

Rapport annuel  
de l'Institut Luxembourgeois de Régulation,  
autorité de régulation des secteurs de l'électricité et du gaz naturel,  
à la Commission européenne

**VERSION PUBLIQUE**

Luxembourg, juillet 2007

## Table des matières

1.	Introduction .....	3
2.	Principaux développements .....	4
2.1.	L'autorité de régulation .....	4
2.2.	Secteur de l'électricité .....	4
2.3.	Secteur du gaz naturel .....	5
3.	Régulation et fonctionnement du marché de l'électricité .....	6
3.1.	Questions relatives à la régulation .....	6
3.1.1.	Généralités .....	6
3.1.2.	Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes visant à faire face à la congestion .....	6
3.1.3.	La régulation des tâches des sociétés de transport et de distribution .....	6
3.1.4.	Séparation effective .....	9
3.2.	Questions relatives à la concurrence .....	12
3.2.1.	Description du marché de gros - approvisionnement au niveau national .....	13
3.2.2.	Description du marché de détail .....	16
3.2.3.	Mesures contre l'abus de position dominante .....	20
4.	Régulation et fonctionnement du marché du gaz naturel .....	22
4.1.	Questions relatives à la régulation .....	22
4.1.1.	Généralités .....	22
4.1.2.	Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes visant à faire face à la congestion .....	22
4.1.3.	La régulation des tâches des sociétés de transport et de distribution .....	23
4.1.4.	Séparation effective .....	26
4.2.	Questions concernant la concurrence .....	28
4.2.1.	Description du marché de gros - approvisionnement national .....	28
4.2.2.	Description du marché de détail .....	28
5.	Sécurité de l'approvisionnement .....	31
5.1.	Electricité .....	31
5.2.	Gaz naturel .....	31
6.	Questions relatives au service public .....	32

## 1. Introduction

Le rapport sous rubrique est le troisième que l'Institut Luxembourgeois de Régulation, dans sa fonction d'autorité de régulation en matière des marchés d'électricité et de gaz naturel, est amené à établir sur la situation des marchés respectifs au Grand-Duché. Les Directives européennes 2003/54/CE<sup>1</sup> sur le marché de l'électricité et 2003/55/CE<sup>2</sup> sur le marché du gaz naturel qui prévoient dans leurs respectifs articles 23 et 25 que les autorités de régulation dressent ce rapport sur la base desquels la Commission européenne analyse la situation des marchés au niveau européen.

Le présent rapport concerne la situation de l'année 2006. Il rend une image des mouvements d'énergies ainsi que des acteurs impliqués.

Les lois qui transposent les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE et concernant respectivement l'organisation du marché de l'électricité et l'organisation du marché du gaz naturel, ont été votées à la Chambre des Députés en date du 11 juillet 2007. Elles entreront en vigueur après publication au Mémorial.

En 2006 et en l'absence de transposition des deux directives de 2003, les compétences de l'Institut sont fixées par les Directives européennes 96/92/CE et 98/30/CE qui ont, entre-temps, été abrogées. L'Institut ne dispose donc pas de toutes les compétences légales nécessaires à l'accomplissement des nouvelles tâches lui incombant. C'est pourquoi, dans le présent rapport, l'Institut ne peut pas rendre une image complète des marchés respectifs. Néanmoins, il s'efforce, sur base des informations à sa disposition, de montrer que, malgré l'absence de transposition en 2006, le marché de l'électricité est effectivement ouvert à la concurrence et que la mise en place d'un marché du gaz naturel progresse également.

---

<sup>1</sup> Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE

<sup>2</sup> Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE

## 2. Principaux développements

### 2.1. L'autorité de régulation

L'Institut Luxembourgeois de Régulation est un établissement public doté de sa propre personnalité juridique. Il est l'autorité de régulation des secteurs suivants:

- Réseaux et services de communications électroniques ;
- Services postaux ;
- Electricité ;
- Gaz naturel.

Les structures de l'Institut sont précisées dans la loi du 30 mai 2005 portant organisation de l'Institut Luxembourgeois de Régulation. En vertu de cette loi, l'Institut a pour mission la régulation des secteurs économiques, des entreprises et opérateurs dans le cadre et dans les limites des pouvoirs lui accordés par les lois et règlements en vigueur.

La loi du 30 mai 2005 a entraîné des changements au niveau du Conseil de l'Institut. En effet, à l'instar du personnel de l'Institut, les membres du Conseil doivent également être complètement indépendants de tous les acteurs des différents secteurs économiques soumis à la régulation. C'est donc suite à cette loi que le Conseil a été partiellement renouvelé.

Le Conseil de l'Institut intervient principalement au niveau de l'approbation du budget et des comptes de l'Institut. Il approuve notamment les actes qui peuvent grever significativement le budget.

La Direction élabore les mesures et prend les décisions requises pour l'accomplissement de sa mission de régulation. Depuis la fin de l'année 2006, Monsieur Camille Hierzig remplace Monsieur Edouard Wangen au sein de la Direction de l'Institut.

Au niveau réglementaire le Règlement grand-ducal du 14 décembre 2006 portant modification du règlement grand-ducal modifié du 29 janvier 2003 fixant le montant et les modalités de paiement des redevances destinées à couvrir les frais de personnel et de fonctionnement de l'autorité de régulation du marché du gaz naturel est entré en vigueur à la fin de l'année 2006.

En matière d'électricité et de gaz naturel, le régulateur émet des avis sur les tarifs d'utilisation du réseau proposés par les différents gestionnaires de réseau. Il dispose également de la possibilité de sanctionner les acteurs qui ne se conforment pas aux dispositions relatives à l'accès aux réseaux ou à leur utilisation. La possibilité de sanctionner des manquements moyennant des amendes d'ordre fut précisée en 2005. En effet, jusqu'alors le recouvrement de sanctions pécuniaires n'était pas possible.

Des missions additionnelles, telles que prévues par les directives européennes de 2003 sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, s'ajouteront avec l'entrée en vigueur des lois récemment votées.

### 2.2. Secteur de l'électricité

L'année 2006 confirme la forte présence de nouveaux entrants étrangers au niveau de l'approvisionnement national. Les acteurs ne se contentent plus d'importer de l'énergie électrique destinée à la consommation finale, mais profitent également des opportunités d'arbitrages de prix, qui semblent désormais possibles sur le marché luxembourgeois. L'augmentation du nombre d'importateurs indique clairement que les fournisseurs locaux ne s'approvisionnent plus exclusivement auprès de leurs partenaires historiques

mais procèdent à une diversification de leurs sources d'approvisionnement afin de se couvrir au maximum contre les risques du marché et de profiter des opportunités qui se présentent.

En ce qui concerne les fournisseurs qui ciblent les clients finals, l'année 2006 est marquée par la forte progression des parts de marché du nouvel entrant auprès des consommateurs industriels. Les parts de marché ont pu être plus que doublées en 2006. Bon nombre de clients ont pu être acquis pour 2007 et 2008 de sorte que la croissance se poursuivra. Un deuxième nouvel entrant a fait son apparition à la fin de l'année 2006, à travers une offre d'électricité exclusivement produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

### **2.3. Secteur du gaz naturel**

Le développement du marché du gaz naturel n'a pas suivi le même rythme que celui de l'électricité. Depuis juillet 2002, un seul fournisseur étranger a alimenté un client du secteur industriel ainsi qu'une centrale de cogénération. Un deuxième fournisseur a obtenu une autorisation de fourniture en 2005 et a commencé la fourniture à un site éligible en 2006. Une troisième demande d'autorisation de fourniture de la part d'un fournisseur alternatif est actuellement en phase d'évaluation.

Le « Code de Distribution » regroupant l'ensemble des règles, modalités et contrats-type nécessaires à l'accès aux réseaux de distribution, a été finalisé en 2006. Un système de Clearing a été mis en place afin d'assurer les missions de l'allocation des quantités et de la répartition des déséquilibres de la Zone de Distribution aux fournisseurs. Un accès sécurisé au portail internet du Clearing<sup>3</sup> est attribué à chaque fournisseur approvisionnant au moins un consommateur sur un des réseaux de distribution. Le portail du GazClearing constitue également une plateforme d'échange de données entre les fournisseurs, les gestionnaires de réseaux et le Clearing. L'activité du Clearing est assumée dans un premier temps par SOTEG S.A., le traitement des données s'effectuant sur des serveurs informatiques clairement distincts des supports informatiques nécessités par les autres activités de l'entreprise. La mise en place de ce code devrait augmenter l'attractivité de fournisseurs alternatifs pour le marché luxembourgeois.

---

<sup>3</sup> [www.gazclearing.lu](http://www.gazclearing.lu)

### 3. Régulation et fonctionnement du marché de l'électricité

#### 3.1. Questions relatives à la régulation

##### 3.1.1. Généralités

L'ouverture du marché et la désignation des clients éligibles sont définies par la législation en vigueur basée sur la directive européenne de 1996. Néanmoins, même en l'absence de transposition de la directive de 2003, l'ouverture par étapes, en fonction de différents seuils de consommation, a été abandonnée et tous les clients non résidentiels sont considérés comme éligibles depuis le 1er juillet 2004.

L'ouverture du marché de l'électricité a progressé comme le montre le tableau ci-après et atteint en 2006 quelques 84%<sup>4</sup>.

Year	Threshold GWh/year	Market Opening %
1995		0%
1997		0%
1999		0%
2001	20	57%
2003	9	61%
01.07.2004	residential - see footnote	> 84%
01.07.2007		100%

##### 3.1.2. Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes visant à faire face à la congestion

Les réseaux de transport d'énergie électrique ainsi que les interconnexions ne subissent pas de manque de capacité. Aucune gestion de l'allocation de capacité n'est donc requise. Les gestionnaires de réseau de transport mentionnent ce fait dans leurs respectifs documents sur l'accès au réseau tout en précisant la capacité disponible et les pointes de charge envisagées.

Réseau	Capacité de transfert	Pointe envisagée
CEGEDEL-NET S.A.	1'700 MVA	745 MVA
SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s	1'120 MVA	380 MVA

##### 3.1.3. La régulation des tâches des sociétés de transport et de distribution

###### 3.1.3.1. Les gestionnaires de réseau

Dans le courant de 2006, aucun changement au niveau de la propriété ou de la gestion de réseau n'a été signalé au régulateur. La situation est donc identique à celle de 2005 et se présente comme suit :

<sup>4</sup> Etant donné que les informations à la disposition du régulateur ne lui ont pas permis de faire une délimitation exacte entre le segment résidentiel et celui du petit commerce, le taux d'ouverture du marché est effectivement plus élevé.

Zone	Fonction	Gestionnaire de réseau	Longueur du réseau en km (> 35 kV)	Longueur du réseau en km (< 35 kV)	Propriétaire (si différent)
Cegedel	GRT	CEGEDEL-NET S.A.	548,5	6'630	CEGEDEL S.A.
	GRD	CEGEDEL-NET S.A.			CEGEDEL S.A.
	GRD	HOFFMANN Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.	0	150	
	GRD	Ville Diekirch	NA <sup>5</sup>	NA	
	GRD	Ville Echternach	NA	NA	
	GRD	Ville Esch/Alzette	0	203	
	GRD	Ville Ettelbruck	0	81	
	GRD	Ville Luxembourg	9,3	1'124	
	GRD	Commune Steinfort <sup>6</sup>	0	68	
	GRD	Ville Vianden	0	27	
Sotel	GRT	SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s	111,0	0	SOTEL S.C., ARCELOR Luxembourg S.A., ELIA Asset S.A.
	GRD	SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s			SOTEL S.C., ARCELOR Luxembourg S.A.

### 3.1.3.2. Tarification de l'utilisation du réseau

Aucune modification quant à la détermination des tarifs d'accès au réseau et de son utilisation n'est intervenue au courant de l'année 2006.

En vertu de la loi modifiée du 24 juillet 2000 relative à l'organisation du marché de l'électricité, les tarifs d'utilisation du réseau sont soumis annuellement à l'approbation du ministre après avis du régulateur. C'est moyennant ces avis que le régulateur peut suggérer des modifications aux propositions formulées par les gestionnaires de réseau. En l'absence d'autres critères, les tarifs proposés sont à baser sur les coûts réellement encourus. Les tarifs, une fois approuvés, doivent être publiés par les gestionnaires de réseau.

Dans ses avis sur les tarifs proposés, le régulateur ne peut pas imposer aux gestionnaires de réseau le respect de méthodologies spécifiques pour le calcul des coûts et pour la détermination des tarifs. L'analyse de l'Institut se base donc sur la proposition du gestionnaire respectif et sur les éventuelles informations complémentaires fournies sur demande. L'Institut peut suggérer au ministre d'adopter des mesures adéquates. En pratique, les gestionnaires de réseau se conforment, en grande partie, aux recommandations/demandes du régulateur formulées dans ses avis. L'avis ne porte pas uniquement sur les méthodologies et les calculs eux-mêmes, mais également sur les conditions d'application des tarifs.

<sup>5</sup> Les gestionnaires de réseau communaux d'Echternach et de Diekirch n'ont pas fourni les données relatives à leur infrastructure

<sup>6</sup> Données de l'année 2005

En matière de raccordement, les GRTs et GRDs sont tenus de publier leurs tarifs et conditions y relatifs. De même, ils sont tenus de rendre accessibles les tarifs d'utilisation du réseau.

Les tarifs d'utilisation du réseau comprennent entre autres:

- les coûts relatifs au réseau en amont ;
- les coûts relatifs aux services systèmes à l'exception de l'énergie d'ajustement ;
- les coûts des pertes de réseau ;
- les frais d'exploitation ;
- le coût des capitaux investis ;
- les frais d'amortissements des immobilisations du réseau.

L'ensemble des coûts à un niveau de tension est cascadié vers les niveaux de tension inférieurs au prorata de leur participation à la puissance maximale. Les coûts sont intégralement récupérés à travers les tarifs d'utilisation redevables pour tous les prélèvements d'énergie.

Le tableau ci-après reprend les tarifs d'utilisation du réseau de CEGEDEL-Net pour différents clients-type.

Type de client	Consommation [MWh]	Puissance [kW]	Tarif CEGEDEL-Net 2007 [EUR / MWh]	Tarif CEGEDEL-Net 2006 [EUR / MWh]	Tarif CEGEDEL-Net 2005 [EUR / MWh]
Ménage-type (400V)	4,75	-	71,95	72,95	72,25
Dc (400V)	3,5	-	73,76	74,76	74,06
Ib (20kV)	50	50	28,96	37,97	36,64
Ig (65kV)	24'000	4'000	7,68	7,61	7,46

Les tarifs d'utilisation du réseau se composent de deux éléments, l'un proportionnel à la puissance maximale enregistrée au cours d'une année, l'autre proportionnel à la quantité d'énergie consommée. Pour les clients résidentiels, le tarif se compose d'un forfait mensuel et d'une partie proportionnelle à la consommation. A noter que les tarifs d'utilisation du réseau indiqués ne couvrent pas les frais relatifs aux raccordements ni au comptage de l'énergie électrique, qui font l'objet de tarifs à part.

### 3.1.3.3. Interruptions

En l'absence de réglementation sur la qualité de l'électricité, les gestionnaires de réseau fournissent une tension qui satisfait à la norme EN50160. Le cadre légal futur prévoit que les gestionnaires de réseau mesurent et documentent la qualité de la tension et la continuité de l'approvisionnement, pour lesquels le régulateur peut déterminer les critères. Comme les données SAIDI<sup>7</sup> et le nombre de coupures dans les réseaux ne sont pas systématiquement répertoriées, la documentation des indices de qualité est incomplète et non harmonisée. Les données communiquées au régulateur, qui couvrent uniquement le réseau industriel en HT<sup>8</sup> et certains réseaux de distribution en BT, ne permettent pas d'établir des indicateurs précis et fiables.

<sup>7</sup> SAIDI : System Average Interruption Duration Index  
( $\sum$  Nombre clients interrompus X temps de l'interruption) / (Nombre total de clients)

<sup>8</sup> HT = Haute tension ; BT = Basse tension

#### *3.1.3.4. Equilibrage*

L'énergie d'équilibrage pour la totalité de la zone Cegedel est fournie par le réseau en amont (RWE Transportnetz Strom). L'approvisionnement est régi par les règles et modalités appliquées par ce gestionnaire. L'énergie d'équilibre fournie par le réseau en amont est imputée aux différents fournisseurs actifs dans la zone Cegedel en fonction de leurs déséquilibres respectifs. L'intervalle d'ajustement est de 15 minutes. Pour chaque quart d'heure, le prix appliqué pour l'ajustement est identique à celui déterminé dans le réseau en amont. CEGEDEL-NET détermine la redistribution des coûts résultant du déséquilibre global de la zone entre tous les fournisseurs actifs.

Les prix d'ajustement sont publiés pour la zone Cegedel sous: <http://www.cegedel.lu/cegedel-net/produits/acces-reseaux/prix-energie-equilibre.html>.

La zone Sotel fait partie de la zone d'équilibre belge et les ajustements se font selon les modalités et prix du réseau en amont. Pour fournir de l'énergie électrique à un client de la zone Sotel, il est actuellement nécessaire d'être admis par ELIA comme ARP (access responsible party). Les prix de l'énergie d'ajustement sont publiés par ELIA: <http://www.elia.be/repository/pages/c8f411a7f680489c91c0888a2cb0821b.aspx>.

Les deux zones luxembourgeoises font donc partie des zones de réglage des respectifs pays limitrophes. Il y a donc lieu de se rapporter aux modalités de détermination du prix de l'énergie d'ajustement appliquées par les gestionnaires de réseau respectifs.

#### **3.1.4. Séparation effective**

##### *3.1.4.1. Séparation juridique*

A ce stade, les obligations de séparation qui résultent de la Directive 2003/54/CE s'appliquent aux GRTs, les GRDs pouvant surseoir à la séparation juridique jusqu'en 2007. Les deux entreprises d'électricité impliquées dans le transport d'électricité ont entre-temps créé des sociétés séparées qui sont en charge de la gestion des réseaux de transport et de distribution respectifs (gestionnaires combinés), sans que la propriété des actifs ne leur soit transférée pour autant.

La société CEGEDEL-NET S.A. est détenue à 100% par CEGEDEL S.A.

Au 31 décembre 2006, l'actionariat de CEGEDEL S.A. est composé comme suit<sup>9</sup>:

- Etat Luxembourgeois: 33%
- LUXEMPART-ENERGIE S.A.: 30%
- Société nationale de crédit et d'investissement: 12%
- ELECTRABEL S.A.: 8%
- Petits porteurs et investisseurs institutionnels: 17%

CEGEDEL-NET est responsable de la planification, de la construction, de l'extension, de l'entretien ainsi que de l'exploitation de ces réseaux. Moyennant des contrats de prestation de service, CEGEDEL-NET charge le personnel technique, resté dans la maison mère, de l'exécution des travaux de construction, d'exploitation, d'entretien et de dépannage de ces réseaux, à l'exception des réseaux haute tension, dont la construction et l'exploitation est du ressort direct de CEGEDEL-NET. Par l'effet de cette sous-traitance, les effectifs du gestionnaire de réseau ne s'élèvent qu'à 104 personnes. CEGEDEL-NET est également en charge de l'acquisition et de la gestion des données de comptage, de la facturation des péages réseaux comme celle des consommations d'énergie pour le compte de CEGEDEL S.A., ainsi que des prestations informatiques. La maison mère garde les activités de fourniture et reste propriétaire des

---

<sup>9</sup> Source: site Internet de Cegedel (juillet 2007)

réseaux qu'elle donne en gestion à CEGEDEL-NET S.A. Elle assure également pour cette dernière la gestion financière, juridique et comptable ainsi que la gestion des Ressources Humaines.

Ces sous-traitances mutuelles entre le gestionnaire de réseau et sa société mère sont réglées par différents contrats, résumés ci-après :

- Afin de bénéficier d'économies d'échelle, les services de comptabilité et des ressources humaines sont prestés par CEGEDEL en tant que services partagés également à CEGEDEL-NET. A cette fin, un contrat cadre de prestations de services communs a été conclu entre CEGEDEL-NET et CEGEDEL.
- CEGEDEL-NET a recours à des prestations de service et de travaux de CEGEDEL dans le cadre de l'exploitation, de l'entretien et du dépannage des réseaux de transport et de distribution. A cet effet, un contrat cadre de prestations de services techniques a été conclu entre les deux sociétés.
- Le contrat de gestion et de location détermine les conditions dans lesquelles CEGEDEL donne en location à CEGEDEL-NET les installations et équipements servant aux activités de transport et de distribution. Ce contrat précise par ailleurs les pouvoirs de décision effectifs de CEGEDEL-NET en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir et développer le réseau.

En l'absence de transposition de la Directive 2003/54/CE, CEGEDEL-NET n'a pas encore transmis au régulateur un rapport sur son programme d'engagements, ni désigné une personne responsable de son suivi. Néanmoins, les mesures nécessaires au niveau de la dissociation fonctionnelle et organisationnelle ont été élaborées afin d'exclure que les responsables du gestionnaire de réseau aient des responsabilités dans une activité de l'entreprise verticalement intégrée liée à l'achat, à la vente ou à la production d'électricité. En matière de protection des données confidentielles, une convention d'engagements réciproques a été conclue entre les deux sociétés, définissant et délimitant notamment de façon claire les droits d'accès aux bases de données.

La société SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s est détenue à 100% par SOTEL S.C.

L'actionnariat de SOTEL S.C. est composé comme suit<sup>10</sup>:

- Groupe ARCELOR: 77%
- EDF: 21%
- ELECTRABEL S.A.: 2%

SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s emploie 13 employés dont aucun n'est partagé avec une autre entreprise. Certains services administratifs du gestionnaire de réseau tel que le service comptabilité, sont pris en charge par SOTEL S.C. .

Les gestionnaires de réseau n'ont pas communiqué leurs programmes d'engagements respectifs requis en vertu de la Directive 2003/54/CE, étant donné que cette exigence n'a pas encore fait l'objet d'une transposition en droit national.

Les autres entreprises d'électricité ne gèrent pas de réseau de transport et disposent de moins de 100'000 clients de sorte qu'une séparation juridique n'est légalement pas requise.

---

<sup>10</sup> Source: Statuts de Sotel Réseau et Cie S.e.c.s. (mars 2001)

Néanmoins, ces entreprises d'électricité prennent des mesures afin de s'adapter au marché libéralisé.

Ainsi la Ville de Luxembourg a déjà créé en mars 2003 la société anonyme LEO (Luxembourg Energy Office) S.A. dans laquelle la Ville détient directement et indirectement 100% du capital. L'objectif de cette filiale est d'assurer l'achat et la fourniture en gaz et en électricité pour les clients de la Ville de Luxembourg, notamment en organisant la facturation aux clients et toute autre tâche liée à la gestion des clients en électricité, gaz naturel et eau. La gestion de ces clients est ainsi regroupée dans une même structure. La Ville elle-même reste toutefois propriétaire et gestionnaire des réseaux de distribution électrique et de gaz naturel.

La Commune de Steinfort et CEGEDEL S.A. ont constitué, en date du 10 mars 2006, une nouvelle société commune dénommée Steinfort Energy S.A., détenue à parts égales par les deux actionnaires. L'objet de la société est essentiellement la vente d'énergie aux clients relevant de la distribution d'électricité de la Commune de Steinfort. Pour ce faire, la Commune de Steinfort a cédé les clients de sa distribution à la nouvelle société.

#### *3.1.4.2. Corporate identity*

La séparation juridique n'a pas conduit à l'introduction d'une "corporate identity" différente de celle de la maison mère respective. Les gestionnaires de réseau et les autres services de l'entreprise intégrée dont ils font partie continuent à se partager les mêmes immeubles administratifs.

#### *3.1.4.3. Séparation comptable*

En vertu de la législation en vigueur, les entreprises intégrées d'électricité doivent tenir dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour leurs activités de production, de transport et de distribution et, le cas échéant, des comptes consolidés pour d'autres activités en dehors du secteur de l'électricité, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes. Elles font figurer dans l'annexe de leurs comptes un bilan et un compte de résultats pour chaque activité.

Les entreprises, légalement tenues de publier leurs comptes, présentent les résultats des différentes activités.

Le contrôle de la comptabilité commerciale est effectué par le réviseur d'entreprises chargé par l'entreprise d'électricité. Le régulateur n'intervient pas dans ce contrôle. Bien qu'il dispose d'un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité, il n'a pas de compétences légales lui permettant de préciser les modalités d'imputation, voire de sanctionner efficacement le non-respect de celles-ci. Les nouvelles lois récemment votées qui entreront prochainement en vigueur, habilite le régulateur à fixer des modalités pour la tenue, le contrôle et la publication des comptes séparés. Lorsqu'une entreprise d'électricité ne répond pas aux obligations de dissociation comptable, le régulateur peut charger un réviseur d'entreprise de la vérification de la conformité de la comptabilité de l'entreprise d'électricité.

Les gestionnaires de réseaux non-communaux se sont entretemps conformés aux exigences de la séparation comptable. Dans le passé, les gestionnaires communaux ont argumenté qu'une incompatibilité avec la loi communale les empêchait de répondre aux exigences comptables leurs imposées par la législation sur le marché de l'électricité. Entretemps, la plupart des gestionnaires communaux ont entamé la simulation d'une

comptabilité commerciale de leurs services en charge de la gestion du réseau et de la vente d'électricité. Toutefois ces comptes ne rendent qu'une image fictive de l'activité « électricité », puisque les communes sont contraintes de respecter les règles relatives à la comptabilité communale pour l'ensemble de leurs activités. Des mesures de réorganisation des gestionnaires de réseaux communaux, afin de se conformer aux obligations comptables, ont été proposées conjointement par le Ministre de l'Economie et du Commerce extérieur et par le Ministre de l'Intérieur et de l'Aménagement du Territoire, autorité de tutelle des communes. Une proposition de loi, cherchant à rendre compatible les obligations comptables avec la législation communale, a également été déposée.

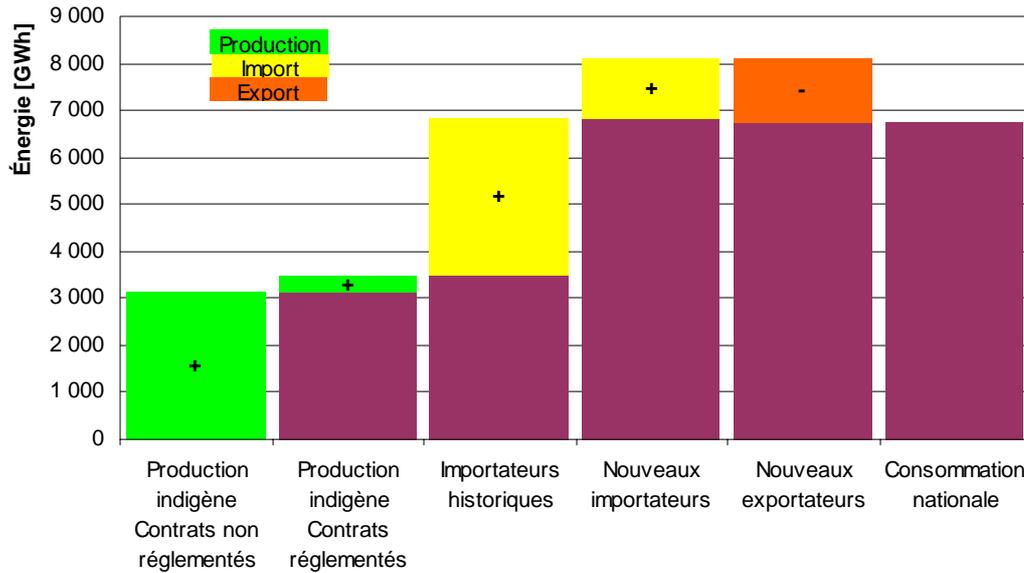
### **3.2. Questions relatives à la concurrence**

L'approvisionnement de la zone Cegedel est caractérisé par une quote-part importante d'importations. En effet, les productions indigènes dans cette zone n'atteignent que 14,12% en termes d'énergie en 2006. La plus grande partie de l'énergie électrique consommée dans la zone Cegedel est donc importée physiquement depuis l'Allemagne. De cette façon la concurrence joue principalement à ce niveau.

La plupart des fournisseurs, tant historiques que nouveaux entrants, qui sont actifs au Grand-Duché, s'approvisionnent donc essentiellement sur les marchés de gros étrangers. En 2006, sept fournisseurs ont importé de l'énergie électrique depuis l'Allemagne et la Belgique.

En 2006 le marché national de gros de l'électricité, augmenté en terme de volume négocié, s'est réduit en nombre d'acteurs par rapport à 2005. En effet, deux fournisseurs nouveaux entrants se sont approvisionnés, du moins partiellement, sur le marché de gros en zone Cegedel, notamment pour revendre l'électricité à d'autres fournisseurs ou pour l'exporter. Cette activité a eu comme conséquence, comme en 2005, que l'énergie électrique importée n'est pas exclusivement destinée à la consommation nationale, mais qu'une partie, représentant 9,25% des quantités contractuelles importées en zone Cegedel, est de nouveau exportée.

En 2006 le volume des échanges sur le marché national de gros est de 9,45 TWh. La situation au niveau de la consommation (retail) et de l'approvisionnement au niveau national (importation et production destinée à la consommation nationale) est évaluée plus loin dans le présent rapport. Les contrats réglementés de fourniture d'électricité produite sur la base d'énergies renouvelables ou de la cogénération, représentent 5% en volume de la consommation nationale.



Le graphique ci-dessus donne des indications sur la participation à l’approvisionnement national des différentes sources contractuelles d’importation et de production destinées à la consommation nationale pour l’année 2006.

### 3.2.1. Description du marché de gros - approvisionnement au niveau national

Le volume d’énergie électrique fourni à la consommation en 2006 se situait à [...]TWh pour la zone Cegedel et à [.....]TWh pour la zone Sotel, soit en tout 6,718 TWh . La puissance de pointe enregistrée dans la zone Cegedel était de 717,8 MW, celle dans la zone Sotel de 381,9 MW. La pointe simultanée des deux réseaux était de 1’053 MW.

#### 3.2.1.1. Zone Cegedel

Dans la zone Cegedel, il n’y a pas de centrale de production de taille importante. Les unités de production les plus importantes sont des centrales de cogénération, dont le régime de fonctionnement est souvent déterminé par les besoins d’énergie calorifique, et la centrale hydroélectrique du barrage d’Esch-sur-Sûre qui est en outre soumis à des contraintes en matière de réserves en eau potable et de rétention d’eaux aux fins de régulation du niveau de la Sûre en aval du barrage. La capacité totale disponible dans la zone Cegedel est de 207,2 MW environ.

Les producteurs suivants disposent de capacités dépassant les 5% de la capacité totale, soit 10 MW:

## VERSION PUBLIQUE

Exploitant de la centrale	Puissance	Nombre d'installations	Type
LUXENERGIE S.A.	34.1 MW	19	cogénération
CEDUCO S.A.	13,4 MW	1	cogénération
Soler S.A.	20,1 MW	2	hydroélectrique
SEO S.A.	12,3 MW	2	hydroélectrique
Wandpark Gemeng Hengischt S.A.	12,2 MW	11	éolienne
Wandpark Kehmen-Heischent S.A.	12,6 MW	7	éolienne

Il convient de rappeler que SEO S.A. est l'exploitant de la centrale par pompage de 1100 MW située à Vianden. Cette centrale qui fait partie du parc de production de RWE Power fournit notamment de l'énergie de réglage et de l'énergie réactive. Elle injecte directement dans le réseau allemand et n'est donc pas considérée dans le présent contexte.

### 3.2.1.2. Zone Sotel

Dans la zone Sotel, il y a une seule centrale de production. Il s'agit d'une turbine gaz-vapeur de 350 MW, exploitée par TWINERG S.A. Cette société dispose donc de 100% de la capacité de production disponible. Sa puissance potentielle sur le marché est toutefois atténuée par la capacité d'importation depuis le réseau belge qui, elle seule, dépasse de loin la charge de pointe du réseau. La production annuelle de la centrale dépasse la consommation de la zone Sotel de façon que le Luxembourg est exportateur net vers la Belgique.

Exploitant de la centrale	Puissance	Nombre d'installations	Type
TWINERG S.A.	350 MW	1	turbine gaz vapeur

### 3.2.1.3. Services auxiliaires

Les services auxiliaires, notamment le réglage primaire et secondaire, la réserve tertiaire et le blackstart, sont fournis par les réseaux en amont, donc RWE-Net et ELIA. Il n'y a actuellement pas de marché pour ces services au Luxembourg.

### 3.2.1.4. Participation active du côté de la demande:

Il n'existe pas de participation active du côté de la demande dans la gestion réelle des flux physiques. Cependant, des appels de centrales et des délestages chez certains clients existent afin de gérer la pointe de consommation globale dans la zone Cegedel.

### 3.2.1.5. Relations contractuelles

Le régulateur n'a pas d'information sur des producteurs qui sont actifs sur une bourse d'électricité. En général, les producteurs disposent de contrats bilatéraux avec des fournisseurs historiques.

Ces contrats sont soit soumis au régime réglementé soit librement négociés. Les contrats réglementés concernent en particulier les productions d'électricité soumises à un régime d'obligation de rachat (énergies renouvelables et cogénération). Les conditions

financières respectives sont déterminées par deux règlements grand-ducaux<sup>11</sup>. Jusqu'en 2001, l'ensemble de ces contrats fut conclu par CEGEDEL S.A., mais depuis lors, différents gestionnaires de réseau concluent leurs contrats avec les producteurs dont les centrales se situent dans leur respectif réseau. Ces contrats sont établis sur base de contrats-type à faire approuver par le régulateur.

Outre la production assurée par TWINERG, les contrats librement négociés couvrent également, pour la plus grande partie, des productions basées sur des sources renouvelables ou sur la cogénération, mais dont les caractéristiques ne permettent pas de les faire bénéficier du régime réglementé.

#### *3.2.1.6. Intégration régionale*

Les réseaux du Grand-Duché font partie des zones de réglage des pays voisins. En l'absence de congestions, ils font donc partie des marchés respectifs et les prix de ces marchés peuvent utilement servir de référence également au Luxembourg.

En termes de flux contractuels transfrontaliers, les volumes suivants ont été échangés entre les différents acteurs pendant l'année 2006 aux interconnexions avec la Belgique et l'Allemagne. La présence d'acteurs de différentes nationalités témoigne du développement de l'intégration régionale.

Contractual Volume and Number of Importers and Exporters (by Nationality)	
Importers on the German Border	
Nationality	#
Luxembourg	1
Germany	1
Belgium	1
Austria	1
The Netherlands	2
Exporters on the German Border	
Nationality	#
Germany	1
Importers on the Belgian Border	
Nationality	#
Luxembourg	1
Exporters on the Belgian Border	
Nationality	#
Belgium	1

#### *3.2.1.7. Approvisionnement au niveau national*

Historiquement, tant CEGEDEL que SOTEL disposaient d'une part de marché de 100% pour l'approvisionnement de leurs respectives zones.

En 2006 la part des acteurs historiques a légèrement baissé depuis l'année précédente et n'atteint plus que 50%. Le HHI<sup>12</sup> qui en résulte est de 2282 pour 2006. Le HHI est donc

<sup>11</sup> Règlement grand-ducal modifié du 30 mai 1994 concernant la production d'énergie électrique basée sur la cogénération. Règlement grand-ducal du 14 octobre 2005 1) concernant la fourniture d'énergie électrique basée sur les énergies renouvelables

<sup>12</sup> Herfindahl-Hirschman Index

sensiblement en baisse (2929 en 2005). La cause principale de cette baisse est la perte de parts de marchés des fournisseurs historiques au profit des nouveaux acteurs. De plus, la consommation dans la zone Sotel a augmenté par rapport à l'année précédente, ce qui mène à un meilleur équilibre de volumes énergétiques entre les grands fournisseurs, contribuant ainsi à une baisse du HHI.

Les importateurs historiques profitent également de leur libre choix sur le marché européen. Ainsi, ils ne s'approvisionnent plus exclusivement par des contrats intégrés à long terme auprès de leurs fournisseurs étrangers mais recourent à des achats diversifiés. CEGEDEL S.A. poursuit ses activités en bourse d'électricité EEX, dont elle est actionnaire et membre. La même tendance est à observer au niveau des distributeurs qui ne s'approvisionnent plus exclusivement auprès de leur fournisseur historique national, mais également auprès de fournisseurs étrangers par des contrats bilatéraux hors bourse. Le fournisseur historique a légèrement perdu des parts de marché dans ce segment de sorte qu'en 2006, les distributeurs se sont approvisionnés en volume d'électricité à 32% (29% en 2005) auprès de nouveaux fournisseurs.

Depuis le début de l'année 2006 deux nouvelles entreprises de fourniture, originaires des Pays-Bas, viennent compléter la liste des fournisseurs actifs sur le marché luxembourgeois. Un nouvel acteur national a commencé la fourniture d'électricité produite sur base d'énergies renouvelables à des clients finals. Deux acteurs encore actifs en 2005 ont cessé leurs activités sur le marché national en 2006.

Au niveau du marché de l'approvisionnement national, le nombre de fournisseurs importateurs a évolué comme suit:

Année	nombre de fournisseurs importateurs	
	Zone Cegedel	Zone Sotel
2001	2	1
2002	2	1
2003	1	1
2004	5	1
2005	6	1
2006	6	1

### **3.2.2. Description du marché de détail**

#### *3.2.2.1. Segment résidentiel*

Les ménages représentent environ 16% du marché de l'électricité. Ils ne sont pas encore éligibles, de façon que les fournisseurs historiques détiennent toujours une part de marché de 100% dans ce segment.

#### *3.2.2.2. Segment du commerce et de l'industrie moyenne*

Parmi le segment du commerce et de l'industrie moyenne, 34 clients à consommation annuelle inférieure à 2 GWh ont changé de fournisseur au cours de l'année 2006. Ces clients ont quitté leur distributeur historique pour se faire approvisionner directement par un autre fournisseur. Le taux de changement dans ce segment n'est toujours pas significatif.

Bien que le nombre de clients qui ont choisi un nouveau fournisseur reste faible, la grande majorité des contrats de fourniture aux clients alimentés en moyenne et haute

tension ont été renégociés. Cette tendance résulte notamment de la suppression du tarif réglementé pour les clients professionnels.

#### 3.2.2.3. *Segment industriel*

Le secteur industriel comprend l'ensemble des consommateurs à consommation annuelle supérieure à 2 GWh. En 2006, 10 clients industriels ont changé de fournisseur et se sont tournés vers un nouvel entrant. La presque totalité des clients du segment industriel dispose de contrats renégociés. De façon générale, les nouveaux contrats sont conclus pour des durées d'une ou de deux années.

#### 3.2.2.4. *Changements de fournisseur*

Au niveau de la fourniture aux clients finals, le nombre de fournisseurs est resté inférieur à celui au niveau de l'importation. Ceci prouve clairement que les possibilités du marché intérieur sont davantage utilisées par les distributeurs historiques pour diversifier leur approvisionnement, tandis que les clients finals maintiennent les relations -bien que renégociées- avec leurs fournisseurs historiques.

Le tableau ci-après renseigne sur l'évolution depuis 2001 du nombre de "fournisseurs historiques", qui en tant qu'entreprises intégrées étaient actifs sur leurs propres réseaux (colonne 2) ou sur d'autres réseaux au Grand-Duché (colonne 3). La colonne 4 reprend le nombre de nouveaux fournisseurs qui ont effectué des fournitures à des clients finals. La ligne "Cumul" indique le nombre total d'acteurs différents sur la période observée.

Année	Nombre de fournisseurs historiques actifs sur leur propre réseau	Nombre de fournisseurs historiques actifs sur d'autres réseaux	Nombre de nouveaux fournisseurs actifs (marché de détail)
2001	13	1	0
2002	13	1	0
2003	12	0	0
2004	10	1	1
2005	10	1	1
2006	10	1	2
Cumul	13	2	2

Il s'ensuit qu'en 2006, chaque consommateur éligible de la zone Cegedel a eu le choix entre son fournisseur historique et au moins un fournisseur alternatif.

*3.2.2.5. Parts de marché*

Fournisseur	Origine	GRT / GRD affilié ?	Industrie		Commerce et industrie moyenne		Résidentiel	
			Nombre	Énergie (GWh)	Nombre	Énergie (GWh)	Nombre	Énergie (GWh)
Cegedel	L	Oui	226		32'939		128'729	
Ville Diekirch	L	Oui	NA		NA		NA	
Ville Echternach	L	Oui	NA		NA		NA	
EIDA S.A.	L	Non	0		6		0	
Electris	L	Oui	1		501		2'693	
Ville Esch	L	Oui	1		1'262		10'066	
Ville Ettelbruck	L	Oui	3		906		3'052	
Ville Luxembourg	L	Oui	65		16'195		39'729	
Soteg	L	Non	12		3		0	
Sotel	L	Oui	10		0		0	
Steinergy (Steinfort)	L	Oui	NA		NA		NA	
Ville Vianden	L	Oui	0		95		563	
TOTAL 100%= <sup>13</sup>	-	-	318	4'252,1	51'907	1'296,9	184'832	838,6

*3.2.2.6. Modalités de changement de fournisseur*

CEGEDEL-NET S.A. a joué un rôle proactif dans la mise en place de procédures de changement du fournisseur. L'ensemble des gestionnaires de réseau ont pu convenir d'harmoniser le plus possible leurs procédures de changement de fournisseur.

Ces procédures permettent à tous les clients éligibles de la zone Cegedel d'exercer sans frais le libre choix d'un fournisseur. La seule démarche requise par le client final est la conclusion d'un contrat de fourniture avec le fournisseur de son choix ; celui-ci se charge alors d'effectuer le changement auprès du gestionnaire de réseau. Le délai minimal nécessaire pour un changement de fournisseur est actuellement d'un mois. En cas de non respect de l'échéance ou du délai de résiliation d'un contrat de fourniture, l'ancien fournisseur pourra s'opposer au changement.

Pour les clients dont la puissance n'est pas enregistrée, des profils standards ont été élaborés par CEGEDEL-NET. Ceux-ci sont utilisés par l'ensemble des gestionnaires de réseau. Les matrices standardisées des profils synthétiques sont publiées sous: [http://www.cegedel.lu/cegedel-net/produits/acces-reseaux/profil\\_synthetiques.html](http://www.cegedel.lu/cegedel-net/produits/acces-reseaux/profil_synthetiques.html).

*3.2.2.7. Prix de l'électricité*

Dans le cadre de la législation actuelle du marché de l'électricité, le régulateur n'a pas de compétences pour surveiller les prix de fourniture d'électricité. De ce fait, il ne dispose pas d'informations fiables sur les prix réellement appliqués aux clients finals. Le régulateur s'appuie ainsi sur les prix de fourniture communiqués à Eurostat et en effectue la décomposition. A noter qu'aucun prix pour l'utilisateur-type Ig n'a été communiqué à Eurostat.

<sup>13</sup> Les données concernant le fournisseur Steinergy ainsi que les fournisseurs communaux d'Echternach et de Diekirch n'ont pas été communiquées et il en est fait abstraction.

## VERSION PUBLIQUE

Seule la fourniture aux clients résidentiels est encore régie par des prix réglementés dont le détail est indiqué ci-après. A partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007, ces tarifs réglementés vont être abolis de sorte que l'ensemble des prix de fourniture seront régis par la libre concurrence. Les tarifs appliqués aux consommations des clients professionnels "basse tension" sont également publiés.

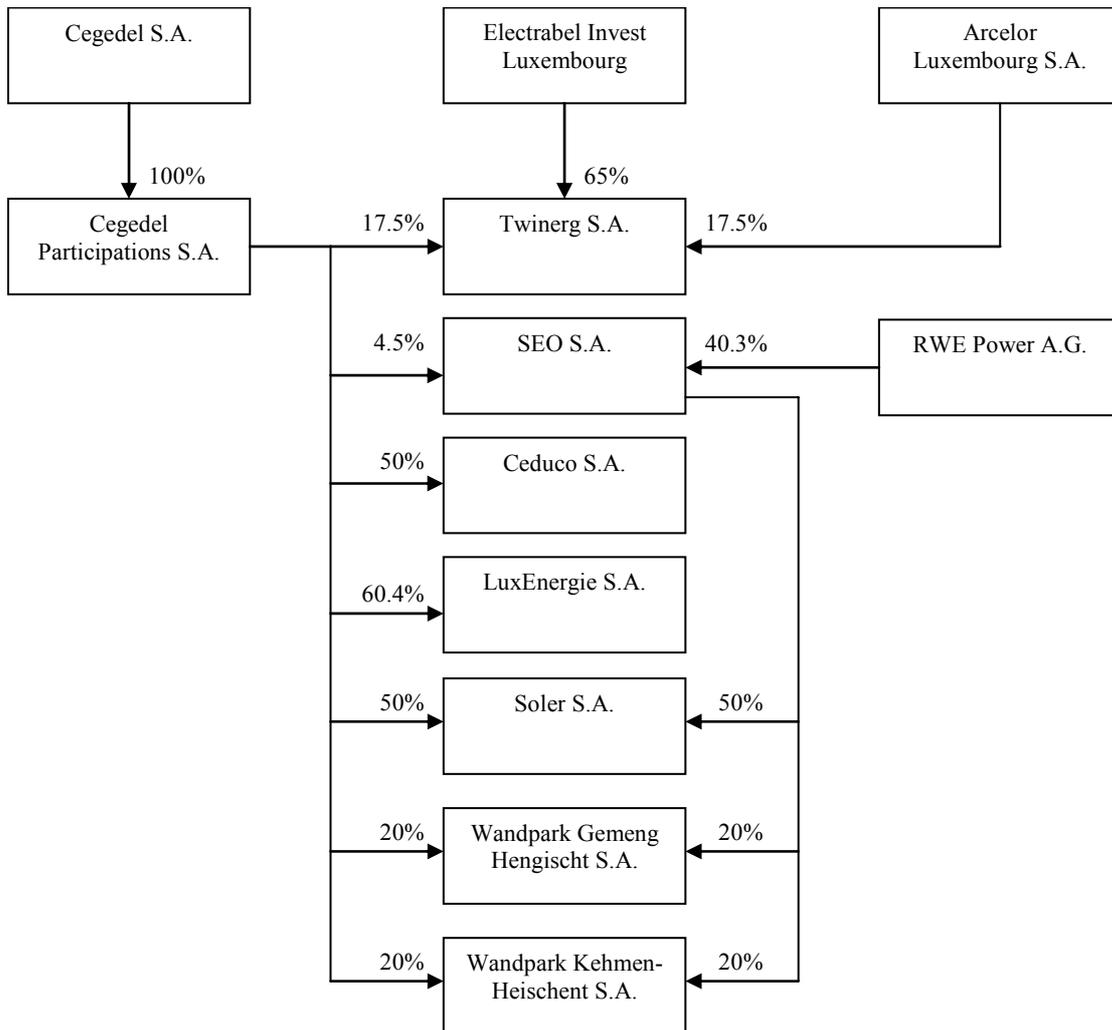
<b>Cost in EUR / MWh</b>	<b>Ig (65kV)</b>	<b>Ib (20kV)</b>	<b>Dc (400V)</b>
Network charges (excl. levies)	7.68	28,96	73,76
Levies included in network charges	0.75	2,7	7,00
Energy costs and supply margin	NA	100,14	80,54
Taxes (incl VAT 6%)	NA	8,44	10,74
<b>Total (including all taxes)</b>	<b>NA</b>	<b>140,24</b>	<b>172,03</b>

### 3.2.2.8. *Liens entre fournisseurs et producteurs nationaux*

Le schéma suivant montre les principales participations des fournisseurs dans les centrales de productions indigènes<sup>14</sup>, qui disposent une capacité d'au moins de 10 MW:

---

<sup>14</sup> Sources: Rapport Annuel 2006 de Cegedel S.A.; Sites internet de RWE Power et SEO S.A.



### 3.2.3. Mesures contre l’abus de position dominante

#### 3.2.3.1. Marché de gros

L’absence de congestions, la part considérable des importations dans l’approvisionnement national ainsi que le nombre d’acteurs importateurs dans la zone Cegedel réduisent significativement le potentiel d’éventuels comportements abusifs. Dans la zone Sotel, la capacité de la centrale Twinerger, bien que dépassant la consommation de ce réseau, est atténuée par la capacité excédentaire des lignes transfrontalières.

La publication d’informations sur la production est régie par les modalités s’appliquant aux zones de réglage respectives. Ainsi, la bourse EEX publie des informations agrégées sur les producteurs de la zone allemande, tandis que le gestionnaire du réseau de transport belge ELIA prévoit la publication de ces informations concernant sa zone de réglage.

*3.2.3.2. Fournisseurs*

En l'absence de transposition de la directive européenne 2003/54/CE, les obligations de transparence et de conditions contractuelles n'étaient pas encore précisées en 2006. Toutefois, la plupart des acteurs historiques déploie des efforts considérables pour mettre en place un cadre contractuel approprié. Le régulateur a insisté auprès des fournisseurs actifs sur le marché de détail, en vue d'une amélioration des informations destinées aux clients finals et de la protection des consommateurs, conformément aux obligations spécifiées à l'Annexe A de la directive 2003/54/CE.

## 4. Régulation et fonctionnement du marché du gaz naturel

### 4.1. Questions relatives à la régulation

#### 4.1.1. Généralités

Etant donné que la loi de transposition de la Directive européenne de l'année 2003 vient d'être votée par le Parlement le 11 juillet 2007, la législation de 2001 (*Loi du 6 avril 2001 relative à l'organisation du marché du gaz naturel*) était toujours d'application en 2006. Cette loi maintient l'approche d'établir une ouverture du marché par étapes tel que prévu par la Directive 98/30/CE. Néanmoins, il est communément accepté qu'en application de la Directive 2003/55/CE et, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004, tous les clients professionnels peuvent exercer leur libre choix du fournisseur. Alors que ce choix est réellement possible sur le réseau de transport depuis l'année 2002, un document intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg<sup>15</sup> » vient récemment de spécifier les modalités pratiques d'accès aux réseaux de distribution. Ces règles de fonctionnement de l'accès aux réseaux sont communes pour l'ensemble des réseaux de distribution qui sont ainsi regroupés dans une Zone de distribution unique. L'allocation des quantités et la répartition des déséquilibres de la Zone de Distribution sont les principales missions assurées par le Clearing<sup>16</sup>.

L'évolution du taux d'ouverture du marché de gaz naturel est reprise dans le tableau ci-après et atteint en 2006 environ 78%<sup>17</sup>.

Year	Threshold GWh/year	Market Opening %
1995		0%
1997		0%
1999		0%
2001	172	46%
2003	57	61%
01.07.2004	residential - see footnote	> 78%
01.07.2007	-	100%

En l'absence d'extraction ou de production de gaz, l'intégralité du gaz naturel consommé au Luxembourg est importée par des conduites à haute pression de la Belgique et de l'Allemagne et, de façon marginale, par une conduite moyenne pression, de la France. Le réseau de gaz actuel n'est pas conçu pour transporter des flux de transit.

#### 4.1.2. Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes visant à faire face à la congestion

Jusqu'en 2006, des problèmes de congestion au niveau national ou au niveau des interconnexions ne sont pas apparus, ni en ce qui concerne les flux physiques, ni sur base des capacités contractées. En l'absence de flux de transit sur le réseau national, les flux reflètent la consommation indigène et sont relativement prévisibles. Les capacités d'importation depuis l'Allemagne et la Belgique sont telles qu'une grande majorité des consommateurs actuels peut potentiellement changer de source d'approvisionnement

<sup>15</sup> [http://www.ilr.etat.lu/gaz/cdd/CodeDistr\\_v1.1.pdf](http://www.ilr.etat.lu/gaz/cdd/CodeDistr_v1.1.pdf)

<sup>16</sup> [www.gazclearing.lu](http://www.gazclearing.lu)

<sup>17</sup> Etant donné que les informations à la disposition du régulateur ne lui ont pas permis de faire une délimitation exacte entre le segment résidentiel et celui du petit commerce, le taux d'ouverture du marché est effectivement plus élevé.

sans entraîner des contraintes sérieuses au niveau des capacités des réseaux. Néanmoins, sur la période du 18 au 21 juin 2006 une interruption, suite à des travaux sur la conduite venant de l'Allemagne, a conduit à une situation où la totalité de la capacité souscrite n'a pas pu être garantie. Bien que les clients finals n'ont pas subis de limitation de leur consommation, vu la consommation de gaz naturel généralement faible dans cette période à températures clémentes, il conviendra d'être vigilant et de veiller à la mise en place de procédures d'allocation transparente et non-discriminatoire de capacités, même dans ces situations exceptionnelles.

Comme le montre le tableau ci-après, la capacité souscrite est bien inférieure à la capacité d'importation disponible.

<b>Réseau</b>	<b>Capacité d'importation</b>	<b>Capacité réservée</b>
SOTEG S.A.	460'000 Nm <sup>3</sup> /h	272'780 Nm <sup>3</sup> /h

En matière de transparence, le faible nombre d'acteurs empêche la publication d'informations sur les capacités souscrites. C'est pourquoi Soteg a maintenu le système des « feux tricolores » pour signaler sur son site Internet la disponibilité de capacité.

Un marché secondaire, bien qu'admissible en vertu des contrats de transport, ne s'est pas développé en 2006, vraisemblablement pour cause de capacité « primaire » suffisante et du faible nombre d'acteurs.

#### **4.1.3. La régulation des tâches des sociétés de transport et de distribution**

##### *4.1.3.1. Les gestionnaires de réseau*

Le Grand-Duché dispose d'un réseau haute pression raccordé aux réseaux belge et allemand. Ce réseau sert à l'acheminement du gaz naturel depuis les points d'entrée aux quelques dizaines de consommateurs directement connectés. Il sert également de réseau d'apport des quatre réseaux de distribution. Les différents gestionnaires de réseau de gaz naturel sont repris dans le tableau suivant:

<b>Fonction</b>	<b>Gestionnaire de réseau / Propriétaire</b>	<b>Longueur du réseau Haute pression (km)</b>	<b>Longueur du réseau Moyenne pression (km)</b>	<b>Longueur du réseau Basse pression (km)</b>
GRT	SOTEG S.A.	300	110	0
GRD	LUXGAZ DISTRIBUTION S.A.	0	123	706
GRD	SUDGAZ S.A.	10	255	671
GRD	Ville de Dudelange	0	10	67
GRD	Ville de Luxembourg	0	52	414

##### *4.1.3.2. Tarification de l'utilisation du réseau*

Aucune modification quant à la détermination des tarifs d'accès au réseau et de son utilisation n'est intervenue au cours de l'année 2006.

En vertu de la *Loi du 6 avril 2001 relative à l'organisation du marché du gaz naturel*, les tarifs et conditions d'utilisation du réseau sont soumis à l'approbation du ministre après avis du régulateur. Le régulateur peut, par ses avis au ministre, suggérer des

modifications aux propositions formulées par les gestionnaires de réseau. Les tarifs proposés par les gestionnaires de réseau sont à baser sur les coûts réellement encourus.

En matière de raccordement, les GRT et GRD sont tenus de publier leurs tarifs et conditions y relatifs. De même, ils sont tenus de rendre accessibles les tarifs d'utilisation du réseau.

Le tableau ci-après renseigne sur les tarifs d'utilisation du réseau de différents clients type. En suivant les conventions en matière de communication des prix à Eurostat, les tarifs d'utilisation du réseau ci-après sont ceux de SOTEG pour le client I4-1 ainsi que de ceux de la Ville de Luxembourg pour les deux autres catégories de clients.

	Number of regulated companies	Approx network access charge Euro/cubic meter		
		I4-1 <sup>18</sup>	I1 <sup>19</sup>	D3 <sup>20</sup>
Transmission	1	0,014		
Distribution	4		0,052	0,084

Les frais d'utilisation du réseau du client I4 qui est raccordé au réseau de transport, prennent en compte uniquement les tarifs d'utilisation du réseau de transport national. Les coûts relatifs à l'acheminement en amont n'y sont pas considérés.

Les frais d'utilisation du réseau des clients I1 et D3 concernent uniquement les tarifs propres à l'utilisation du réseau de distribution de la Ville de Luxembourg, y compris la composante réseau relative au comptage de l'énergie et sans d'éventuels frais des réseaux en amont.

Au niveau du réseau de transport, le tarif correspond à un tarif unitaire par unité de capacité horaire maximale souscrite par un expéditeur transport pour l'intégralité de son portefeuille foisonné. Une offre pour des souscriptions mensuelles est également disponible.

Pour la distribution, les tarifs ont une structure dégressive en fonction de la capacité maximale annuelle et/ou de la consommation annuelle.

#### *4.1.3.3. Equilibrage*

Outre le « stockage en conduite », le réseau luxembourgeois de gaz naturel ne dispose pas de moyens de flexibilité. Dès lors, l'équilibre du réseau est assuré par les réseaux et fournisseurs en amont.

L'équilibre est géré, heure par heure, à un point virtuel (Balancing point). La comptabilisation se fait par fournisseur au niveau de son portfolio. Une bande de tolérance de base est mise à disposition de chaque fournisseur. Une tolérance élargie peut être souscrite moyennant un ballon virtuel. Il s'avère que le système actuel n'est pas favorable à de nouveaux entrants. En effet, la simple allocation d'une bande de tolérance sur base d'un pourcentage fixe appliqué aux nominations de chaque fournisseur, risque de défavoriser les « petits » fournisseurs dont la consommation n'est pas lissée par les effets du foisonnement d'un grand portfolio.

<sup>18</sup> Consommation annuelle 418'600 GJ, durée d'utilisation 4000 h

<sup>19</sup> Consommation annuelle 418,6 GJ

<sup>20</sup> Consommation annuelle 83,7 GJ

Outre le prix asymétrique de l'énergie d'ajustement, des pénalités explicites sont appliquées en cas de dépassement des bandes de tolérances relatives aux quantités horaires (HIT), journalières (DIT) et cumulées (CIT). Les bandes de tolérances sont fixées comme suit:

<b>Bandes de tolérance</b>	<b>DIT</b>	<b>HIT</b>	<b>CIT</b>
période hiver (11 - 3)	3%	50%	3%
période été (4 - 10)	5%	50%	5%

Le détail des prix de l'énergie d'équilibre et des pénalités est renseigné sur le site de SOTEG S.A.<sup>21</sup>.

SOTEG S.A. a mis en place un système en-ligne permettant aux fournisseurs de connaître avec un retard de deux heures la consommation leur attribuable. Les fournisseurs ont alors la possibilité d'adapter leurs nominations en intra-journalier.

Il importe de préciser que les revenus résultant de l'équilibrage et des pénalités relatives au déséquilibre sont considérés comme recette lors de la détermination des tarifs d'utilisation du réseau.

#### *4.1.3.4. Accès aux réseaux de distribution*

Ce document, intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg », et disponible sur le site internet du régulateur<sup>22</sup>, décrit :

- le modèle d'accès aux réseaux de distribution,
- le modèle de gestion des flux et de l'équilibre sur les réseaux de distribution,
- les processus et procédures pris en charge par le Clearing,
- les profils standards de consommation de gaz naturel pour les points de comptage n'étant pas équipés d'appareils de mesure horaire de la consommation ainsi que leurs modalités d'utilisation,
- le processus et les modalités de changement de Fournisseur,
- les modalités d'échanges de données entre acteurs actifs sur la Zone de Distribution.

Tous les réseaux de distribution seront réunis dans une zone de distribution virtuelle. La réservation de capacités ainsi que les nominations et l'allocation des quantités de gaz se feront donc à un point virtuel de livraison situé entre la zone de transport et la zone de distribution. L'équilibre de la zone virtuelle est assuré par le réseau de transport en amont. Un « clearing » central effectuera la réconciliation des flux afin de pouvoir allouer à chaque fournisseur actif les quantités lui attribuables. Au niveau du transport, la zone de distribution sera considérée comme un ensemble de façon à ce que chaque fournisseur y actif profite du foisonnement global au niveau de la zone. Uniquement en cas de dépassement des tolérances applicables à la zone de distribution dans son ensemble, le clearing déterminera les responsables de ces dépassements qui subiront alors des pénalités. A cause de la cadence annuelle pour relever la consommation d'une partie des compteurs, la réconciliation définitive des flux n'est possible qu'après 15 mois. C'est pourquoi deux réconciliations provisoires en M+1 et M+3 permettront de clôturer les fournitures à destination de clients dont les compteurs sont relevés mensuellement.

<sup>21</sup> [http://www.soteg.lu/mmp/online/website/content/tranport\\_gaz/tarif\\_transport/index\\_FR.html](http://www.soteg.lu/mmp/online/website/content/tranport_gaz/tarif_transport/index_FR.html)

<sup>22</sup> <http://www.ilr.etat.lu/gaz/cdd/index.html>

Le « Code de Distribution » regroupe l'ensemble des règles, modalités et contrats-types nécessaires à un accès aux réseaux de distribution. Le Clearing est l'entité qui assure les missions de l'allocation des quantités et de la répartition des déséquilibres de la Zone de Distribution aux fournisseurs. Un accès sécurisé au portail internet du Clearing<sup>23</sup> est attribué à chaque fournisseur approvisionnant au moins un consommateur sur un des réseaux de distribution. Cet accès leur permet de suivre leurs nominations, allocations et déséquilibres. Seront en outre publiés les nominations et mesures horaires totales de la zone de distribution ainsi que son déséquilibre global. Le portail du GazClearing constitue également une plateforme d'échange de données entre les fournisseurs, les gestionnaires de réseaux et le Clearing. Le contenu, le format et les échéances des données à communiquer sont clairement définis dans le « Code de Distribution ». L'activité du Clearing est assumée dans un premier temps par SOTEG S.A., le traitement des données s'effectuant sur des serveurs informatiques clairement distincts des supports informatiques nécessités par les autres activités de l'entreprise.

Le GRD est responsable de l'agrégation des quantités de gaz consommé par les consommateurs raccordés à son réseau. Pour réaliser cette agrégation pour les clients de chaque fournisseur actif sur son réseau, il se base sur les courbes de charge horaires des clients avec enregistrement de la courbe de charge ainsi que sur les profils standards<sup>24</sup> de consommation de gaz naturel pour les points de comptage n'étant pas équipés d'appareils de mesure horaire de la consommation.

#### **4.1.4. Séparation effective**

##### *4.1.4.1. Séparation juridique*

Aucune des entreprises de gaz naturel n'a réalisé une séparation juridique entre les activités réseau et les autres activités. En vertu de l'article 28.6 de la directive 2003/55/CE, le gestionnaire de réseau de transport dispose d'une dérogation jusqu'en 2009. Aucun des gestionnaires de réseau de distribution n'a plus de 100'000 clients de façon que l'obligation de séparation juridique ne leur incombe pas.

L'actionnariat des différentes entreprises de gaz naturel se compose comme suit:

SOTEG S.A:

- Etat Luxembourgeois: 21%
- ARCELOR Luxembourg S.A.: 20 %
- E.ON - Ruhrgas: 20%
- CEGEDEL-PARTICIPATION S.A.: 19%
- Société nationale de crédit et d'investissement: 10%
- SAAR-FERNGAS A.G: 10%

LUXGAZ DISTRIBUTION S.A.

- Etat Luxembourgeois: 30%
- SOTEG S.A.: 25 %
- CEGEDEL-PARTICIPATION S.A.: 13,7%
- Diverses communes: 30%
- Corps de métier sanitaire, chauffage et aération : 1.3%

---

<sup>23</sup> [www.gazclearing.lu](http://www.gazclearing.lu)

<sup>24</sup> [http://www.ilr.etat.lu/gaz/cdd/Profils\\_standards\\_Gaz\\_Luxembourg\\_2007.xls](http://www.ilr.etat.lu/gaz/cdd/Profils_standards_Gaz_Luxembourg_2007.xls)

SUDGAZ S.A.

est détenue par 15 communes du sud du pays<sup>25</sup>

Les deux autres entreprises de gaz naturel font partie intégrante des administrations communales respectives (Villes de Luxembourg et de Dudelange).

L'entreprise SOTEG S.A., à la fois gestionnaire d'un réseau de transport de gaz naturel, fournisseur de gaz naturel et d'électricité, est exempté de la séparation juridique jusqu'en 2009. Elle opère des refacturations internes entre ses différentes activités régulées et les activités ouvertes à la concurrence pour rémunérer les prestations de services partagés. SOTEG a augmenté son effectif en 2006 de 25 à 36 personnes pour assumer les défis de la libéralisation. Elle opère entre autres la plateforme du Clearing sur des serveurs informatiques distincts des autres serveurs de l'entreprise.

#### *4.1.4.2. Corporate identity*

Les entreprises de gaz naturel n'ont pas introduit d'entités juridiques distinctes pour délimiter les activités de fourniture des activités relatives au réseau. Une telle obligation ne ressort d'ailleurs pas de la législation en vigueur et le régulateur n'est pas habilité à l'imposer.

Néanmoins, les entreprises de distribution commencent à opérer une séparation virtuelle de leurs activités à l'image de Luxgaz Distribution S.A. qui a introduit dans ses contrats de même que sur son site internet une séparation fictive de ses activités de réseau (« Luxgaz Connect ») et de ses activités de fourniture (« Luxgaz Energy »). Cette séparation est accompagnée de logos différents pour les deux activités pour véhiculer l'image de l'entreprise à l'extérieur.

Déjà en 2003, la Ville de Luxembourg avait créé sa filiale LEO (Luxembourg Energy Office) S.A., pour effectuer les mesures de fidélisation de la clientèle, la facturation, tout comme l'approvisionnement en gaz et en électricité.

#### *4.1.4.3. Séparation comptable*

Les entreprises intégrées de gaz naturel doivent tenir dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour leurs activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel et, le cas échéant, des comptes consolidés pour les activités non liées au gaz, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes. Elles font figurer dans leurs comptes internes un bilan et un compte de résultats pour chaque activité.

Le contrôle de la comptabilité commerciale est effectué par le réviseur d'entreprises chargé par l'entreprise de gaz naturel. Le régulateur n'intervient pas dans ce contrôle. Bien qu'il dispose d'un droit d'accès à la comptabilité des entreprises de gaz naturel, il n'a pas de compétences légales lui permettant de préciser les modalités d'imputation, voire de sanctionner efficacement le non-respect de celles-ci. En vertu de la nouvelle loi relative à l'organisation du marché de gaz naturel, votée en date du 11 juillet 2007 et qui entrera en vigueur prochainement, le régulateur charge un réviseur d'entreprises de la vérification de la conformité de la comptabilité de l'entreprise d'électricité lorsqu'une entreprise de gaz naturel ne répond pas aux obligations de dissociation comptable.

---

<sup>25</sup> Esch/Alzette, Differdange, Pétange, Schifflange, Sanem, Bascharage, Bettembourg, Kayl, Rumelange, Mondercange, Roeser, Reckange, Dippach, Garnich et Clemency.

## **4.2. Questions concernant la concurrence**

Le marché du gaz naturel est caractérisé par la dépendance complète de l'importation. L'approvisionnement national est principalement assuré par des réseaux belges et allemands.

La consommation globale du pays a progressé significativement ces dernières années, notamment à cause de la mise en service d'une grande centrale électrique alimentée au gaz naturel (turbine gaz-vapeur) de 350 MW. La consommation nationale de gaz naturel a ainsi progressé de 9,9 TWh en 2001 à 15,5 TWh en 2004. En 2005, la consommation nationale a légèrement diminué à 15,2 TWh, ceci à cause d'un arrêt temporaire pour cause de maintenance, de la centrale électrique pendant le mois de février 2005. En 2006, la consommation nationale a de nouveau progressé à 15,9 TWh.

Au Luxembourg, il n'y a pas de marché de gros proprement dit. L'approvisionnement en gros s'effectue sur les marchés étrangers. C'est pourquoi le rapport décrit la situation au niveau de l'approvisionnement national (importation) et de la fourniture aux consommateurs finals.

### **4.2.1. Description du marché de gros - approvisionnement national**

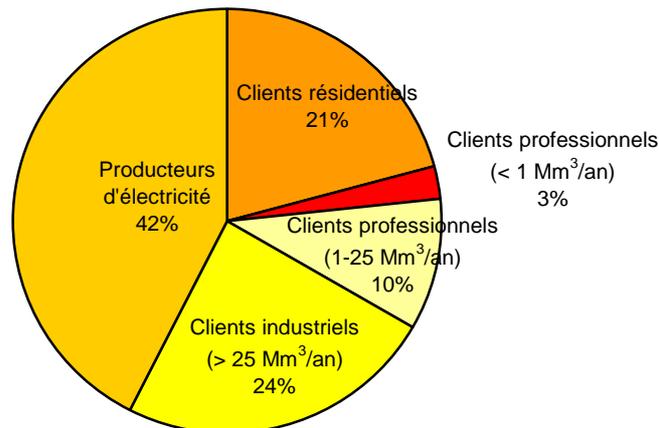
Malgré l'arrivée sur le marché d'un nouvel importateur, les structures historiques du secteur persistent. Les quatre distributeurs s'approvisionnent toujours intégralement auprès de l'importateur historique SOTEG S.A., qui, de son côté, s'approvisionne moyennant des contrats historiques qui viennent à échéance entre 2009 et 2015. Une partie des prix de fourniture résultant de ces contrats est indexée sur base de produits pétroliers, l'autre partie sur base du charbon. Toutefois, ces contrats historiques n'empêchent pas l'importateur historique de saisir les opportunités qui se présentent sur le marché européen. A cette fin, SOTEG S.A. s'est fait octroyer une autorisation de fourniture en France. Dans le même objectif de diversification, SOTEG S.A. a signé au début de l'année 2007 un accord pour la construction commune d'une turbine gaz-vapeur en Allemagne avec Gazprom Marketing&Trading.

La concurrence sur le marché du gaz naturel se développe de façon moins accélérée que sur le marché de l'électricité; deux fournisseurs non historiques ayant obtenu leur autorisation de fourniture à des sites de clients finals éligibles, à savoir Gaz de France S.A. et Cegedel S.A.

### **4.2.2. Description du marché de détail**

Le marché de détail, décrivant la situation au niveau de la fourniture aux consommateurs finals, peut être divisé dans les segments de consommateurs suivants :

## Répartition du marché de détail par segments de consommateurs



Par rapport à l'année 2005, cette répartition est marquée d'une très grande stabilité. Comme seuls les clients résidentiels sont exclus de l'éligibilité jusqu'en juillet 2007, le taux d'ouverture du marché du gaz naturel se situait à 79% en 2006.

#### 4.2.2.1. Segment résidentiel

Les ménages représentent environ 21 % du marché du gaz naturel. Ils n'étaient pas encore éligibles en 2006, de façon que les fournisseurs historiques détenaient une part de marché de 100% dans ce segment.

#### 4.2.2.2. Segment du commerce et de l'industrie moyenne

Au niveau de la fourniture aux clients finals du segment du commerce et de l'industrie moyenne, représentée sur le graphique par les consommateurs à consommation annuelle inférieure à 25 millions m<sup>3</sup>, les distributeurs historiques se limitent toujours à approvisionner les clients finals raccordés à leurs réseaux respectifs, à l'exception d'un seul client d'un réseau de distribution, qui est approvisionné directement par l'importateur historique. Une concurrence entre ces distributeurs n'a pas encore été observée. Ce segment représente environ 12% du marché national.

#### 4.2.2.3. Segment industriel

Au sein du secteur industriel, qui représente 21% du marché, uniquement 7 clients finals, hors producteurs d'électricité, sont présents dans ce segment à consommation annuelle supérieure à 25 millions m<sup>3</sup>.

#### 4.2.2.4. Producteurs d'électricité

Les producteurs d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération) représentent 42 % de la consommation de gaz naturel.

#### 4.2.2.5. Nouveaux fournisseurs

Il convient de relever qu'en vertu du *règlement grand-ducal du 19 mai 2003 relatif aux autorisations pour la fourniture de gaz naturel*, tout fournisseur de gaz naturel doit se faire octroyer une autorisation de fourniture. Au cours de l'année 2005, deux nouveaux entrants ont reçu une autorisation (Gaz de France et Cegedel). Une troisième demande

d'autorisation de fourniture de la part d'un fournisseur alternatif est actuellement en phase d'évaluation.

Le marché du gaz naturel au Luxembourg ne suscite donc pas vraiment l'intérêt des fournisseurs étrangers au niveau de la distribution. L'application du « Code de Distribution » décrivant des modalités claires d'un accès commun à tous les réseaux de distribution, en incitera éventuellement plus de fournisseurs, même si la taille du marché est limitée.

*4.2.2.6. Modalités de changement de fournisseur*

Au niveau du réseau de transport, les procédures de changement de fournisseur en place prévoient un préavis d'au moins un mois. Le changement de fournisseur intervient sans frais pour le client final.

Au niveau des réseaux de distribution, le « Code de Distribution » décrit de manière détaillée les modalités de changement de fournisseur. Elles sont communes à tous les réseaux de distribution et s'appliquent aux clients avec enregistrement de la courbe de charge ainsi qu'aux clients profilés. Le changement de fournisseur est rendu effectif au plus tard deux mois après la demande, de la part du nouveau fournisseur, auprès du gestionnaire du réseau de distribution concerné.

*4.2.2.7. Prix du gaz naturel*

Le régulateur n'a pas les moyens légaux nécessaires afin de conduire une enquête sur les prix pratiqués sur le marché. C'est pourquoi, le tableau ci-après montre la décomposition basée sur les tarifs publiés par Eurostat, relatifs au 1<sup>er</sup> semestre 2007.

<b>Cost in EUR / MWh</b>	I4-1	I1	D3
Network charges (excl. levies)	1,20	4,62	7,38
Levies included in network charges	0,00	0,00	0,00
Energy costs and supply margin	18,99	32,79	31,75
Taxes (VAT 6% incl)	1,22	2,27	2,34
<b>Total (including all taxes)</b>	<b>21,42</b>	<b>39,67</b>	<b>41,47</b>

La rémunération des réseaux supérieurs est incluse dans le coût de l'énergie. Les frais du gestionnaire de réseau relatifs au comptage sont inclus dans les frais d'utilisation du réseau.

## **5. Sécurité de l'approvisionnement**

Le régulateur n'a pas de compétences légales en matière de la sécurité de l'approvisionnement et ne peut donc pas fournir d'informations détaillées à ce sujet.

### **5.1. Electricité**

Le gestionnaire des réseaux de transport est tenu de garantir les capacités suffisantes et de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. Le Commissaire de Gouvernement à l'Energie surveille l'état général des réseaux ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement. A travers ses rapports, il tient notamment compte de l'équilibre escompté entre l'offre de la demande, des perspectives en matière de sécurité d'approvisionnement et des projets d'investissements.

La construction de nouvelles installations de production est soumise à une autorisation par le ministre ayant l'énergie dans ses attributions. L'octroi de l'autorisation tient notamment compte de la sécurité des infrastructures du réseau, du choix des sites de production et des sources d'énergie primaire.

### **5.2. Gaz naturel**

Les gestionnaires de réseaux établissent des plans quinquennaux de développement de leurs réseaux, régulièrement mis à jour et notifiés au ministre. Le rapport du Commissaire de Gouvernement à l'Energie expose les résultats du suivi de la sécurité d'approvisionnement dont fait également partie une évaluation des contrats d'approvisionnement en gaz naturel à long terme.

## 6. Questions relatives au service public

L'unique obligation de service public actuellement précisée par voie de règlement grand-ducal concerne le rachat de la production d'électricité sur base de sources d'énergies renouvelables ou de la cogénération. La contribution exigible dans le chef des clients finals pour financer l'obligation de service public, est récoltée par les gestionnaires de réseau, soit directement auprès du client final, soit auprès de son fournisseur lors d'une fourniture intégrée. Le rachat du volume d'électricité injecté dans le réseau s'effectue sur base de contrats-type à approuver par le régulateur.

En ce qui concerne les prix de fourniture régulés, les seuls tarifs régulés et concernant la fourniture d'électricité aux clients résidentiels, ont été abolis au 1<sup>er</sup> juillet 2007 avec l'ouverture complète du marché de l'électricité et du gaz naturel. L'intégralité des consommateurs est donc exposée aux prix du marché librement négociés.

Avant la transposition en droit national des directives 2003/54/CE et 2003/55/CE, le régulateur a insisté auprès des fournisseurs afin qu'ils respectent les obligations leur incombant en vertu de l'Annexe A des directives. Ces recommandations concernaient la transparence des conditions contractuelles de fourniture, les modalités de publication des tarifs de fourniture destinés aux clients résidentiels et l'amélioration de l'information aux consommateurs.

En ce qui concerne les clients vulnérables en défaillance de paiement, aucune déconnexion ne peut avoir lieu lorsque le client est pris en charge par le service social de sa commune de résidence.

En vue d'une meilleure information des consommateurs, les fournisseurs d'électricité doivent indiquer sur leurs factures, sur leur site internet et dans leurs documents promotionnels, la contribution de chaque source d'énergie dans leur approvisionnement destiné aux clients finals. Les informations concernant l'incidence du mix énergétique sur l'environnement sont également fournies.