisées, sur une base annuelle, pour produire l'électricité fournie ainsi que la référence aux publications où des informations concernant l'incidence sur l'environnement, au moins en termes d'émissions de CO₂ et de déchets radioactifs résultant de la production d'électricité à partir de la totalité des sources d'énergie utilisées par le fournisseur au cours de l'année écoulée, sont à la disposition du public.