



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS  
DE RÉGULATION

Rapport de l'Institut Luxembourgeois de Régulation  
sur ses activités et sur l'exécution de ses missions  
dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel

Année 2013

transmis

à la Commission européenne,  
à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie  
et  
au Ministre de l'Economie

Luxembourg, septembre 2014



## Table des matières

Introduction .....	4
1. Développements majeurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel .....	6
2. Le marché de l'électricité .....	12
2.1. Régulation des réseaux.....	12
2.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau .....	12
2.1.2. Fonctionnement technique .....	16
2.1.3. Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux.....	23
2.1.4. Questions transfrontalières.....	25
2.1.5. Observation du cadre législatif et réglementaire.....	27
2.2. Aspects relatifs à la concurrence.....	29
2.2.1. Marché de gros.....	29
2.2.2. Marché de détail.....	32
2.3. Sécurité d'approvisionnement .....	39
3. Le marché du gaz naturel .....	43
3.1. Régulation des réseaux.....	43
3.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau .....	43
3.1.2. Fonctionnement technique .....	46
3.1.3. Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux.....	50
3.1.4. Questions transfrontalières.....	52
3.1.5. Observation du cadre législatif et réglementaire.....	54
3.2. Aspects relatifs à la concurrence.....	56
3.2.1. Marché de gros.....	56
3.2.2. Marché de détail.....	56
3.3. Sécurité d'approvisionnement .....	59
4. Protection des consommateurs .....	62
4.1. Protection des consommateurs .....	62
4.2. Règlement de litiges .....	65
Glossaire .....	67
Tableaux.....	68
Graphiques .....	68

## Introduction

Dans sa fonction d'autorité de régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel, l'Institut Luxembourgeois de Régulation (ci-après « l'Institut ») est tenu de dresser un rapport sur ses activités et sur l'exécution de ses missions dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel à destination des autorités nationales et communautaires. Ainsi, les Directives européennes 2009/72/CE sur le marché de l'électricité et 2009/73/CE sur le marché du gaz naturel prévoient dans leurs respectifs articles 37 et 41 que les autorités de régulation présentent un rapport annuel sur leurs activités et l'exécution de leurs missions aux autorités compétentes des États membres, à l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après « ACER ») et à la Commission.

Le présent rapport doit rendre une image des développements en 2013 sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel au Luxembourg en décrivant les activités menées et accompagnées par l'Institut dans la cadre de la régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel mais également en ce qui concerne les aspects relatifs à la concurrence, la protection des consommateurs et la sécurité de l'approvisionnement.

Les activités ayant marqué l'exercice 2013 se sont focalisés à l'accompagnement des travaux préparatoires en vue d'un renforcement de l'interconnexion entre les réseaux de transport d'électricité belge et luxembourgeois ainsi qu'à l'étude de la faisabilité d'une intégration des marchés de gaz naturel entre ces mêmes pays.

Les missions de l'Institut matière de surveillance de la dissociation des activités des entreprises d'électricité et de gaz naturel, du plan de développement décennal du réseau de transport ainsi que des prix facturés aux clients résidentiels, élargies à travers la Loi du 7 août 2012<sup>1</sup>, ont été abordés et différents projets et analyses sont en cours d'exécution.

Au niveau du marché de détail, l'Institut contribue au développement de l'architecture du système de comptage intelligent et d'une communication de marché efficiente et automatisée.

Au niveau européen, l'Institut contribue aux travaux de l'ACER à travers le Conseil des Régulateurs, un des organes de l'ACER qui est composé des 28 régulateurs de l'Union européenne.

L'ACER joue un rôle central dans le développement des codes réseau paneuropéens qui sont critiques pour un marché européen intégré de l'énergie, en particulier à travers la détermination des orientations-cadre auxquels les codes réseau doivent se conformer et à travers la supervision des réseaux européens des gestionnaires de réseau de transport (REGRTs).

---

<sup>1</sup> Loi du 7 août 2012 modifiant la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Mémorial A n° 178 du 22 août 2012, p. 2657)

---

Toutes les données chiffrées contenues dans le présent rapport sont basées sur les informations fournies par les entreprises d'énergie soumises à la surveillance de l'Institut Luxembourgeois de Régulation. Sauf indication contraire toutes les valeurs se relatent au 31 décembre 2013.

Bien que l'Institut mette tout en œuvre pour assurer la qualité de l'information, il se peut que certaines données proposées dans le présent rapport puissent contenir des imperfections de toute nature, tant dans la forme que dans le contenu spécifique.

Toutes ces informations sont donc fournies sans aucune garantie de quelque sorte que ce soit, expresse ou implicite et n'engagent aucunement l'Institut compte tenu des nombreux facteurs extérieurs et indépendants de sa volonté qui doivent être considérés.

## **1. Développements majeurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel**

En 2013, le marché de l'électricité au Grand-Duché de Luxembourg comptait 281.442 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,33 TWh. Ces clients finals se répartissent entre neuf entreprises de fourniture d'électricité. Des mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs ont été observés en 2013 pour le groupe de consommateurs industriels ainsi que pour le groupe des petits consommateurs professionnels pour lesquels les taux de changement de fournisseur se sont élevés à respectivement 6,3% et 2,8% en volume. Pour le groupe des consommateurs résidentiels, le taux de changement de fournisseur reste néanmoins faible.

Au niveau de la qualité de l'approvisionnement, les gestionnaires de réseaux de distribution ont rapporté 147 interruptions supérieures à trois minutes, dont 96 n'étaient pas planifiées. Concernant la qualité de service, l'Institut a recensé des données indiquant pour les raccordements électriques le non-respect du délai de réponse à une demande dans 12% des cas et le non-respect du délai de réalisation dans 21% des cas. Ces données démontrent une amélioration constante en ce qui concerne le respect du délai de réponse de 10 jours par rapport aux données de 2011 (53%) et 2012(26%), tout comme une légère amélioration concernant le respect du délai de réalisation par rapport à 2011 (22%) et 2012 (29%).

Dans le secteur du gaz naturel, le Grand-Duché du Luxembourg comptait 84.277 consommateurs représentant une consommation nationale de 11,3 TWh ce qui constitue une diminution de 2,0 TWh par rapport à l'année 2012. Cette forte diminution est liée à des changements substantiels du régime de fonctionnement de la centrale TGV d'Esch-sur-Alzette dont les heures de fonctionnement ont diminué d'environ la moitié en 2013 par rapport à 2012. La capacité totale réservée sur le réseau de transport s'élevait à 280.000 Nm<sup>3</sup>/h. Cinq entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché, trois sur le marché résidentiel et cinq sur le marché non résidentiel.

### **1.1. Compétences de l'Institut**

L'Institut se présente comme acteur neutre ayant comme fonction d'assurer et de superviser le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ainsi qu'un service universel de base dans l'intérêt des consommateurs. Promouvant une concurrence effective et durable en évitant toute discrimination d'accès pour les nouveaux entrants, l'Institut permet aux consommateurs de choisir librement parmi un nombre toujours plus important d'offres et de produits à des prix équitables et concurrentiels.

#### ***DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION***

L'Institut veille à éviter toute discrimination relative à l'accès aux réseaux grâce à la dissociation juridique, fonctionnelle et comptable, notamment à travers l'analyse des comptes séparés par activité et des contrats de prestation de services et règlements intérieurs en place au sein de l'entreprise verticalement intégrée.

La loi du 7 août<sup>2</sup> 2012 a introduit un critère additionnel qui vise à éviter qu'une entreprise d'électricité ne puisse tirer profit de son intégration verticale pour fausser le jeu de la concurrence. Désormais, l'Institut doit surveiller les pratiques de communication et les

---

<sup>2</sup> Loi du 7 août 2012 modifiant la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

stratégies de marque du gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée. Celui-ci doit s'abstenir de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée.

En outre, l'Institut a analysé le programme d'engagements du gestionnaire de réseau Creos Luxembourg S.A. présenté dans le cadre de l'article 32(d) de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après la « Loi Electricité ») et l'a interpellée au sujet des divers aspects de la dissociation fonctionnelle. Suite à ces remarques, le programme d'engagement a été adapté par Creos Luxembourg S.A., qui a fait suite aux interpellations de l'Institut et mis en place une campagne d'information interne se basant sur le même programme d'engagement. Cette campagne vise à rappeler aux employés du gestionnaire de réseau verticalement intégré des obligations découlant de l'article 32 de la Loi Electricité et les sanctions y relatives prévues dans le programme d'engagement dans le cas de la non-exécution de l'obligation générale de non-discrimination.

Un premier rapport du Compliance Officer de Creos Luxembourg S.A. informant l'Institut des mesures implémentées suite au programme d'engagements est parvenu à l'Institut et a été publié par Creos Luxembourg S.A. sur son site Internet.

Afin d'éviter toute confusion au sein du grand public concernant les missions des gestionnaires, l'Institut continue à élargir son site STROUMaGAS.lu servant de portail d'information ainsi que ses activités de communication pour améliorer les échanges avec le consommateur et la concurrence sur les marchés.

#### ***DÉTERMINATION DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT ET D'UTILISATION DES RÉSEAUX***

Depuis l'entrée en vigueur de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, chaque gestionnaire de réseau est obligé de raccorder à son réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande. Ils doivent également soumettre à la procédure d'acceptation de l'Institut, les conditions techniques, financières et générales de raccordement.

En 2013, 706 demandes de raccordement de centrales de production d'électricité basée sur les sources d'énergies renouvelables ont été adressées aux différents gestionnaires de réseau et 541 installations de production à base de sources d'énergies renouvelables ont été mises en service.

En matière de méthodologie tarifaire pour l'utilisation des réseaux, les règlements E12/05/ILR et E12/06/ILR du 22 mars 2012<sup>3</sup> continuent à s'appliquer. Ces règlements tiennent compte de nouveaux éléments dont le découplage partiel entre les charges réelles et les revenus autorisés au niveau des charges d'exploitation dites contrôlables ou encore l'introduction de facteurs visant à améliorer les performances ainsi que l'évaluation plus rigoureuse des grands projets d'investissement. En effet, le modèle de régulation incitative a été introduit par l'Institut dans le but d'inciter les gestionnaires à une gestion encore plus efficace et raisonnable des ressources.

---

<sup>3</sup> Règlement E12/05/ILR du 22 mars 2012 conclu par l'Institut fixant la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2013 à 2016 et abrogeant le règlement E09/03/ILR du 2 février 2009.

## **SUPERVISION ET SUIVI DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE**

- **Marché de gros**

Sur le marché de l'électricité, il n'existe pas de bourse spécifique pour le Luxembourg. Toutefois, en raison d'absence de congestion sur les lignes d'interconnexion transfrontalières, le marché de gros luxembourgeois est intégré à la zone de prix allemande<sup>4</sup> ce qui permet aux acteurs de participer aux échanges d'électricité à la bourse allemande. Avec l'instauration des nominations *intraday* courant 2014, les acteurs du marché auront la possibilité de participer également au marché intraday de la bourse EPEX SPOT et de valoriser les transactions effectuées auprès des consommateurs luxembourgeois.

En ce qui concerne le développement de la concurrence, l'année 2013 confirme la présence de fournisseurs alternatifs étrangers au niveau de l'approvisionnement national en électricité.

La plupart des fournisseurs qui sont actifs au Grand-Duché s'approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers, la concurrence étant caractérisée majoritairement par le niveau d'importation depuis les pays voisins. En 2013, neuf fournisseurs ont importé de l'énergie électrique depuis l'Allemagne, la Belgique et la France. Le Luxembourg couvre 28,3 % de la consommation nationale par la production nationale dont 7,9% proviennent d'énergies renouvelables et le solde est couvert par les importations nettes à concurrence de 71,7 %.

En 2013, le volume des échanges sur le marché national de gros est de 8,60 TWh correspondant à une hausse de 14,4% par rapport à l'année précédente.

L'Institut n'a pas détecté d'abus de position dominante sur le marché de gros. Le HHI<sup>5</sup> se situe à 2.262 points et reste proche de sa valeur en 2012 (2.311).

Au Luxembourg il n'y a pas de marché de gros de gaz naturel proprement dit. L'approvisionnement en gros s'effectue sur les marchés étrangers. Les prix de marché représentatifs sont ceux des marchés adjacents (NCG, TTF, ZTP). Les expéditeurs ont la possibilité d'échanger le gaz naturel aux points d'entrée au Luxembourg.

- **Marché de détail**

Neuf entreprises d'électricité opèrent sur le marché de détail au Luxembourg, 7 sur le marché résidentiel et neuf sur le marché non résidentiel. Par conséquent, le marché luxembourgeois de l'électricité compte un nombre d'acteurs assez important pour sa taille. Cependant, trop peu de ces acteurs ne disposent de parts de marchés significatives à ce jour.

Sur le marché du gaz naturel, cinq entreprises se partagent le marché au Grand-duché, trois sont actives sur le marché résidentiel et cinq sur le marché non résidentiel. Le marché témoigne d'un faible nombre d'acteurs avec un quasi-monopole sur les segments des consommateurs industriels et des producteurs d'électricité.

En 2013, le taux de changement de fournisseur sur le marché de détail de l'électricité s'élève à 4,6 % en termes de volume et à 0,18 % en termes de nombres de clients. Avec un taux de

---

<sup>4</sup> Abstraction faite du réseau industriel Sotel qui est raccordé au réseau de transport belge et, depuis octobre 2013, également au réseau de transport français.

<sup>5</sup> Herfindahl-Hirschman Index: indicateur de concentration de marché dont une valeur de 10.000 indique la concentration maximale, c.-à-d. un acteur qui détient une part de marché de 100%



5,3 % en volume, les clients professionnels montrent plus d'activité de changement que les clients résidentiels (0,08%). En ce qui concerne le segment industriel, le taux se situe à 6,3% en volume pour l'année 2013.

Dans le secteur du gaz naturel, le taux de changement de fournisseur reste en-dessous de 0,1% avec seulement 29 changements toutes catégories confondues : 25 clients finals appartenant au segment résidentiel, 4 changements dans le segment du commerce et de l'industrie moyenne.

#### ***SURVEILLANCE DES PRIX DE FOURNITURE ET DES TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU***

Le prix de l'énergie électrique, les tarifs du réseau de distribution approuvés par l'Institut ainsi que la taxe sur l'énergie, la TVA et la contribution aux obligations de service public (OSP) telle que celle au mécanisme de compensation, sont les cinq éléments tarifaires qui déterminent les grandes tendances de prix pour les consommateurs raccordés au réseau de distribution.

La hausse des prix de l'électricité pour les clients résidentiels constatée pour l'année 2012 est suivie d'une légère baisse en 2013. Alors que les frais d'utilisation du réseau, les taxes et la contribution au mécanisme de compensation sont restés stables par rapport à l'année 2012, la baisse s'explique notamment par la baisse du prix de l'énergie sur le marché de gros.

Finalement, les prix du gaz naturel pour deux catégories de clients différents ont été publiés par Eurostat pour le second semestre 2013. Ainsi, pour un client résidentiel consommant entre 5,6 - 55,6 MWh/an, le prix intégré (énergie et frais réseau) hors taxes se situe à 50,80 EUR/MWh par rapport à 53,70 EUR/MWh en 2012 et pour un client industriel consommant entre 2.778 - 27.778 MWh/an à 44,40 EUR/MWh contre 50,60 EUR/MWh en 2012.

#### ***PROTECTION DES CONSOMMATEURS***

Le consommateur devient un élément de plus en plus central dans l'activité de l'Institut. Le 3<sup>e</sup> Paquet de l'énergie, impose aux régulateurs nationaux de fournir plus de transparence, une meilleure communication et une meilleure protection du consommateur compte tenu de sa vulnérabilité face aux fournisseurs et face à un marché libéralisé de plus en plus difficile à cerner. Au cours de l'année 2013, l'Institut a élargi son site dédié aux consommateurs finals ([www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu)). Ce dernier assume le rôle de guichet unique et instruit les clients sur leurs droits, possibilités et devoirs dans le contexte du marché de l'énergie libéralisé. Plusieurs fiches d'information sont dès lors disponibles sur le site, portant des informations sur les acteurs du marchés de l'électricité et du gaz naturel, le libre choix du fournisseur et le changement de fournisseur, le comparateur de prix d'électricité (Calculix), l'étiquetage de l'électricité, la facture d'électricité, la médiation, le mix d'électricité ainsi que sur le raccordement au réseau.

En outre, un comparateur de prix de fourniture d'électricité a été mis en place au courant de l'année 2013 afin de donner plus de transparence aux prix. Il remplace la comparaison manuelle entre certains tarifs pour clients résidentiels actuellement publiée sous forme de tableaux.

Par ailleurs, l'Institut contrôle les informations fournies sur les étiquettes d'électricité afin que le consommateur puisse comparer les offres et produits des différents fournisseurs non seulement en fonction du prix mais aussi en fonction des sources d'énergies à partir desquelles l'électricité est produite.

D'autre part, l'Institut offre un service de médiation aux consommateurs. En 2013, deux demandes de médiation ont été introduites, l'une relative au secteur de l'électricité et l'autre au secteur du gaz naturel.

La surveillance par l'Institut du respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau, tout comme la protection des consommateurs en général ainsi que la transposition du 3<sup>ème</sup> Paquet de l'énergie par la Loi du 7 août 2012 a fait que l'Institut a analysé les contrats-type de fourniture intégrée en vigueur et a constaté que des adaptations substantielles, plus précisément en ce qui concerne la protection des consommateurs, s'imposaient.

Les contrats-type adaptés suite à l'intervention de l'Institut ont été notifiées par tous les fournisseurs de clients résidentiels au courant de l'année 2013.

Concernant les gestionnaires de réseau, l'adaptation de la procédure de changement de fournisseur endéans un délai de 3 semaines a été implémentée suite à l'amendement des contrats cadre des gestionnaires de réseau avec les fournisseurs.

## **1.2. Coopérations européennes et transfrontalières**

L'Institut contribue aux projets européens afin de favoriser la réalisation d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, à savoir un marché européen unique et plus compétitif des produits et services du secteur énergétique. L'ouverture des marchés de l'énergie par la mise en œuvre de règles et infrastructures communes assure la disponibilité d'énergie aux conditions les plus économiques pour l'utilisateur final.

### ***AU NIVEAU DE L'UNION EUROPÉENNE***

La coopération avec l'ACER et la Commission européenne, de même qu'avec les autorités de régulation des autres Etats membres, fait partie des missions de l'Institut. Cette coopération, qui concerne notamment les questions transfrontalières, vise à promouvoir un marché intérieur de l'électricité concurrentiel, sûr et durable pour l'environnement, une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et fournisseurs, et des réseaux d'électricité qui fonctionnent de manière effective et fiable.

En outre, le règlement (UE) N° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT), en vigueur depuis le 28 décembre 2011, prévoit la coopération étroite au niveau européen entre l'ACER et les autorités de régulation nationales dans le cadre de la surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel dans l'intérêt du consommateur. Différents groupes de travail, organisés par l'ACER et le CEER<sup>6</sup>, se sont réunis régulièrement durant l'année 2013 en vue de la mise en œuvre du règlement.

### ***COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS***

La coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres Etats membres vise encore, surtout à l'échelon régional, à coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés, à coordonner le développement de règles de gestion de la congestion et à

---

<sup>6</sup> Council of European Energy Regulators

favoriser la mise en place de modalités pratiques pour permettre une gestion optimale du réseau ou un niveau adéquat de capacités d'interconnexions.

En 2013, dans le marché de l'électricité, l'Institut a principalement suivi le projet de couplage des marchés *intraday* au sein de la région Nord-Ouest et le projet de calcul des capacités basé sur le modèle *flow-based* au sein de la région Centre-Ouest dont l'importance pour améliorer l'intégration des marchés a été soulignée dans le Memorandum Of Understanding signé le 07 juin 2013 par les cinq gouvernements concernés.

Un autre projet, celui du renforcement des interconnexions du réseau de transport avec ceux des pays voisins est mené en collaboration avec les gestionnaires des réseaux de transport limitrophes. Les solutions se concentrent à l'heure actuelle sur une interconnexion avec la Belgique tel que décrit dans le Memorandum Of Understanding signé entre Creos et Elia le 25 juin 2013, via d'une part une solution intérim qui permettra de disposer d'une capacité d'interconnexion de 400 MVA et via d'autre part une solution d'interconnexion à long terme, avec la pose de deux câbles supplémentaires entre le Luxembourg et la Belgique permettant une redondance vis-à-vis du critère N-1.

Concernant le marché du gaz naturel, les gestionnaires de réseau de transport luxembourgeois (Creos) et belge (Fluxys) ont travaillé conjointement avec les régulateurs luxembourgeois (ILR) et belge (CREG) afin d'étudier la faisabilité d'une intégration entre ces deux marchés. L'étude de faisabilité a porté sur les solutions de capacité à mettre en œuvre, les aspects réglementaires et les aspects légaux ; elle a montré que l'intégration des marchés prévue courant 2015 pouvait être réalisée sans coût additionnel pour le consommateur. L'accord de coopération entre Creos et Fluxys prévoit la mise en place d'une société commune pour gérer conjointement les règles et mécanismes d'équilibrage commercial du marché intégré.

### **1.3. Sécurité d'approvisionnement**

L'Institut ne dispose pas de compétences spécifiques en matière de sécurité d'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Energie en est chargé : il surveille l'équilibre entre l'offre et la demande, les capacités de production existantes et en projets, les investissements nécessaires et la sécurité d'exploitation des réseaux. Finalement, il renseigne sur ses activités dans un rapport bisannuel.

Outre le besoin d'investissement dans des interconnexions additionnelles, des investissements dans des capacités de production additionnelles doivent être étudiés. L'adéquation entre la production et la consommation est généralement évaluée comme un critère de la sécurité d'approvisionnement. Bien que les centrales au gaz naturel semblent les plus adaptées alors que leur flexibilité est la plus apte à suivre les changements rapides du besoin momentané résultant de l'intermittence des centrales de production à base de sources d'énergies renouvelables, la marge actuelle entre les prix du marché de l'électricité et ceux du gaz naturel n'incite pas à des investissements dans de telles centrales.

En 2013, dans le secteur de l'électricité la capacité de production totale installée s'est élevée à 713 MW, hormis la centrale de pompage de Vianden. La capacité totale de la zone Creos se situait à 337 MW et représente une augmentation par rapport à l'année 2012 (313 MW). Cette croissance s'explique par l'énorme augmentation en capacité des centrales photovoltaïques (+20 MW) et par la mise en service d'une première centrale de production de chaleur et de l'électricité (3,75 MW) basée sur la source de bois de rebut. Cependant, vu le caractère intermittent des centrales éoliennes et photovoltaïques, leur contribution à la sécurité d'approvisionnement du pays n'est que limitée.

Des projets en vue d'un renforcement de l'interconnexion du réseau de transport électrique avec ceux des pays voisins sont actuellement poursuivis en collaboration avec les gestionnaires des réseaux de transport limitrophes. Cette démarche favorise l'intégration des marchés d'électricité au niveau régional d'un côté et le maintien de la sécurité d'approvisionnement de l'autre. L'Institut suit les investissements importants dans des projets transfrontaliers afin de garantir la diversification des sources d'énergie et pour faire face aux nouveaux défis d'approvisionnement qui vont se poser à l'avenir au Grand-duché.

Le raccordement du réseau industriel Sotel (Belval) au réseau de transport français de RTE (Moulaine) depuis octobre 2013, a permis un accroissement de capacité de 350 MW et contribue ainsi à la sécurité d'approvisionnement des industries du sud du pays.

Au niveau du gaz naturel, des projets d'investissement en vue de renforcer les interconnexions avec les pays voisins visent à augmenter la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg et à contribuer à l'intégration des marchés. Ils ont été retenus comme projets d'intérêt commun au sein de l'Union européenne, et figurent sur la liste publiée via le règlement délégué (UE) n°1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013. Le projet d'intégration des marchés belge et luxembourgeois permet également d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients protégés à moyen terme.

## **2. Le marché de l'électricité**

### **2.1. Régulation des réseaux**

#### **2.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau**

Au niveau national, Creos Luxembourg S.A. (ci-après « Creos ») est à la fois gestionnaire de réseaux de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. A côté de Creos il existe encore quatre autres gestionnaires de réseaux de distribution et un gestionnaire de réseaux industriel. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie dans le Tableau 1 du chapitre 3.1.2.

#### ***CERTIFICATION DU GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT***

Les actes du 3<sup>e</sup> Paquet Energie prévoient une certification des gestionnaires de réseau de transport par les autorités de régulation nationales.

Ainsi, l'article 10 de la directive 2009/72/CE dispose qu'une entreprise qui possède un réseau de transport doit être certifiée conformément à une procédure définie par la directive même avant qu'elle ne puisse être agréée et désignée comme gestionnaire de réseau de transport. La certification doit se faire notamment en vérifiant la conformité de l'entreprise aux exigences fixées à l'article 9 de la directive visant la dissociation entre, d'une part, la propriété et l'exploitation de réseaux de transport, et, d'autre part, la production et la fourniture d'électricité.

Le législateur luxembourgeois, faisant valoir en faveur du Grand-Duché la dérogation prévue à l'article 44.2 de ladite directive, a transposé l'obligation de la certification à l'article 25(4bis) de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après « *la Loi Electricité* ») dans les termes suivants : « *Le détenteur d'une concession pour la gestion d'un réseau de transport est agréé et désigné comme gestionnaire de réseau*

*de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne. Cette information est communiquée par le régulateur à la Commission européenne. »*

Ainsi, en conformité à l'article 25(4bis) de la Loi Electricité, l'Institut a communiqué en date du 16 janvier 2013 à la Commission européenne que la société Creos Luxembourg S.A., disposant d'une concession pour la gestion d'un réseau de transport<sup>7</sup>, est agréée et désignée comme gestionnaire d'un réseau de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne. La Commission européenne n'a pas encore pris position par rapport à cette désignation.

Malgré ladite dérogation quant à l'application de la dissociation entre réseau de transport et activités de production et de fourniture, le législateur a tout de même établi un cadre législatif assurant un degré d'indépendance adéquat aux gestionnaires de réseau. Dès lors, un gestionnaire de réseau de transport faisant partie d'une entreprise d'électricité verticalement intégrée, doit répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et de prise de décision qu'un gestionnaire de réseau de distribution. Ces exigences, posées par l'article 26 de la directive et applicables aux gestionnaires de réseau de distribution, sont transposées en droit luxembourgeois par l'article 32 de la Loi Electricité pour s'appliquer à tous les gestionnaires de réseau à l'exception des gestionnaires de réseau de distribution avec moins de 100.000 clients raccordés. En outre, les exigences de confidentialité imposée au gestionnaire de réseau de transport à travers l'article 16 de la directive 2009/72/CE sont intégralement reprises en droit national.

#### ***DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION***

L'article 26 de la directive 2009/72/CE prévoit la dissociation du gestionnaire de réseau de distribution faisant partie d'une entreprise verticalement intégrée des autres activités non liées à la distribution, tant sur le plan juridique, que sur le plan organisationnel et de prise de décision.

La législation luxembourgeoise a transposé les principales dispositions en matière de dissociation et d'indépendance des gestionnaires de réseau de transport, de distribution et industriel à l'article 32 de la Loi Electricité relative à l'organisation du marché de l'électricité. Il prévoit une dissociation juridique, fonctionnelle et comptable du gestionnaire de réseau, mais ne renferme aucune obligation de dissociation de la propriété. Il reprend en outre l'ensemble des critères minimaux à respecter pour répondre à l'exigence d'indépendance des autres activités non liées à la distribution, tant sur le plan de la forme juridique que sur le plan organisationnel et de prise de décision.

##### **i. Dissociation juridique**

Comme déjà indiqué ci-avant, cet article est applicable aux seuls gestionnaires de réseau de transport ou industriel ainsi qu'aux gestionnaires de réseau de distribution avec plus de 100.000 clients raccordés tel que prévu à l'article 26.4 de la directive 2009/72/CE.

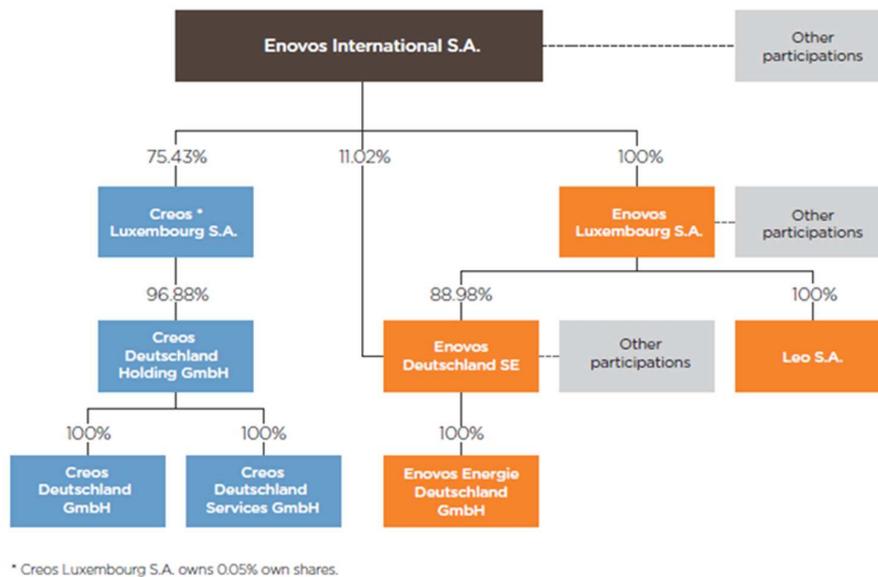
L'application de cette limite aux autres gestionnaires de réseau de distribution conduit à la conclusion qu'un seul gestionnaire de réseau de distribution est soumis à l'obligation de dissociation juridique. En effet, Creos Luxembourg S.A. est gestionnaire d'un réseau de distribution avec plus de 100.000 clients raccordés et fait partie d'une entreprise verticalement intégrée (Enovos International S.A.). Creos étant également gestionnaire du

---

<sup>7</sup> Arrêté ministériel du 27 août 2009

réseau de transport, elle est de toute façon soumise à l'obligation de dissociation juridique. Creos exploite donc dans une même structure juridique, en tant que gestionnaire combiné, un réseau de transport et des réseaux de distribution. Toutes les autres entreprises intégrées exploitant un réseau de distribution approvisionnent un nombre de clients connectés largement inférieur à 100.000 clients et ne sont donc pas touchées par l'obligation de dissociation. Le schéma ci-après montre comment le gestionnaire de réseau Creos est dissocié sur le plan juridique des autres entités de l'entreprise intégrée d'électricité que constitue le groupe Enovos. Le groupe est constitué de la société mère, Enovos International S.A., et principalement de ses deux filiales: Creos Luxembourg S.A., en charge des activités réseaux, et Enovos Luxembourg S.A. responsable des activités de production et de fourniture. Les actionnaires minoritaires de Creos sont tous issus du secteur public dont principalement la Ville de Luxembourg.

The group structure is shown below:



[www.enovos.eu](http://www.enovos.eu)

Pour ce qui est du réseau industriel, la société Sotel Réseau et Cie S.e.c.s est en charge de son exploitation. Sotel Réseau et Cie S.e.c.s. n'est pas impliquée dans des activités de fourniture ou de production d'électricité. Pourtant, d'après la loi, le gestionnaire du réseau industriel doit respecter les critères de dissociation juridique et d'indépendance au même niveau que le gestionnaire du réseau de transport.

#### ii. Dissociation fonctionnelle

Les gestionnaires des réseaux qui font partie d'une entreprise intégrée d'électricité et qui sont soumis à l'obligation de dissociation doivent, au sein de l'entreprise intégrée dont ils font partie, bénéficier des conditions nécessaires leur permettant d'exercer leurs missions en toute indépendance, en particulier lors de la prise de décisions en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau ainsi que celles concernant l'exploitation et de la gestion quotidienne.

L'article 32 de la Loi Electricité reprend les critères d'indépendance formulés par la directive 2009/72/CE :

- a) Les personnes responsables de la gestion du gestionnaire de réseau ne peuvent pas faire partie des structures de l'entreprise intégrée d'électricité qui sont directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production ou de fourniture d'électricité.
- b) Des mesures appropriées doivent être prises pour que les intérêts professionnels des responsables de la gestion des gestionnaires de réseau soient pris en considération de manière à leur permettre d'agir en toute indépendance.
- c) Les gestionnaires de réseau doivent disposer de pouvoirs de décision effectifs et suffisants, indépendamment de l'entreprise intégrée d'électricité, en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer les réseaux dont ils sont gestionnaire. Ceci implique qu'ils disposent de ressources nécessaires, tant humaines que techniques, matérielles et financières. Néanmoins, la société-mère doit pouvoir approuver le plan financier annuel du gestionnaire et plafonner globalement le niveau de l'endettement de sa filiale, sans pour autant que la société-mère ne puisse donner des instructions ni au sujet de l'exploitation et de la gestion quotidienne ni en ce qui concerne les décisions individuelles relatives à la construction ou à la modernisation de lignes de transport ou de distribution qui n'excèdent pas les limites du plan financier.
- d) Le gestionnaire de réseau établit un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. La personne responsable du suivi du programme d'engagements doit présenter tous les ans un rapport au régulateur concernant les mesures prises.

La loi du 7 août 2012 modifiant la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité a encore introduit un autre critère visant à éviter que, par le biais du gestionnaire de réseau, une entreprise intégrée d'électricité ne puisse tirer profit de son intégration verticale pour fausser le jeu de la concurrence. En particulier, le gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée doit s'abstenir, dans ses pratiques de communication et sa stratégie de marque, de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée. L'Institut est appelé à surveiller ces activités aux termes de l'article 32(2bis) de la Loi Electricité. Or la confusion entre la branche « réseau » et la branche « fourniture » reste de mise, en particulier puisque la société holding, actionnaire principal des deux branches, porte le même nom que la branche « fourniture », à savoir Enovos.

L'Institut a analysé le programme d'engagements du gestionnaire de réseau Creos, présenté dans le cadre de l'article 32(d) de la Loi Electricité et l'a interpellée au sujet des divers aspects de dissociation fonctionnelle. Suite à ces remarques, le programme d'engagement a été adapté et publié par Creos Luxembourg S.A., qui a en outre mis en place une campagne d'information interne se basant sur le même programme d'engagement. Cette campagne vise à rappeler aux employés au sein du gestionnaire de réseau verticalement intégré les obligations découlant de l'article 32 de la Loi Electricité et des sanctions y relatives prévues dans le programme d'engagement dans le cas de la non-exécution de l'obligation générale de non-discrimination.

Un premier rapport du Compliance Officer de Creos Luxembourg S.A. informant l'Institut des mesures implémentées suite au programme d'engagements est parvenu à l'Institut et a été publié par Creos sur son site Internet<sup>8</sup>.

De façon générale, les gestionnaires de réseau et leurs missions demeurent mal connus du grand public. Ce déficit de notoriété entretient une incompréhension préjudiciable à l'ouverture des marchés, notamment dans le segment des clients résidentiels. Il apparaît donc indispensable que les missions des gestionnaires soient clairement communiquées et que les confusions avec les identités des entreprises de fourniture soient évitées. L'Institut a continué dans ce contexte à élargir son offre d'informations sur son site STROUMaGAS.lu.

### iii. Dissociation comptable

Aux critères d'indépendance énoncés par l'article 26 de la directive 2009/72/CE et transposé en droit national par l'article 32 de la Loi Electricité, s'ajoute encore la dissociation comptable fixée par l'article 35 de ladite loi. Ainsi, toutes les entreprises exerçant une ou plusieurs activités dans le secteur de l'électricité doivent tenir aujourd'hui dans leurs comptabilités internes des comptes séparés au titre respectivement de la distribution et du transport de l'électricité. Le cas échéant, les entreprises doivent tenir un compte séparé pour l'activité de production, fourniture et commercialisation de l'électricité et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités en dehors de l'électricité. A cela s'ajoute, pour chacune des activités concernées, l'obligation de tenue de comptes séparés relatifs aux obligations de service public qu'elles exercent.

La séparation comptable est un moyen de s'assurer de la correcte affectation des coûts entre activités régulées et concurrentielles et, plus généralement, d'encadrer les relations financières entre ces activités. Elle est également un des outils pour garantir un fonctionnement indépendant des réseaux au sein des groupes verticalement intégrés.

### 2.1.2. Fonctionnement technique

Le système électrique luxembourgeois est constitué du réseau de transport interconnecté avec 2 lignes transfrontalières, chacune à deux circuits, avec le réseau de transport allemand d'Amprion GmbH (ci-après « Amprion »). Les réseaux de distribution sont alimentés depuis le réseau de transport. Ils peuvent cependant bénéficier d'injections complémentaires en provenance d'installations de production décentralisée. De plus, le réseau industriel est connecté au réseau de transport belge opéré par Elia System Operator NV (ci-après « Elia »), ainsi qu'au réseau de transport français opéré par RTE depuis la mise en service de la ligne Moulaine(F) - Belval(L) en automne 2013. La connexion entre le réseau de transport et le réseau industriel ne sert actuellement qu'à des fins de secours mutuel, le disjoncteur étant ouvert en temps de fonctionnement normal empêchant dès lors des flux de transit entre l'Allemagne et la Belgique ou la France.

### *SERVICES D'AJUSTEMENT*

A défaut d'installations de production sur le réseau de transport, les besoins d'électricité de la zone de réglage luxembourgeoise sont en grande partie couverts par des importations en provenance de l'Allemagne. Les échanges énergétiques avec l'Allemagne se font à travers des nominations transfrontalières entre la zone de réglage d'Amprion et la zone de réglage luxembourgeoise. Les règles de coopération entre zones de réglage stipulent que les

---

<sup>8</sup> <http://www.creos-net.lu/index.php?id=576>



échanges énergétiques entre ces zones ne peuvent se faire qu'entre périmètres d'équilibre ayant le même code EIC. Tout responsable d'équilibre désirant échanger de l'énergie entre l'Allemagne et le Luxembourg doit donc disposer d'un périmètre d'équilibre ayant le même code d'identification (code EIC) dans les deux zones de réglage concernées.

Sans préjudice des obligations des responsables d'équilibre en matière de leurs injections et prélèvements dans une zone de réglage, le gestionnaire de réseau de transport est responsable de l'équilibre en temps réel entre les injections et prélèvements d'électricité. Afin de garantir l'équilibre, il doit veiller à disposer de capacités de réserve qu'il se procure, à défaut de réserves suffisantes dans son réseau, à travers un contrat de mise à disposition de services systèmes conclu avec Amprion.

L'énergie d'ajustement positive ou négative livrée par Amprion pour la zone Creos est redistribuée entre les acteurs responsables du déséquilibre sur base de leurs nominations day-ahead. Ces nominations sont des programmes journaliers prévisionnels reprenant par période ¼-horaire toutes les transactions énergétiques d'un périmètre d'équilibre avec d'autres périmètres d'équilibre. Les nominations sont transmises au coordinateur d'équilibre, dont la fonction est assurée par le gestionnaire du réseau de transport Creos, au plus tard jusqu'à 14:30 heures du jour ouvré précédant le jour d'accomplissement de la fourniture prévue dans la nomination.

L'Institut constate que la qualité des nominations de l'année 2013 est inférieure à celle des années précédentes, avec un recours à des ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) plus important par rapport aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle).

Pour améliorer la situation et limiter le recours à l'énergie d'ajustement, le coordinateur d'équilibre a préparé, à la demande de l'Institut, l'introduction de nominations *intraday* afin de favoriser un échange d'énergie aussi proche que possible du temps réel, tel qu'indiqué à l'article 33(9) de la Loi Electricité relative à l'organisation du marché de l'électricité. Le processus de nominations *intraday*, instauré pour tous les responsables d'équilibre, fait l'objet d'une mise à jour du manuel d'équilibre soumise à consultation publique au premier trimestre 2014.

De plus, pour prévenir des déséquilibres importants, le coordinateur d'équilibre informera l'Institut de toute anomalie de nominations et de toute déviation significative de l'équilibre, à une échéance rapprochée et selon un processus encore à définir.

### **REGIME DES CONCESSIONS**

La Loi Electricité prévoit que chaque propriétaire d'un réseau électrique désigne un gestionnaire de réseau pour assurer son exploitation.

L'établissement et l'exploitation d'ouvrages électriques destinés au transport et à la distribution d'électricité sont, en vertu de la Loi Electricité, subordonnés à l'octroi préalable d'une concession qui est délivrée par le ministre ayant l'énergie dans ses attributions. Tous les gestionnaires de réseau désignés se sont vus octroyer une concession en 2009 pour une durée de dix ans, renouvelable par tacite reconduction. Fin 2013, un gestionnaire est détenteur d'une concession de réseau de transport, un gestionnaire détenteur d'une concession de réseau industriel et 5 gestionnaires sont détenteurs d'une concession d'un réseau de distribution<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> [http://www.ilr.public.lu/electricite/gestionnaires/elec-releve\\_gestionnaires.pdf](http://www.ilr.public.lu/electricite/gestionnaires/elec-releve_gestionnaires.pdf)

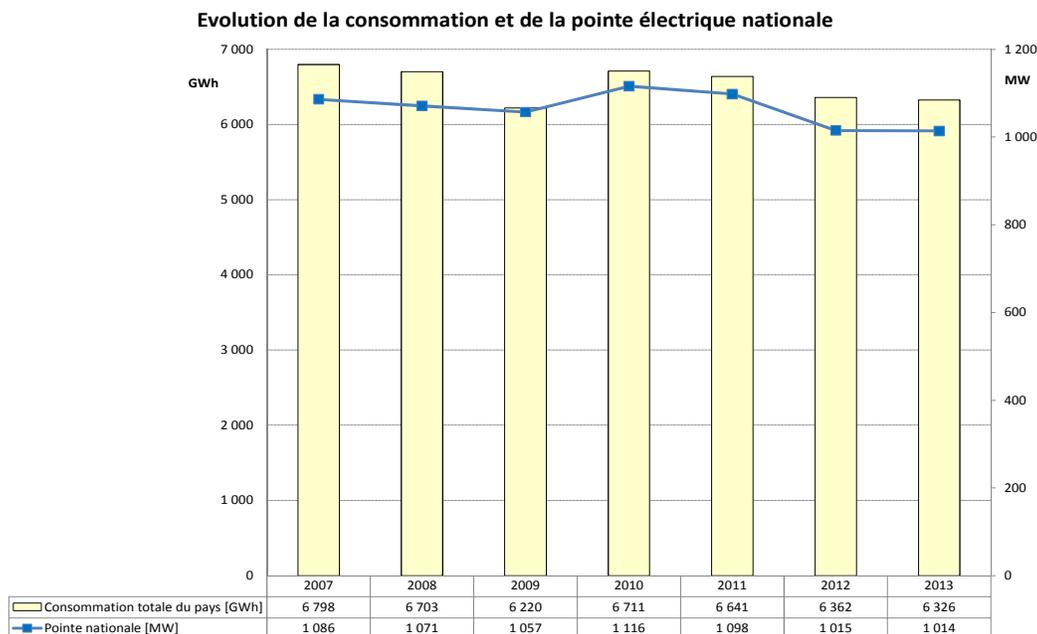
Une vue globale des gestionnaires et propriétaires des réseaux, ainsi que de l'envergure des infrastructures est fournie dans le tableau suivant :

Fonction	Gestionnaire de réseau	Nombre de raccordements	Longueur du réseau en km (> 35 kV)	Longueur du réseau en km (< 35 kV)	Propriétaire
GRT	Creos Luxembourg S.A.	255.302	555,6	8.755,3	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A., Commune de Steinfort, Ville de Vianden
GRD	Hoffmann Frères S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	3.774	0	159,0	Hoffmann Frères S.à r.l. et Cie S.e.c.s.
GRD	Ville de Diekirch	3.459	0	161,8	Ville de Diekirch
GRD	Sudstroum S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	19.104	0	465,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	4.638	0	95,5	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s	19	120,2	0	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s, ArcelorMittal Belval & Differdange S.A., ArcelorMittal Rodange & Schifflange S.A., ELIA Asset S.A., Paul Wurth S.A.
GRT : Gestionnaire de réseau de transport, GRD : Gestionnaire de réseau de distribution, GRI : Gestionnaire de réseau industriel					

Tableau 1 – Infrastructure – réseaux électriques

## EVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation en 2013 était de 6,33 TWh. La puissance de pointe enregistrée dans la zone Creos s'élevait à 767 MW, celle dans la zone Sotel à 281 MW. La pointe simultanée des deux zones était de 1.014 MW et a eu lieu le 13 décembre 2013 à 18.15 heures.



**Graphique 1 - Evolution de la consommation nationale électrique et de la pointe simultanée des deux réseaux à partir de l'année 2007**

La baisse de la consommation s'explique principalement par la réduction de la consommation dans le réseau industriel de Sotel du fait d'une activité industrielle réduite. La pointe nationale est restée stable par rapport à 2012.

## QUALITE DE L'APPROVISIONNEMENT

Dans le contexte du règlement E11/26/ILR du 20 mai 2011 sur les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité de l'électricité<sup>10</sup> les interruptions supérieures à 3 minutes et une tension résiduelle inférieure à 1% de la tension nominale respectivement de la tension de livraison convenue entre parties ont été pris en compte pour le présent rapport. Certains gestionnaires de réseau ne considèrent que les coupures galvaniques, c'est-à-dire quand la tension restante atteint 0% de la tension nominale ou de la tension de livraison convenue.

En 2013, les gestionnaires de réseau de distribution ont rapporté 147 interruptions en total, tandis qu'en 2012, le nombre d'interruptions total rapporté s'élevait à 115. Cette hausse est causée par un nombre plus élevé d'interruptions non-planifiées (93 en 2013 contre 62 en 2012). Les interruptions planifiées ont connues une légère baisse de 53 en 2012 à 51 en 2013.

<sup>10</sup> [http://www.ilr.public.lu/electricite/decisions\\_reglements/divers/index.html](http://www.ilr.public.lu/electricite/decisions_reglements/divers/index.html)

Le Tableau ci-dessous renseigne sur les causes d'interruption indiquées.

Nombre d'interruptions		2011	2012	2013
Interruptions planifiées		89	53	51
Interruptions non-planifiées	conditions atmosphériques	4	2	4
	force majeure	0	0	2
	dommage causé par un tiers	21	19	22
	cause interne	53	38	59
	réseau en amont	4	1	5
	réseau en aval	1	2	4
Total des interruptions		172	115	147
SAIFI		0.27	0.18	0,17
SAIDI		12	10	10

Tableau 2 - Causes d'interruptions

Pour le calcul des indicateurs sur les interruptions non-planifiées l'Institut a procédé à des ajustements ponctuels dans les données fournies par les gestionnaires de réseau, dont notamment des estimations des nombres d'utilisateurs concernés, afin d'éliminer des doublons ou des catégorisations fautives.

- Le SAIFI<sup>11</sup>, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de fourniture pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2013 de 0,17 interruptions par année et par point de fourniture.
- Le SAIDI<sup>12</sup>, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de fourniture, est pour l'année 2013 de 10 minutes par année et par point de fourniture.

La légère baisse du SAIFI indique que les interruptions ont impactées moins de consommateurs que l'année précédente.

Au niveau de la qualité de service l'Institut relève les dépassements des délais entre les demandes de raccordement et le traitement des raccordements. Ce relevé montre qu'en 2013, 12% de toutes les demandes de raccordement par les clients résidentiels n'ont pas été traités dans les dix jours ouvrables tel que prévu par la législation en vigueur. L'article 2(3) de la Loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 prévoit que dans ces dix jours ouvrables le gestionnaire de réseau est tenu de communiquer au client les conditions techniques de raccordement, les tarifs de raccordement, ainsi que les délais prévus de réalisation du raccordement. De même en 2013, 21% des raccordements n'ont pas été réalisés au plus tard dans un délai de trente jours ouvrables à partir de la présentation par le client résidentiel de tous les permis et autorisations requis en la matière. Ces données démontrent la suite d'une amélioration remarquable en ce qui concerne le respect du délai de réponse de 10 jours venant de 2011 avec 53% et 2012 avec 26% de demandes non traitées endéans les 10 jours. Les cas de non-respect du délai de réalisation retournent avec 21% en 2013 à leur valeur de 2011 (22%) après la hausse en 2012 (29%).

<sup>11</sup> System Average Interruption Frequency Index

<sup>12</sup> System Average Interruption Duration Index

### **MESURES DE SAUVEGARDE**

Les mesures de sauvegarde sont mises en œuvre par les gestionnaires de réseaux (transport, distribution ou industriel) tel qu'indiqué au § 3.3.

Si malgré tout, une partie du réseau ou l'entièreté du réseau se retrouvait sans alimentation, un plan de reconstitution est mis en place par le gestionnaire de réseau de transport. Ce plan est publié sur le site internet du gestionnaire, la dernière version en date est celle du 08 novembre 2013<sup>13</sup>.

### **REGIME D'ACCES AU RESEAU POUR PRODUCTEURS RENOUVELABLES**

L'article 5 de la Loi Electricité précise le régime général du raccordement au réseau imposé aux gestionnaires de réseau.

Ainsi, chaque gestionnaire de réseau est obligé de raccorder à son réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande et qui est situé dans sa zone de transport ou de distribution. Les gestionnaires de réseau sont en outre obligés de soumettre à la procédure d'acceptation du régulateur les conditions techniques, financières et générales de raccordement aux réseaux. Cette obligation se trouve remplie, les gestionnaires ayant tous soumis pour approbation au régulateur leurs conditions techniques, financières et générales de raccordement.

En ce qui concerne les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables souhaitant être raccordés au réseau, les gestionnaires de réseau doivent leur fournir les informations complètes et nécessaires, y compris une estimation complète et détaillée des coûts associés au raccordement, un calendrier raisonnable et précis pour la réception et le traitement de la demande de raccordement et un calendrier indicatif pour tout raccordement au réseau proposé. L'article 5 (6bis) de la Loi Electricité transpose ainsi en droit national les dispositions du cinquième paragraphe de l'article 16 de la directive 2009/28/CE<sup>14</sup>.

D'autres dispositions de l'article 16 de la directive 2009/28/CE sont transposées par l'article 19(2bis) de la Loi Electricité : « *Le gestionnaire de réseau garantit le transport et la distribution de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et donne accès garanti au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau.* »

En outre, en lisant l'article 19(3) de la Loi Electricité a contrario, le gestionnaire de réseau ne peut pas refuser l'accès au réseau aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, même pas en cas de manque de capacités.

---

<sup>13</sup>[http://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/creos\\_luxembourg/Documentation/Publication\\_techniques/pdf/FR\\_CodeReconstitutionSauvegarde.pdf](http://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/creos_luxembourg/Documentation/Publication_techniques/pdf/FR_CodeReconstitutionSauvegarde.pdf)

<sup>14</sup> Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JOUE L140 du 5 juin 2009, p. 16)

Le tableau suivant renseigne sur le nombre des demandes de raccordements ainsi que sur la mise en service des installations de production d'électricité sur base des sources d'énergies renouvelables pendant l'exercice 2013:

<b>Installations de production</b>	Nombre	Puissance installée [kW]
<b>Sources d'énergies renouvelables</b>		
Demandes de raccordements en 2013	706	14 330
Mises en service en 2013	461	6 983
Mises en service en 2013 (sur base d'une demande antérieure à 2013)	80	2 050

En 2013, 706 demandes de raccordement ont été adressées aux différents gestionnaires de réseau alors que 541 installations de production ont été mises en service. Les 706 demandes précitées portent sur une puissance installée de 14.330 kW, contre 9.033 kW pour les 541 installations mises en service durant l'année 2013. Il s'agit essentiellement de centrales photovoltaïques et d'une centrale de production de chaleur et d'électricité fonctionnant au bois de rebut.

La différence entre les demandes de raccordement et leur mise en service s'explique du fait que 233 clients ont renoncé au raccordement et les 12 autres clients n'ont pas accepté les conditions du raccordement du gestionnaire de réseau. En fait, ce dernier les a informés que leur installation de production ne peut pas être raccordée via le branchement existant et a en conséquence proposé un mode de raccordement alternatif.

#### **LA COMMUNICATION DE MARCHE**

Le modèle de communication de marché « Market communication » vise la standardisation et le déroulement automatisé de l'échange de données et des processus de marché tels que le changement de fournisseur, le déménagement/emménagement ou encore la déconnexion. Le développement de la communication de marché a été lancé de manière commune par tous les gestionnaires de réseau. L'Institut a participé aux séances de consultation des parties prenantes organisées par les gestionnaires de réseau dans ce contexte. Une consultation publique organisée par l'ILR est prévue courant 2014.

#### **LE COMPTAGE INTELLIGENT**

L'article 29 de la Loi Electricité précise le régime du comptage intelligent. En effet la législation prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble de clients d'électricité et de gaz naturel (et d'autres fluides) à déployer au plus tard à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2015 et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2018 pour l'électricité et 31 décembre 2020 pour le gaz naturel.

Le système de comptage intelligent utilisera le compteur électrique comme élément central dans les installations du client afin d'acheminer les données de comptage des différents autres compteurs éventuels (gaz naturel, chaleur, eau, ...) vers le système central.

Suite à la consultation publique ouverte du 23 octobre 2012 jusqu'au 14 décembre 2012 sur les fonctionnalités de l'infrastructure nationale commune et interopérable de comptage intelligent, l'Institut a préparé, en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution, la consultation publique sur les spécifications techniques et organisationnelles du système de comptage intelligent qui s'est tenue du début 2014.

Des essais des différentes technologies et différents projets pilotes dirigés et effectués par les gestionnaires de réseau se sont déroulés à petite échelle au Luxembourg courant 2013.

Une fois déployé, ce système de comptage intelligent permettra, aux clients de mieux connaître leur consommation réelle et ainsi plus de possibilités de l'adapter de manière durable. En outre, il permettra aux gestionnaires une gestion plus efficace de leurs réseaux et aux fournisseurs de mieux adapter leurs produits aux besoins du client.

### **2.1.3 Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux**

Depuis l'entrée en vigueur de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux. La méthode est actuellement fixée par le Règlement E12/05/ILR du 22 mars 2012 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2013 à 2016 et abrogeant le règlement E09/03/ILR du 2 février 2009.

#### ***DESCRIPTION DU MODÈLE DE RÉGULATION INCITATIVE***

Le règlement E12/05/ILR du 22 mars 2012 fixe les principes applicables à tous les gestionnaires de réseau pour la détermination de leurs coûts du réseau et la transposition de ces derniers en une structure tarifaire.

Les principes retenus concernent en outre le calcul des amortissements selon la méthode linéaire et sur base des investissements réalisés et évalués à leur valeur d'acquisition historique, ainsi que le calcul de la rémunération des capitaux.

Le règlement E12/05/ILR tient compte de nouveaux éléments concernant le découplage partiel entre les charges réelles et les revenus autorisés, l'introduction d'un facteur visant à améliorer les performances et une évaluation plus rigoureuse des grands projets d'investissements.

En effet, un point faible de l'ancienne méthode est l'absence d'incitation à une utilisation efficace des ressources à cause de la garantie de recouvrement des charges encourues. Le découplage entre charges réelles et revenus autorisés au niveau des charges d'exploitation dites contrôlables, c.-à-d. influençables par les gestionnaires de réseau, permet de répondre à cette faiblesse et d'inciter à une gestion raisonnable.

Le revenu autorisé pour couvrir les charges d'exploitation contrôlables va évoluer sur base des charges 2011 adaptées à l'inflation, à l'extension de réseau et à l'objectif d'efficacité. L'évolution du revenu autorisé devra permettre au gestionnaire de réseau de couvrir les charges liées à ses missions opérationnelles ordinaires sans porter atteinte au climat social. Tout effort additionnel consenti constitue un bénéfice supplémentaire pour le gestionnaire de réseau dans un premier temps et pour les consommateurs en fin de compte.

Le revenu autorisé pour couvrir les charges d'exploitation non contrôlables et les dépenses d'investissement ordinaires correspond au montant réellement encouru de ces charges. L'Institut exige une documentation des procédures internes à la base des investissements ordinaires pour s'assurer raisonnablement d'une gestion efficace et responsable à cet égard.

Les grands projets d'investissement feront l'objet d'une analyse approfondie quant à leur raison d'être et leur montant planifié avant de décider de leur inclusion dans la base d'actifs régulés. L'Institut est convaincu que cette évaluation poussée contribuera à une gestion

optimale des projets d'investissement. Pour limiter les effets liés au risque de déviation du montant planifié, la base d'actifs régulée est ramenée au montant d'investissement réel en fin de période de régulation. Une prime sur les investissements dans les interconnexions transfrontalières est introduite pour favoriser l'implémentation rapide des projets en étude visant à augmenter la sécurité d'approvisionnement.

Finalement, le taux de rémunération sur capital investi s'élève à 7,60% nominal avant impôts sur la période de régulation 2013-2016. Ce taux de rémunération reste attractif compte tenu du faible risque inhérent au secteur régulé. En outre, il assure une prévisibilité suffisante aux investisseurs et ne porte pas atteinte à un approvisionnement sûr et fiable en énergie.

#### ***CONDITIONS DE RACCORDEMENT***

Chaque gestionnaire de réseau de transport ou de distribution a l'obligation de raccorder à son réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande et qui est situé dans sa zone de transport ou de distribution.

Les gestionnaires de réseau sont tenus de soumettre leurs conditions techniques et financières à l'acceptation de l'Institut conformément aux dispositions légales.

La Loi Electricité prévoit que le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès à son réseau aux producteurs d'électricité, à l'exception des producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire. Le refus doit être dûment motivé et notifié dans un délai de 30 jours à la partie intéressée, ainsi qu'au régulateur et doit reposer sur des critères objectifs et techniquement et économiquement fondés. En 2013, aucun refus d'accès n'a été porté à la connaissance de l'Institut.

#### ***TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU***

Au cours de l'année 2013, l'Institut a examiné et accepté les propositions de tarifs d'utilisation du réseau du gestionnaire de réseau de transport et des cinq gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité. Pour le gestionnaire de réseau industriel l'Institut a dû fixer des tarifs provisoires.

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.

En matière de la prévention des subventions croisées, les gestionnaires de réseau sont obligés de délivrer à l'Institut un rapport d'un auditeur externe indépendant qui certifie le respect de l'obligation d'éviter les discriminations et les subventions croisées. Lors de la procédure d'acceptation des tarifs d'utilisation réseau, l'Institut procède également à des contrôles afin de s'assurer de l'affectation appropriée des coûts entre activités régulées et concurrentielles.



Le Tableau ci-après reprend les tarifs redevables pour l'utilisation du réseau et agrégés au niveau national tel que publiés par Eurostat pour le deuxième semestre 2013<sup>15</sup>, pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuelle [MWh]	Frais d'utilisation réseau 2010 [EUR / MWh]	Frais d'utilisation réseau 2011 [EUR / MWh]	Frais d'utilisation réseau 2012 [EUR / MWh]	Frais d'utilisation réseau 2013 [EUR / MWh]
Client résidentiel Dc	2,5-5	71,9	71,4	73,0	73,1
Client industriel Ic	500-2.000	25,1	24,2	24,0	25,0

Tableau 3 - Tarifs d'utilisation réseau agrégés

#### 2.1.4 Questions transfrontalières

Les réseaux de transport d'énergie électrique, ainsi que les interconnexions transfrontalières, ne subissent pas de manque de capacité. Aucune gestion de la congestion n'est donc requise.

##### **UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES**

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. La capacité d'importation maximale n'a pas été atteinte, la puissance maximale mesurée était de 651 MW sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg. Les interconnexions entre le réseau de transport de Creos Luxembourg S.A. et celui d'Amprion GmbH ne subissent donc pas de manque de capacité. La capacité d'interconnexion est dès lors attribuée de manière implicite et sans coût à l'acteur du marché, conjointement avec la confirmation de son programme de nomination *day-ahead*. L'application de règles d'attribution de capacités d'interconnexion et de gestion des congestions, tout comme la surveillance par le gestionnaire de réseau de transport de l'utilisation des rentes de congestion, n'est donc pas requise à l'heure actuelle.

Parmi les projets en vue de renforcer les interconnexions avec les pays voisins, la réalisation d'une interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg avec une capacité de 400 MVA a été retenue comme projet d'intérêt commun au sein de l'Union européenne, et figure sur la liste publiée via le règlement délégué (UE) n°1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013. Ce projet vise à améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg (voir § 3.3) et favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité. A cette fin, un transformateur-déphaseur sera installé dans un premier temps, avant de relier physiquement le réseau de transport luxembourgeois de Creos avec le réseau de transport belge d'Elia. Les conditions et différentes phases prévues dans le cadre de ce projet sont décrites dans un Memorandum Of Understanding signé par Creos et Elia le 25 juin 2013.

Afin de contribuer à la mise en œuvre des corridors et domaines prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques, les projets retenus bénéficient d'un statut prioritaire aux niveaux européen et national, et peuvent faire l'objet d'une demande de répartition des coûts transfrontaliers, conformément au règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.

<sup>15</sup> [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics\\_explained/index.php/Electricity\\_and\\_natural\\_gas\\_price\\_statistics](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics)

En 2013, l'Institut n'a reçu aucune demande de contribution aux coûts d'un projet établi hors du Luxembourg qui pourrait avoir une incidence nette positive pour le Luxembourg, conformément à l'article 12 du règlement (UE) n°347/2013.

Afin de faire face aux défis opérationnels futurs de l'Union européenne en terme de *market coupling*, Creos participe aux travaux au sein des régions Centre-Ouest (CWE, regroupant cinq pays<sup>16</sup>) et Nord-Ouest (NWE : CWE + pays nordiques + Royaume-Uni)

Les projets relatifs à l'attribution de capacité de transport transfrontalière à court terme auxquels Creos participe sont :

- l'allocation de capacité en *day-ahead* au sein de la région CWE ;
- l'allocation de capacité en *day-ahead* au sein de la région NWE ;
- l'allocation de capacité en *intraday* au sein de la région NWE.

Creos participe également dans la société de services dénommée CASC.EU. Cette société de services, établie à Luxembourg, agit, pour les gestionnaires de réseau de transport impliqués, comme point central chargé de mettre en place et de faire fonctionner les services liés aux enchères et à l'attribution de capacités de transport d'électricité sur les frontières entre 12 pays européens dont ceux de la région CWE.

Le réseau industriel géré par Sotel Réseau et Cie S.e.c.s est approvisionné à partir de la Belgique et, depuis octobre 2013, également à partir de la France suite à la mise en service d'une nouvelle ligne entre Moulaine (F) et Belval (L). Une partie du réseau Sotel peut cependant être mise à disposition pour secourir le réseau Creos à partir du réseau de transport belge d'Elia.

Au Luxembourg, les importations physiques nettes d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne sont restées stables à environ 4,14 TWh en 2013. Les importations physiques nettes d'énergie électrique en provenance de la Belgique se sont élevées à 0,94 TWh et en provenance de la France à 0,30 TWh. Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique se sont élevées à 0,87 TWh. Les exportations vers la France et vers l'Allemagne ont été nulles.

#### ***SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT***

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/72/CE en droit national, la loi du 7 août 2012 modifiant la loi du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan d'investissement du réseau de transport national. L'Institut doit également analyser la cohérence de ce plan national avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP) tel qu'élaboré par ENTSOE<sup>17</sup>, conformément au règlement européen 714/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport pour l'électricité.

Le dernier TYNDP en date (plan 2012-2021) reprend les projets d'interconnexion en étude mentionnés plus haut, tout comme le projet de mise en place d'une boucle 220 kV autour de la Ville de Luxembourg par la réalisation d'une ligne reliant les postes de Heisdorf et Berchem.

L'établissement du plan décennal national, mis à jour tous les 2 ans, est prévu à l'article 17 de la Loi Electricité ; c'est ainsi que l'analyse du premier plan décennal national, finalisé fin

---

<sup>16</sup> Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas

<sup>17</sup> European Network of Transmission System Operators in Electricity

2013, est prévu pour le courant de l'année 2014. Ce plan est établi selon des critères de sécurité technique et des prescriptions techniques établis par le gestionnaire de réseau de transport. Ces principes sont soumis à une procédure d'acceptation, intervenant après consultation, conformément à l'article 8.1 de la Loi Electricité relative à l'organisation du marché de l'électricité, fixant les exigences techniques minimales de conception, de construction, de fonctionnement ou d'exploitation en matière de raccordement d'installations de production, de réseaux, d'ouvrages électriques de clients directement connectés, de circuits d'interconnexions et de lignes directes. Les prescriptions techniques doivent assurer l'interopérabilité des réseaux et être objectives et non-discriminatoires. Les critères de planification à long terme des réseaux électriques à haute tension, définis de manière à assurer la sécurité d'approvisionnement en favorisant les solutions permettant un développement durable et dont les coûts sont efficaces et raisonnables, sont parvenues à l'Institut fin 2013, et seront soumis à la consultation publique au début de l'année 2014.

L'Institut participe également à l'analyse de la cohérence entre le plan national et le plan européen effectuée par l'ACER à partir de la fin de l'année 2013.

Le raccordement du réseau industriel Sotel au réseau de transport français de RTE entre les postes de Belval et Moulaine est finalisé et permet d'obtenir une nouvelle capacité d'environ 350 MW.

#### **COOPÉRATION RÉGIONALE**

L'Institut est impliqué dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité à travers la participation dans les initiatives régionales Centre-Ouest et Nord-Ouest.

En 2013, l'Institut a principalement suivi le projet de couplage des marchés *intraday* au sein de la région Nord-Ouest et le projet de calcul des capacités basé sur le modèle *flow-based* au sein de la région Centre-Ouest dont l'importance pour améliorer l'intégration des marchés a été soulignée dans le Memorandum Of Understanding signé le 07 juin 2013 par les 5 gouvernements concernés.

#### **2.1.5 Observation du cadre législatif et réglementaire**

La loi du 7 août 2012 modifiant la Loi du 1<sup>er</sup> août 2007 transpose en droit national les dispositions notamment de la directive 2009/72/CE devant permettre l'achèvement du marché unique en 2014. Ainsi, afin de favoriser le développement de marchés concurrentiels de l'électricité et de supprimer les entraves au commerce entre Etats membres, tout en s'assurant de la non-discrimination des mesures mises en place, l'Institut exerce principalement ses pouvoirs dans les domaines suivants :

- accès au réseau et tarification,
- coopérations transfrontalières,
- surveillance des plans d'investissement,
- surveillance du bon fonctionnement du marché de l'électricité,
- surveillance de la transparence.

Les nouvelles compétences dont dispose l'Institut vont de pair avec de nouvelles obligations, notamment celles d'évaluer des informations statistiques relatives au marché de l'électricité pour établir des recommandations sur les prix des fournitures et de réaliser un benchmark, de contrôler le respect des obligations que les entreprises ont en matière de fourniture d'électricité, de coopérer avec l'ACER et les autorités de régulation pour les développements régionaux, de suivre le développement des codes réseau.

### ***OBSERVATION DU CADRE LEGAL EUROPEEN PAR LE REGULATEUR***

Désormais, l'ACER est ancrée dans la législation nationale, imposant à l'Institut de se conformer aux décisions juridiquement contraignantes de cette Agence au même titre que celles de la Commission européenne, et de les mettre en œuvre (article 54(2)f) de la Loi Electricité). Jusqu'au 31 décembre 2013, aucune décision contraignante n'a été prise par l'ACER à laquelle l'Institut aurait dû se conformer.

La coopération avec l'ACER et la Commission européenne, de même qu'avec les autorités de régulation des autres Etats membres, est également introduite parmi les nouvelles missions de l'Institut. Cette coopération, qui concerne notamment les questions transfrontalières, vise à promouvoir un marché intérieur de l'électricité concurrentiel, sûr et durable pour l'environnement, une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et fournisseurs, et des réseaux d'électricité qui fonctionnent de manière effective et fiable.

La coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres Etats membres vise encore, surtout à l'échelon régional, à coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés, à coordonner le développement de règles de gestion de la congestion et à favoriser la mise en place de modalités pratiques pour permettre une gestion optimale du réseau ou un niveau adéquat de capacités d'interconnexions. Dans ce cadre, l'Institut a participé aux discussions et travaux réguliers au sein de l'ACER, concernant notamment le développement des codes réseaux portant sur l'allocation des capacités, l'équilibrage, les spécifications pour le raccordement de producteurs et de consommateurs, ainsi que le fonctionnement du système.

De plus, cinq réunions regroupant les représentants du gestionnaire du réseau de transport Creos, du Ministère de l'Economie et de l'Institut ont eu lieu en 2013 pour discuter de la mise en application au niveau national des codes réseau actuellement en cours de développement

### ***OBSERVATION DU CADRE LEGAL EUROPEEN PAR LES ENTREPRISES D'ELECTRICITE***

Dans la mesure où les dispositions de la directive 2009/72/CE se trouvent transposées en droit national, le non-respect de ce cadre légal est sanctionné au même titre que l'inobservation des dispositions légales nationales. Le pouvoir de sanction de l'Institut est défini par l'article 65 de la Loi Electricité et consiste à prononcer de simples blâmes ou avertissements, ou prononcer des amendes substantielles de même qu'une interdiction temporaire d'effectuer certaines opérations, toutes les sanctions pouvant être assorties d'une astreinte (paiement d'une somme d'argent par jour de retard).

### ***EXIGENCES DE TRANSPARENCE***

La transposition en droit national du troisième Paquet Energie dans cette même loi investit en outre l'Institut d'une mission de surveillance du degré de transparence conformément à la directive européenne 2009/72. La législation nationale permet également à l'Institut de surveiller la mise en œuvre des règles relatives aux fonctions et responsabilités du gestionnaire du réseau de transport conformément au règlement (CE) n°714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003.

Ainsi, l'Institut assure la surveillance des exigences de transparence définies par le règlement précité et fournit régulièrement son évaluation dans le cadre du rapport de surveillance établi par le groupement des régulateurs.

De plus, dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011, dit REMIT, concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, il convient de procéder à la surveillance des marchés de gros de l'énergie en vue de prévenir ou de détecter toute opération d'initiés et toute manipulation de marché, ainsi que de favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final.

La mise en œuvre des interdictions définies dans le règlement REMIT ainsi que la définition du régime des sanctions en cas de violation des dispositions dudit règlement étant de la responsabilité des Etats membres, la Loi Electricité fixe les compétences d'enquête et d'exécution dont est pourvue l'autorité de régulation. Toutefois il s'agit de préciser et de compléter la législation nationale en vigueur pour écarter toute insécurité juridique lors de l'application des articles 13 et 18 du règlement REMIT.

Un nouveau règlement, le règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil, entend renforcer la transparence et ainsi faciliter les décisions des acteurs sur le marché de l'électricité en fonction des données de production, consommation et d'éléments de réseau de transport mises à disposition. Les travaux d'établissement de la plateforme de transparence y prévue sont en cours au sein de l'ENTSOe, avec des tests au sein des gestionnaires de réseau de transport prévus pour l'été 2014. Etant donnée la spécificité de la situation du Luxembourg, un certain nombre de paramètres ne seront pas publiés pour cause de non-applicabilité.

## **2.2. Aspects relatifs à la concurrence**

### **2.2.1. Marché de gros**

Le réseau de transport luxembourgeois d'électricité est interconnecté uniquement avec le réseau allemand, et ne présente pas de congestion sur les lignes d'interconnexion transfrontalières. Le marché de gros luxembourgeois est ainsi intégré à la zone de prix allemande ce qui permet aux acteurs actifs sur le marché de bénéficier de la liquidité élevée de la zone de prix allemande et de participer aux échanges d'électricité sur le marché allemand<sup>18</sup>. Ainsi, la référence pour le prix du marché de gros au Luxembourg est le prix *day-ahead* réalisé sur Epex Spot pour la zone Allemagne/Autriche (Phelix). Les acteurs ne participent pas aujourd'hui au marché *intraday* pour approvisionner le Luxembourg. Avec l'instauration de telles nominations au sein du manuel d'équilibre en 2014, les acteurs du marché auront la possibilité de participer au marché intraday de la bourse EPEX SPOT et de valoriser les transactions effectuées auprès des consommateurs luxembourgeois. .

Les transactions sur les marchés *day-ahead* et *intraday* sont réalisées auprès d'EPEX SPOT, dont le siège se trouve à Paris, tandis que les transactions sur les marchés à terme sont effectuées auprès d'EEX Power Derivatives à Leipzig.

---

<sup>18</sup> Le marché luxembourgeois de l'électricité, pris isolément, ne dispose pas de marché organisé et ne présente que très peu de liquidité.

## ***SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS***

Le règlement (UE) N° 1227/2011 (REMIT), entré en vigueur le 28 décembre 2011, a pour objet le renforcement de l'intégrité et de la transparence du marché de gros de l'énergie (électricité et gaz naturel). Il vise à prévenir ou à détecter toute opération d'initiés et toute manipulation de marché et ainsi, à favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final. De fait, le règlement précise l'interdiction des pratiques abusives affectant les marchés de gros (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations des marchés) et impose la publication des informations privilégiées par les acteurs des marchés.

L'ACER assure la surveillance des marchés en coopération avec les régulateurs nationaux. La mise en œuvre du règlement passe par une surveillance efficace et dynamique qui doit être adaptée aux caractéristiques des marchés concernés et qui prend en compte l'ensemble des éléments pouvant avoir une incidence sur les caractères de transparence et d'intégrité des marchés de gros. La surveillance des marchés doit donc porter, d'une part sur l'ensemble des transactions opérées sur les marchés de gros de l'électricité et d'autre part, sur les données dites structurelles, telles que la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité.

Les autorités de régulation nationales doivent disposer des compétences d'enquête et d'exécution pour garantir l'application du règlement. La mise en œuvre des interdictions définies dans le règlement REMIT ainsi que la définition du régime des sanctions en cas de violation des dispositions dudit règlement sont de la responsabilité des Etats membres. La Loi Electricité fixe les compétences d'enquête et d'exécution dont est pourvue l'autorité de régulation. Il est cependant nécessaire de préciser et de compléter la législation nationale en vigueur conformément aux articles 13 et 18 du règlement REMIT. L'Institut participe à des groupes de travail avec les autorités nationales compétentes en vue de l'élaboration d'un texte législatif spécifique dédié au règlement (UE) N° 1227/2011 au niveau national.

Au niveau européen, l'Institut participe aux travaux visant la mise en place de la coopération entre les autorités de régulation et l'ACER ainsi que ceux concernant la mise en place d'une coopération entre les autorités de régulation des pays dont le marché de gros couvre l'approvisionnement du Luxembourg. De plus, l'Institut participe activement aux différents projets menés par l'ACER en vue de la mise en application des dispositions du règlement, notamment en ce qui concerne l'enregistrement des acteurs, la collecte et le partage des données.

## ***ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE***

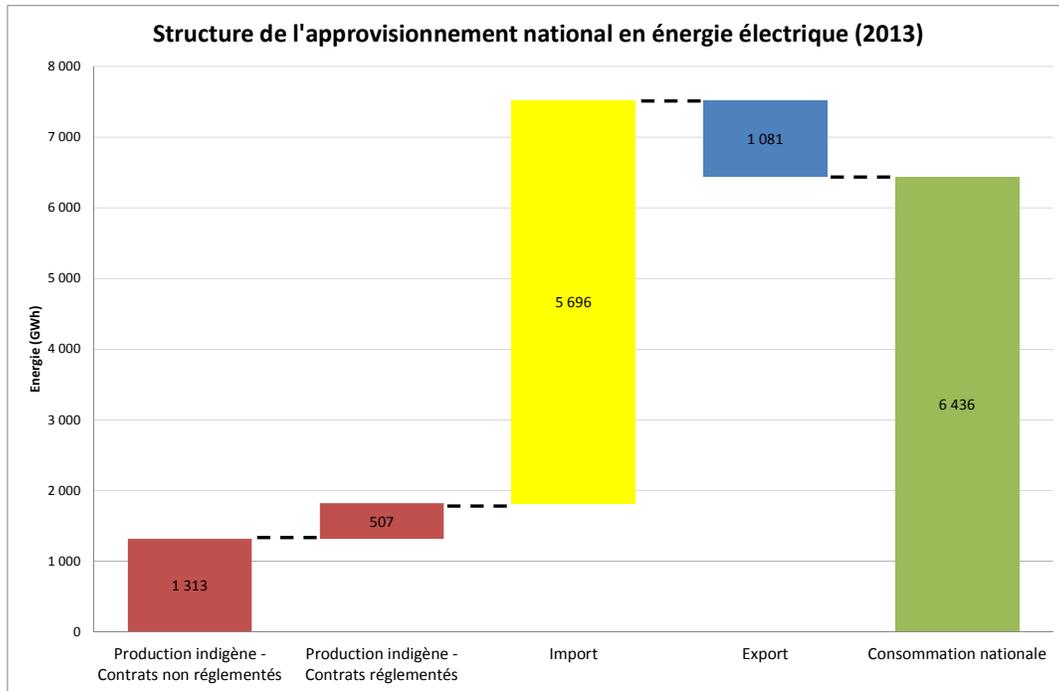
L'approvisionnement de la zone Creos est caractérisé par une quote-part importante d'importations. En effet, les productions indigènes dans cette zone n'atteignent que 17,50% en termes d'énergie en 2013. La plus grande partie de l'énergie électrique consommée dans la zone Creos est importée physiquement depuis l'Allemagne, ce qui témoigne de la bonne intégration du réseau de transport luxembourgeois dans le marché allemand. De cette façon la concurrence joue principalement à ce niveau.

La plupart des fournisseurs qui sont actifs au Grand-Duché s'approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers, et ceci à 82% par des contrats bilatéraux d'une durée égale ou inférieure à 2 ans, et sur le marché « spot » à hauteur de 13%. Seul 2% de l'électricité est achetée sur le marché « à terme » et 3 % par des contrats bilatéraux d'une durée supérieure à 2 ans. En 2013, onze fournisseurs ont importé de l'énergie électrique depuis l'Allemagne, la Belgique et la France.

En 2013, le volume des échanges sur le marché national de gros est de 8,60 TWh<sup>19</sup> correspondant à une hausse de 14,4% par rapport à l'année précédente.

Le Graphique ci-dessous 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 2013. Le Luxembourg couvre 28,3 % de la consommation nationale par la production nationale et le solde est couvert par les importations nettes à concurrence de 71,7 %.

Les contrats réglementés de fourniture d'électricité produite sur la base d'énergies renouvelables ou de la cogénération représentent 7,9% en volume de la consommation nationale.

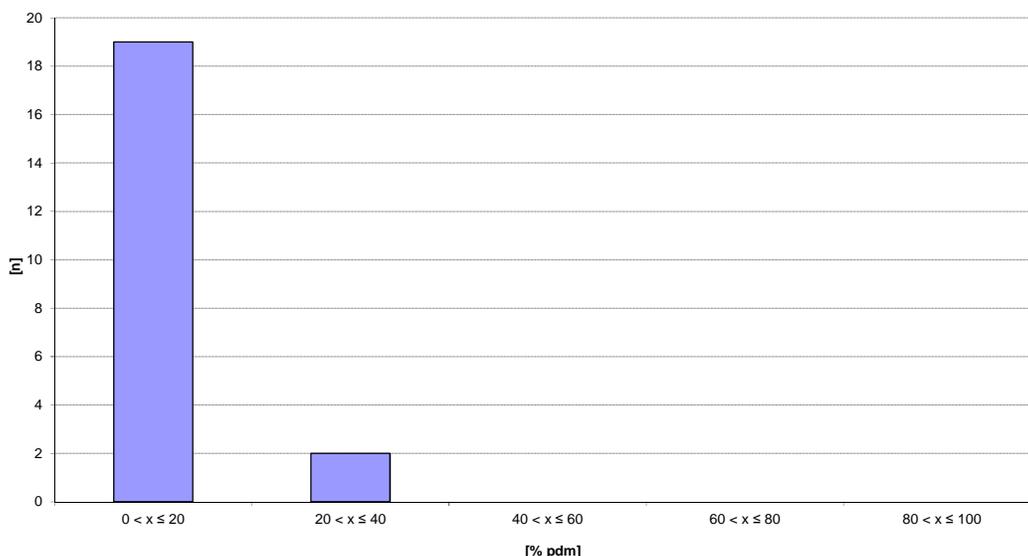


**Graphique 2 - Structure de l'approvisionnement national**

En 2013 la distribution des parts de marché au niveau de l'approvisionnement national est représentée au Graphique 3, où «  $n$  » est le nombre de fournisseurs, et «  $x$  » la part de marché correspondante :

<sup>19</sup> Somme des valeurs absolues de la production nationale, des importations et des exportations.

### Nombre d'acteurs - approvisionnement national



**Graphique 3 - Nombre d'acteurs par intervalle de parts de marché relatifs à l'approvisionnement national (importations et production indigène destinée à la consommation nationale et production indigène soumise au régime réglementé). Les acteurs du régime réglementé sont regroupés comme un acteur ayant une part de marché de 6,8 %**

Le HHI<sup>20</sup> se situe à 2.262 points et reste proche de sa valeur en 2012. (2.311 points).

La fourniture en énergie électrique de clients au Grand-Duché de Luxembourg n'est possible qu'après l'obtention d'une autorisation de fourniture par le Ministre de l'Economie. La procédure d'autorisation, se basant sur des critères objectifs, est prescrite par la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité. Une liste des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché du Luxembourg (23 fournisseurs autorisés au 31 décembre 2013) est accessible sous: <http://www.ilr.public.lu/electricite/fournisseurs/index.html>.

L'absence de congestions et de restrictions au commerce de gros et transfrontalier, la part considérable des importations dans l'approvisionnement national, ainsi que le nombre d'acteurs importateurs dans la zone Creos réduisent significativement le potentiel d'éventuels comportements abusifs. En 2013, aucun abus de position dominante n'a été constaté.

### 2.2.2. Marché de détail

Neuf entreprises de fourniture se partagent le marché de détail de l'électricité qui comprend 281.442 consommateurs<sup>21</sup>. Les consommateurs sont segmentés en trois groupes de consommateurs, les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et les consommateurs industriels. Tandis que le groupe des consommateurs professionnels comprend tous les consommateurs non résidentiels jusqu'à une consommation de 2 GWh

<sup>20</sup> Herfindahl-Hirschman Index: indicateur de concentration de marché dont une valeur de 10.000 indique la concentration maximale, c.-à-d. un acteur qui détient une part de marché de 100%

<sup>21</sup> Points de fourniture



par an, le groupe de consommateurs industriels comprend tout consommateur professionnel à consommation élevée (> 2 GWh).

### ***SURVEILLANCE DES PRIX***

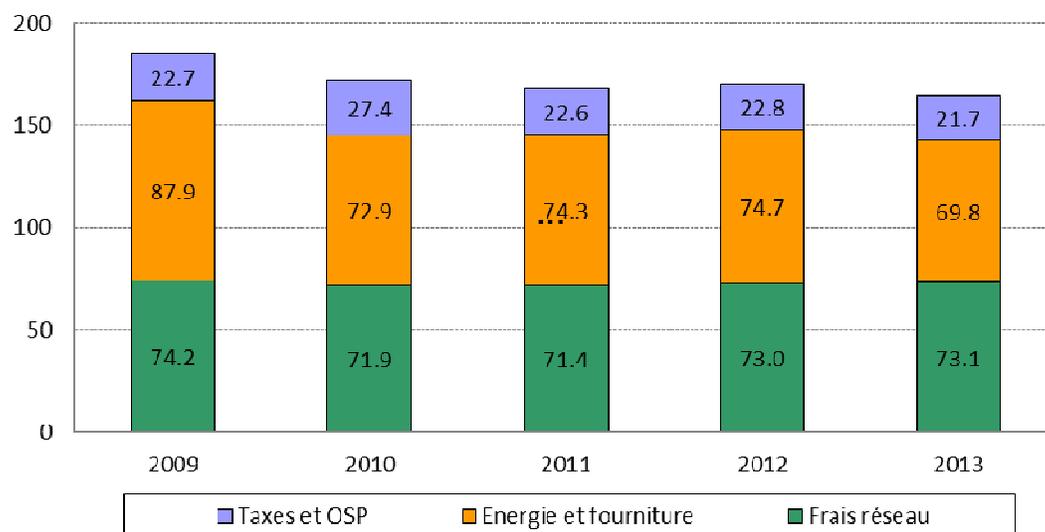
Au Luxembourg, le marché de l'électricité a été complètement ouvert à la concurrence au 1<sup>er</sup> juillet 2007. Depuis, il n'existe pas de prix de fourniture régulé, l'ensemble des consommateurs est fourni par des offres de marché.

Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les trois composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

1. le prix de l'énergie;
2. les tarifs d'utilisation du réseau de distribution et des services accessoires (p.ex. comptage) (approuvés par l'Institut);
3. la taxe sur l'énergie, la TVA, ainsi que la contribution aux obligations de service public (OSP) telle que celle au mécanisme de compensation.

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique ci-après. Les données sont issues du Statec qui mesure le niveau des prix de l'électricité et du gaz naturel selon la méthodologie d'Eurostat.

### **Décomposition des prix résidentiels (en € par MWh)**

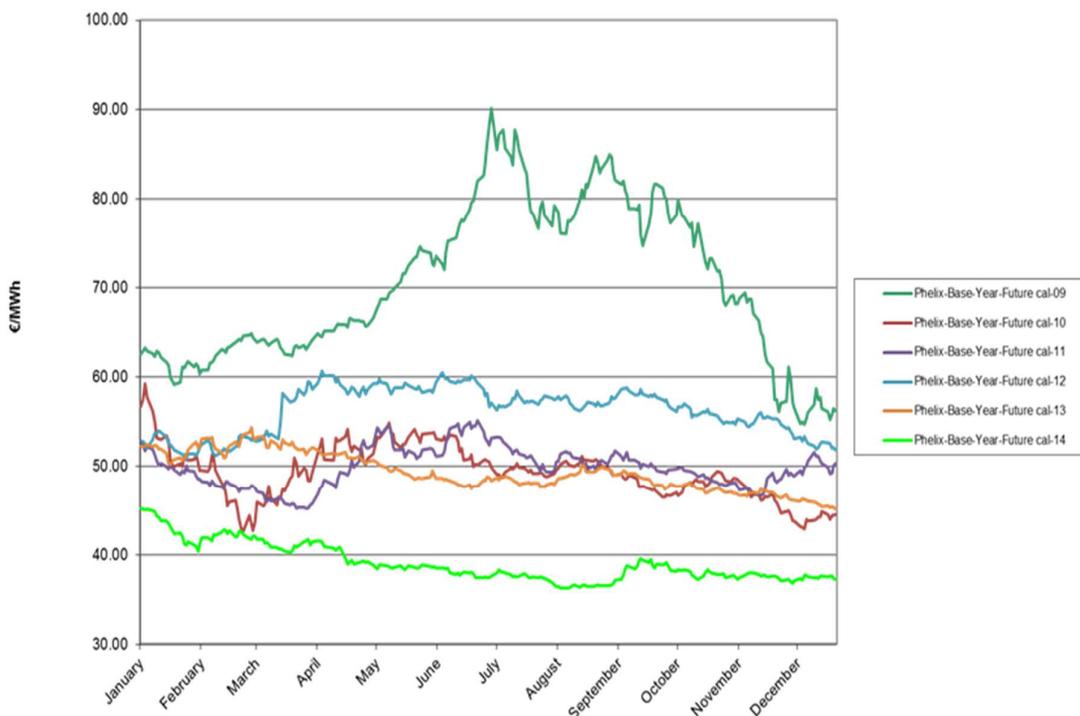


**Graphique 4 - Décomposition des prix résidentiels (prix courants)**

La hausse des prix résidentiels constatée pour l'année 2012 est suivie d'une légère baisse en 2013. Alors que les frais d'utilisation du réseau et les taxes de même que la contribution au mécanisme de compensation sont restés stables par rapport à l'année 2012, la baisse s'explique notamment par la baisse du prix de l'énergie.

Le Graphique 5 compare le développement sur le marché à terme du produit *Phelix-Base-Year-Future* avec livraison entre 2009 et 2014. Ces prix de marché moins élevés pour

l'électricité fournie en 2013 par rapport à 2012 ont été répercutés au moins partiellement par les fournisseurs sur leur prix de vente sur le marché de détail. La corrélation observée dans le passé entre la variation des prix futures pendant l'année a-1 et la variation des prix du marché de détail dans l'année a, est en accord avec les observations pour 2013. Le Graphique 5 montre aussi l'évolution des prix sur EEX pour l'année 2014 qui diminue fortement par rapport à l'année 2013. Compte tenu de cette baisse des prix futurs pour l'année 2014, on devrait pouvoir s'attendre à une baisse des prix du marché de détail en 2014.



**Graphique 5 - Développement sur le marché à terme du produit Phelix-Base-Year-Future avec livraison entre 2009 et 2014 (source des données: European Energy Exchange AG (EEX AG))**

L'évolution des prix de l'électricité pour les clients industriels est disponible sur les pages Internet d'Eurostat<sup>22</sup>.

Afin de générer une transparence et une visibilité accrues des différences de prix sur le marché des clients résidentiels, l'Institut a mis en service en septembre 2013 un outil de comparaison des prix de fourniture : « Calculix » ([www.calculix.lu](http://www.calculix.lu)).

Calculix est un comparateur de prix qui calcule la meilleure offre d'électricité sur base de la consommation annuelle en kWh et le lieu de consommation. Dans la liste des résultats affichés par le comparateur de prix, le client résidentiel peut, à côté du prix des produits, s'informer sur la composition de l'électricité en termes de source d'énergie et d'impact environnemental.

<sup>22</sup> [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics\\_explained/index.php/Electricity\\_and\\_natural\\_gas\\_price\\_statistics](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics)

## ETIQUETAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

Avec l'entrée en vigueur du règlement grand-ducal du 21 juin 2010 relatif au système d'étiquetage de l'électricité, l'Institut a été chargé de l'organisation et de la supervision du système d'étiquetage

A travers une étiquette standardisée, le consommateur est mis en mesure de comparer les offres et produits des différents fournisseurs et de faire son choix non seulement en fonction du prix, mais également en fonction des sources d'énergies à partir desquelles l'électricité est produite et de l'impact environnemental qui en découle. A cette fin l'Institut est chargé d'effectuer le contrôle des informations fournies. L'Institut vérifie annuellement la cohérence entre les quantités d'électricité vendues au Luxembourg et les déclarations faites aux clients finals et en calcule le mix national annuel. Les détails relatifs au système d'étiquetage sont publiés dans le rapport sur les modalités de la diffusion de l'information sur l'électricité et le système d'étiquetage<sup>23</sup>.

En 2013, la part de la consommation nationale couverte par des contrats de fourniture sur base d'énergies renouvelables a été portée à 58%. Désormais l'ensemble des offres disponibles aux consommateurs résidentiels se base sur des produits d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

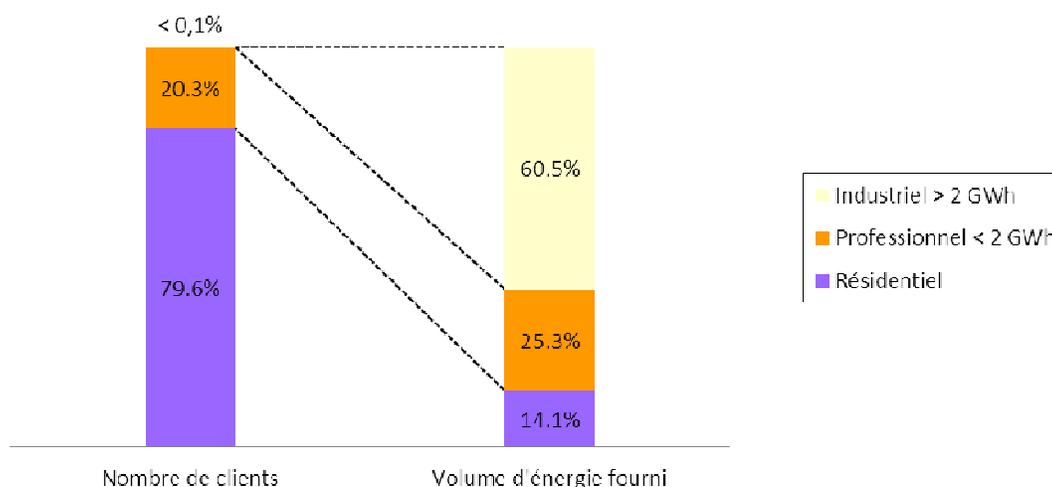
## PARTS DE MARCHE

Le Tableau et Graphique ci-après donnent une indication de l'importance relative des différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau.

Electricité	Consommation 2013 en TWh	Points de fourniture
Secteur résidentiel	0,9 TWh	224 084
Secteur professionnel (< 2 GWh)	1,6 TWh	57 145
Secteur industriel (> 2 GWh)	3,9 TWh	213

Tableau 4 – Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2013)

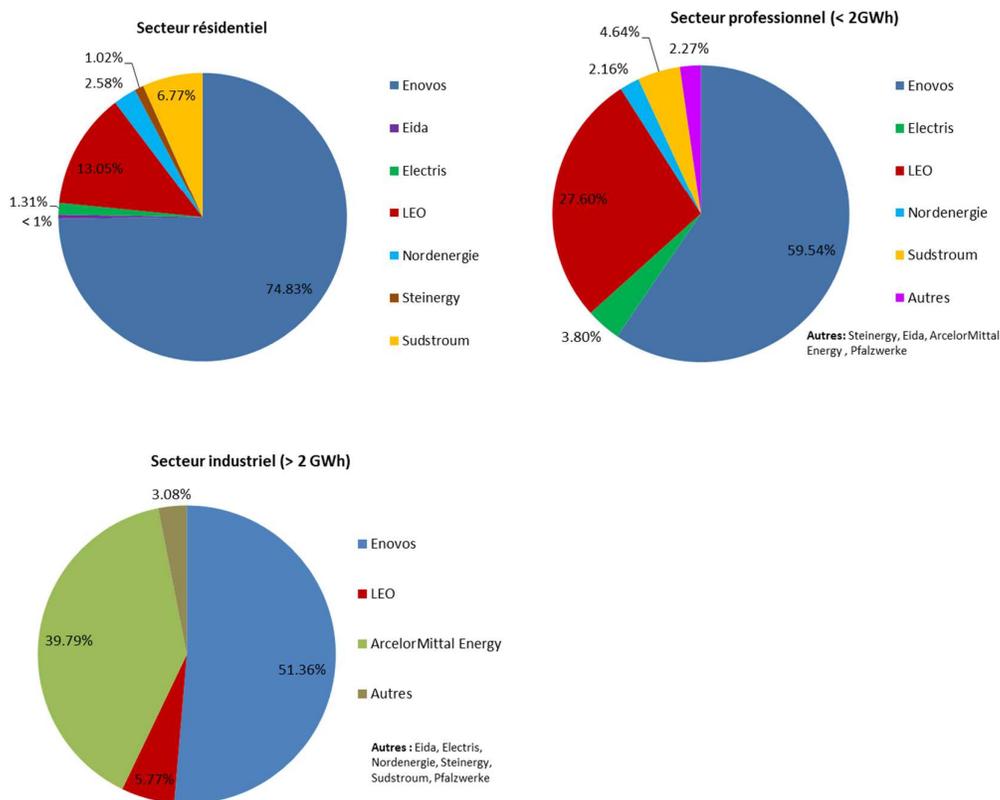
Répartition du marché de détail d'électricité par segments de clients (2013)



Graphique 6 - Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients

<sup>23</sup> [http://www.ilr.public.lu/electricite/documents\\_NEW/rapport\\_etiquetage/index.html](http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/rapport_etiquetage/index.html)

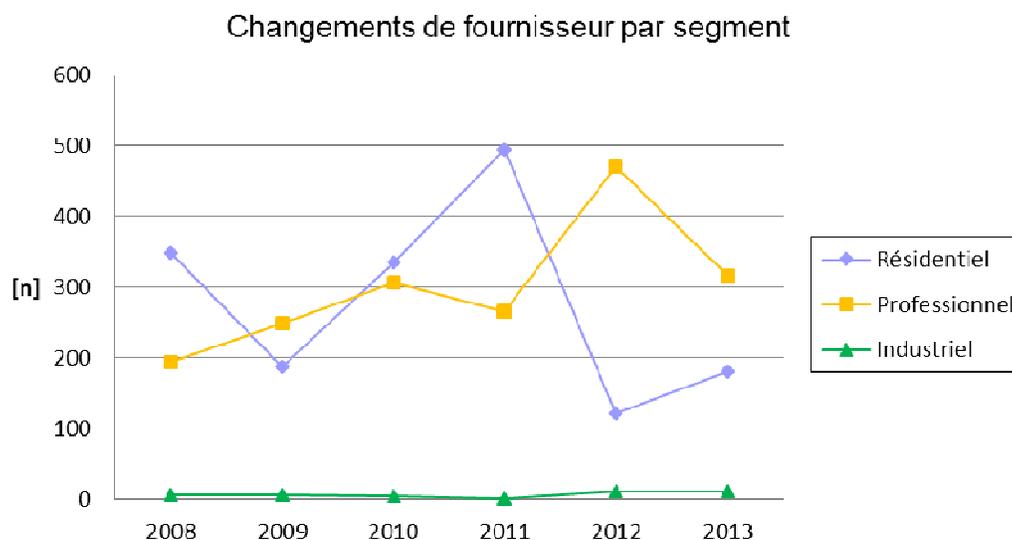
Neuf entreprises d'électricité se partagent le marché de détail au Grand-Duché du Luxembourg, dont sept ont été actives sur le marché résidentiel et neuf sur le marché non-résidentiel en 2013. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 7. Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe (Enovos, LEO, Nordenergie, Steinerger), ceci surtout sur le secteur résidentiel et le secteur des PME.



**Graphique 7 – Part de marché (en %) sur le segment respectif du marché de détail**

## TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, en 2013 a été de 4,6 % en termes de volume et de 0,18 % en termes de nombres de clients. Les clients professionnels montrent plus d'activité de changement de fournisseurs avec 5,3% en termes de volumes par rapport à 0,08% pour les clients résidentiels. Sur le segment des clients professionnels avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh, il y a un taux de changement en volume de 6,3 % et en nombre de clients de 5,2%. L'évolution du nombre absolu de changements par segment est reprise dans le Graphique .



**Graphique 8 - Evolution des changements de fournisseur par segment**

- *Segment résidentiel*

Les ménages, éligibles depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, représentent en volume d'énergie environ 14,1% du marché de l'électricité. 181 changements de fournisseur ont été opérés en 2013 ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,08% en volume. (voir Graphique 8).

En ce qui concerne les contrats de fourniture intégrée offerts aux clients résidentiels, ceux-ci ont généralement une durée indéterminée tout en étant résiliables à brève échéance, normalement égale ou inférieure à un mois. Des contrats à durée déterminée, le cas échéant avec un prix fixe sur la durée du contrat, coexistent. Des remises diverses sont également offertes, notamment pour la domiciliation bancaire ou la facture électronique.

La rubrique STROUMaGAS<sup>24</sup> du site Internet de l'Institut agit comme portail d'information, notamment destinée au client résidentiel, afin de lui permettre de comprendre la structure des marchés libéralisés de l'énergie, de s'informer sur les fournisseurs et d'exercer son droit de libre choix de fournisseur d'une manière informée. Cette rubrique sert en tant que

---

<sup>24</sup> <http://STROUMaGAS.ilr.lu>

guichet unique en ligne pour les clients finals et est décrite plus en détail au chapitre 5.1. du présent rapport.

- *Segment professionnel (< 2 GWh)*

Parmi le segment du commerce et de l'industrie moyenne, 316 clients à consommation annuelle inférieure à 2 GWh ont changé de fournisseur au cours de l'année 2013. Ces clients représentent un volume annuel total de 45,9 GWh. Avec un taux de changement dans ce segment de 2,8%, ce taux a légèrement augmenté par rapport à 2012. En 2012, il se situait à 0,2% en volume par rapport à 0,6% en 2011.

- *Segment industriel*

Le secteur industriel comprend l'ensemble des consommateurs à consommation annuelle supérieure à 2 GWh. En 2013, 11 clients industriels ont changé de fournisseur pour un volume total de 248 GWh ce qui représente un taux de changement en 2013 de 6,3% en volume du secteur industriel.

### **RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE**

En vertu de l'article 54 (3 bis) de la Loi Electricité, le régulateur publie, une fois par an au moins, des recommandations sur la conformité des prix de fourniture avec les obligations de service public dans le cadre du service universel et les transmet, le cas échéant, à l'autorité de concurrence.

L'Institut Luxembourgeois de Régulation a ainsi élaboré un rapport annuel<sup>25</sup> qui vise à fournir plus de transparence au niveau des prix et sert à mieux évaluer le fonctionnement des marchés respectifs. Il s'agit d'étudier si les fournisseurs luxembourgeois proposent des conditions et prix raisonnables tout en assumant leurs responsabilités de transparence, de non-discrimination, de comparabilité et de publication de leurs offres.

L'Institut a ainsi analysé l'évolution des prix (de l'électricité et du gaz naturel) au cours des cinq dernières années (2008-2012). En outre, il les a comparés aux prix appliqués dans un échantillon d'autres pays européens. Les résultats de l'analyse peuvent être consultés dans le rapport d'activité sur l'année 2012.

L'Institut encourage les consommateurs à procéder à une analyse minutieuse des différentes offres afin de choisir le produit et le fournisseur répondant au mieux à leurs attentes. Par ailleurs l'Institut invite les acteurs du marché, à savoir les fournisseurs et les gestionnaires de réseau, à faire des efforts afin d'optimiser l'information du consommateur. De son côté, l'Institut entend étendre ses activités à destination des consommateurs. Outre la mise en place d'un comparateur des prix de l'électricité, le site [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu), appelé à faire office de « guichet unique », devra évoluer vers une plateforme d'information du consommateur résidentiel par l'inclusion de matériel plus didactique et informatif sur le fonctionnement des marchés de l'électricité.

### **DROIT D'ENQUETE ET MESURES NECESSAIRES A UNE CONCURRENCE EFFECTIVE**

Il ressort de la directive 2009/72/CE que pour développer la concurrence sur le marché intérieur de l'électricité, les grands clients non résidentiels devraient pouvoir choisir leurs fournisseurs et avoir la possibilité de conclure des contrats avec plusieurs fournisseurs pour

---

<sup>25</sup> [http://www.ilr.public.lu/electricite/documents\\_NEW/Rapport\\_annuel\\_prix\\_de\\_fourniture\\_2013.pdf](http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Rapport_annuel_prix_de_fourniture_2013.pdf)

couvrir leurs besoins en électricité. Ces clients devraient être protégés contre les clauses d'exclusivité des contrats, dont l'effet est d'exclure les offres concurrentes ou complémentaires.

Ainsi le contrat cadre introduit dans l'intérêt des grands consommateurs (consommateurs grands comptes ou multi-sites) la possibilité de se faire approvisionner simultanément par plusieurs fournisseurs<sup>26</sup>. Cette faculté leur permet de structurer leur approvisionnement et d'acheter à différentes échéances des tranches de leur consommation future. En effet, la possibilité pour le consommateur de conclure directement le contrat cadre avec le gestionnaire de réseau Creos ou de mandater un tiers à cet effet, lui permet de s'approvisionner de manière structurée et d'organiser la gestion opérationnelle et la gestion de l'équilibre de façon indépendante. Le nouveau contrat cadre crée donc de nouvelles opportunités pour les grands consommateurs pour mitiger le risque du prix momentané sur les marchés de gros.

En matière de changement de fournisseur, tous les clients profiteront dorénavant d'une procédure de changement de fournisseur plus rapide. La mise à jour du contrat cadre permet désormais à chaque consommateur de changer de fournisseur d'électricité dans un délai maximal de 3 semaines suivant sa demande. L'Institut est d'avis que la procédure de changement de fournisseur doit se faire dans le plus grand respect de la volonté du consommateur qui doit pouvoir changer de fournisseur à tout moment sans qu'un autre fournisseur ne puisse s'y opposer, bloquer ou retarder le changement demandé. Cependant, l'Institut recommande aux consommateurs, souhaitant changer de fournisseur, de vérifier les clauses de résiliation de leur contrat de fourniture en cours afin d'éviter des pénalités ou litiges éventuels pour résiliation anticipée.

### **2.3. Sécurité d'approvisionnement**

Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie est chargé de la surveillance de la sécurité d'approvisionnement, notamment de l'équilibre entre l'offre et la demande, des capacités de production existantes et en projet, des investissements nécessaires et de la sécurité d'exploitation des réseaux.

La législation nationale relative au marché de l'énergie charge le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie (Ministère de l'Économie) de surveiller l'état de la sécurité de l'approvisionnement nationale en matière d'énergie. Il surveille l'état général des réseaux et des interconnexions, ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement.

Dans l'accomplissement de cette surveillance, il communique un rapport bisannuel<sup>27</sup> concernant tous les aspects de la sécurité et de la qualité de l'approvisionnement à la Commission européenne et au régulateur.

Le régulateur n'a pas de compétences générales en matière de sécurité de l'approvisionnement et ne peut donc pas fournir d'informations détaillées à ce sujet. La législation nationale lui attribue cependant quelques compétences particulières en matière de garantie de la qualité d'approvisionnement (voir section 3.1.2 du présent rapport pour plus de détail sur la qualité de l'électricité).

---

<sup>26</sup>

[http://www.ilr.public.lu/electricite/documents\\_NEW/communications/Communique\\_de\\_presse\\_ILR\\_15032013.pdf](http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/communications/Communique_de_presse_ILR_15032013.pdf)

<sup>27</sup> <http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/index.html>

## ***SURVEILLANCE DE L'EQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE***

Les gestionnaires des réseaux de transport et industriels sont tenus de garantir les capacités suffisantes et de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. La surveillance de cette sécurité est de la compétence du Commissaire du Gouvernement à l'Energie; elle couvre notamment l'adéquation entre l'offre et la demande, les capacités de production existantes, celles en projet ou en construction, ou encore le niveau d'investissements nécessaires au bon fonctionnement actuel et futur des infrastructures. Les perspectives à moyen et long terme sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité sont documentées par le Commissaire du Gouvernement à l'Energie dans son rapport bisannuel dont le dernier en date est de juillet 2012<sup>28</sup>.

## ***SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES CAPACITES DE PRODUCTION***

Bien que le rapport du Commissaire du Gouvernement à l'Energie mentionne des capacités de réserve suffisantes chez nos voisins, sur lesquelles le Luxembourg pourrait s'appuyer à condition de disposer des capacités d'importation nécessaires, cette situation doit être réévaluée de manière continue en fonction des décisions prises dans les différents pays européens. Les investissements massifs dans de nouvelles capacités de production à base de sources d'énergies renouvelables, souvent intermittentes, nécessitent également la présence dans le système de capacités de production conventionnelles suffisamment flexibles pour combler l'intermittence de l'éolien ou du solaire notamment en période d'absence de vent ou de soleil.

Compte tenu des circonstances actuelles, outre les centrales hydro-électriques pour lesquelles il n'existe pas de potentiel significatif au Luxembourg, les centrales au gaz naturel du type TGV semblent les plus adaptées alors que leur flexibilité est la plus apte à suivre les changements rapides du besoin momentané résultant de l'intermittence des centrales de production à base de sources d'énergies renouvelables. Cependant, dans le contexte économique actuel, les centrales au gaz naturel éprouvent des problèmes de rentabilité sur les marchés d'électricité du type «energy-only» de manière à ce que leur maintien en service voire de nouveaux projets d'investissement s'annoncent difficiles.

Les centrales de production principales sur le territoire luxembourgeois sont :

- La centrale turbine-gaz-vapeur d'Esch-sur-Alzette, d'une puissance actuelle de 376 MW. Cette centrale est raccordée au réseau de transport, mais injecte sa production exclusivement sur le réseau industriel en cas de fonctionnement normal, en raison de l'absence d'interconnexion permanente entre le réseau de transport et le réseau industriel.
- La centrale hydroélectrique de Vianden, centrale à accumulation par pompage d'une puissance actuelle de 1.096 MW. Cette centrale est située à la frontière avec l'Allemagne et fait électriquement partie du système allemand étant donné son raccordement direct au réseau d'Amprion. L'augmentation de la puissance par l'ajout d'une 11<sup>ème</sup> turbine-pompe d'environ 200 MW est en cours : les travaux de construction de la « *machine 11* » ont commencé au mois de janvier 2010 et devraient se terminer courant 2014. Simultanément, la capacité utile des bassins de la centrale est augmentée de 500.000 m<sup>3</sup>. Pour y parvenir, la crête de digue du bassin supérieur est rehaussée de 1 m et le bassin inférieur adapté à la nouvelle capacité

---

<sup>28</sup> Bericht über die Versorgungssicherheit Juli 2012  
(<http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/index.html>)



nécessitant un niveau d'eau de 0,50 m en plus. La mise en service de la « *machine 11* » fera passer la puissance totale de la station à 1.296 MW. Les investissements sont réalisés par RWE Power et Enovos Luxembourg.

Ainsi, la capacité de production totale installée s'est élevée à 713 MW en 2013, contre 689 MW en 2012 (voir Tableau 5 ci-dessous), hormis la centrale de pompage de Vianden qui est directement raccordée au réseau Amprion, par rapport à une pointe simultanée des réseaux de transport et industriels de 1.014 MW.

Dans la zone Creos, 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, la centrale de valorisation énergétique des déchets (Sidor S.A.) et la centrale hydroélectrique du barrage d'Esch-sur-Sûre qui est en outre soumise à des contraintes en matière de réserve en eau potable et de rétention d'eaux pour réguler le niveau de la Sûre en aval du barrage.

La capacité totale disponible dans la zone Creos est de 337 MW environ. Cette augmentation par rapport à l'année 2012 (313 MW) est principalement due à une augmentation en capacité des centrales photovoltaïques (+20 MW) et la mise en service d'une centrale de production de chaleur et d'électricité (3,75 MW) sur base de bois de rebut.

<b>CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG</b>				
	<b>31.12.2012</b>		<b>31.12.2013</b>	
	<b>Puissance installée [kW]</b>	<b>Nombre de centrales</b>	<b>Puissance installée [kW]</b>	<b>Nombre de centrales</b>
<b>COGENERATION:</b>				
Centrales industrielles:	29 200	3	29 200	3
Petites Centrales:	83 816	86	83 816	86
Microcentrales:	919	43	919	43
Autoproduction:	2 560	1	2 560	1
<b>Total:</b>	<b>116 495</b>	<b>133</b>	<b>116 495</b>	<b>133</b>
<b>THERMIQUE:</b>	<b>395 200</b>	<b>2</b>	<b>395 200</b>	<b>2</b>
<b>HYDRO-ELECTRIQUE:</b>				
Centrale de pompage:	1 096 000	1	1 096 000	1
Centrales Moselle, Sûre:	32 300	4	32 300	4
Microcentrales:	2 008	29	2 008	29
<b>Total:</b>	<b>1 130 308</b>	<b>34</b>	<b>1 130 308</b>	<b>34</b>
<b>EOLIENNE:</b>	<b>58 327</b>	<b>51</b>	<b>58 327</b>	<b>51</b>
<b>BIOGAZ:</b>	<b>8 010</b>	<b>26</b>	<b>7 916</b>	<b>24</b>
<b>GAZ DES STATIONS D'EPURATION D'EAUX USEES:</b>	<b>1 978</b>	<b>5</b>	<b>1 978</b>	<b>5</b>
<b>GAZ DE DECHARGE:</b>	<b>75</b>	<b>1</b>	<b>75</b>	<b>1</b>
<b>PHOTOVOLTAIQUE: (*)</b>	<b>74 654</b>	<b>3 644</b>	<b>95 021</b>	<b>4 454</b>
<b>BOIS DE REBUT:</b>	<b>/</b>	<b>/</b>	<b>3 750</b>	<b>1</b>
<b>TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES:</b>	<b>1 785 047</b>	<b>3 896</b>	<b>1 809 070</b>	<b>4 705</b>
<b>TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALE DE POMPAGE):</b>	<b>689 047</b>	<b>3 895</b>	<b>713 070</b>	<b>4 704</b>
(*)Pour les centrales photovoltaïques le nombre de centrales correspond au nombre de contrats existants entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux, tels que reçus par l'Institut en date du 1er juillet de chaque année				

**Tableau 5 - Centrales de production au Luxembourg**

## ***SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RESEAU***

Pour éliminer les risques à long terme vis-à-vis de la sécurité d'approvisionnement, le renouvellement du réseau en cours, notamment dans les équipements à haute tension ayant entre temps plus de 40 ans d'utilisation, devrait être poursuivi et complété dans les années à venir avec une forte composante prioritaire.

Des investissements sont également prévus pour supprimer les congestions internes actuelles sur certaines lignes de transport luxembourgeoises. Ainsi, le projet Luxembourg-Ring, ligne haute tension permettant le transport entre le poste principale de dispatching de Heisdorf et le Centre / Sud du pays est en cours de réalisation.

En outre, un projet de renforcement des interconnexions du réseau de transport avec ceux des pays voisins est mené en collaboration avec les gestionnaires des réseaux de transport limitrophes. Les solutions se concentrent à l'heure actuelle sur une interconnexion avec la Belgique tel que décrit dans le Memorandum Of Understanding signé entre Creos et Elia le 25 juin 2013, via d'une part une solution intérim qui permettra de disposer d'une capacité d'interconnexion de 400 MVA et via d'autre part une solution d'interconnexion à long terme, avec la pose de 2 câbles supplémentaires permettant une redondance vis-à-vis du critère N-1.

## ***MESURES POUR FAIRE FACE AUX DEFICITS D'APPROVISIONNEMENT***

Le délestage est une démarche organisée de réduction sensible de la consommation d'électricité, qui peut être engagée par un gestionnaire de réseau de transport, un gestionnaire de réseau de distribution ou un gestionnaire de réseau industriel d'électricité, pour faire face à une situation exceptionnelle, constatée, annoncée ou prévisible, mettant en péril la sécurité d'approvisionnement, l'intégrité des réseaux, la sécurité physique ou la sûreté des personnes.

Le plan de délestage peut être déclenché pour maîtriser des situations de crise présentant un caractère exceptionnel par leur ampleur et entraînant un risque d'effondrement de l'ensemble ou d'une partie du système électrique luxembourgeois, ou encore du système interconnecté européen. Ces situations peuvent avoir pour origine des phénomènes soudains ou des situations de pénurie d'électricité, effectivement constatés ou anticipés par les gestionnaires de réseaux.

Le délestage constitue un outil utilisable en ultime recours par les gestionnaires de réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg pour prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences lorsque ces derniers se produisent. Il complète ainsi la panoplie d'outils à disposition des gestionnaires de réseaux pour assurer la sauvegarde du système électrique.

Le plan de délestage des réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg est un document opérationnel élaboré de manière concertée par les différents gestionnaires des réseaux industriels, de transport et de distribution d'électricité du Grand-Duché de Luxembourg.

Il est établi conformément aux articles 12 et 13 de la Loi Electricité, qui autorisent la coupure de points de connexion parmi les mesures préventives nécessaires pour limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité, de l'efficacité des réseaux et de la qualité de l'électricité. Différents niveaux de priorité ont été définis, les derniers utilisateurs / consommateurs à être délestés étant les clients protégés.

Le raccordement du réseau industriel Sotel (Belval) au réseau de transport français de RTE (Moulaine) depuis Octobre 2013, a permis un accroissement de capacité de 350 MW et la libération d'un terme sur la ligne vers la Belgique. Ainsi la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg s'en trouve renforcée, grâce à :

- Un dégagement d'une bande d'énergie lors du raccordement de secours contracté avec le réseau Elia sur lequel est aujourd'hui raccordé le réseau Sotel
- Une connexion progressive du réseau Elia au réseau Creos via les solutions pré-intérim, avec installation d'un transformateur-déphaseur, et intérim envisagées pour la réalisation de l'interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg.

Dans le cadre d'une étude menée par le Ministère de l'Economie, documentée dans le rapport bisannuel du Commissaire du Gouvernement à l'Energie de juillet 2012, il a été constaté que, même dans l'hypothèse d'une faible augmentation de la charge annuelle, des capacités de transmission supplémentaires à moyen et long terme dans les pays voisins doivent être mises en place afin d'importer l'électricité nécessaire pour couvrir la charge du réseau Creos.

Devant les temps de réalisation importants de telles lignes, le développement de la connexion du réseau du Luxembourg avec des pays voisins est impératif. Ceci est d'autant plus important que 3 des 4 lignes reliant le réseau de Creos au réseau d'Amprion sont raccordées, depuis 2013, au même poste de transformation 400/220 kV de Niederstedem en Allemagne, d'où un risque accru pour l'approvisionnement du Luxembourg via l'Allemagne en cas de défaillance sur ce poste. Dans ce cadre, le développement d'une interconnexion avec la Belgique constitue une étape importante. En diversifiant ainsi l'origine des approvisionnements, le risque de faire face à des déficits s'en trouverait réduit.

### **3. Le marché du gaz naturel**

#### **3.1. Régulation des réseaux**

##### **3.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau**

Au niveau national, Creos Luxembourg S.A. est à la fois gestionnaire de réseaux de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. A côté de Creos Luxembourg S.A. il existe encore deux autres gestionnaires de réseaux de distribution, Sudgaz S.A. et la Ville de Dudelange. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie dans le Tableau 7 du chapitre 4.1.2. du présent rapport.

#### ***CERTIFICATION DU GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT***

Les actes du 3<sup>e</sup> Paquet Energie prévoient une certification des gestionnaires de réseau de transport par les autorités de régulation nationales.

Ainsi, l'article 10 de la directive 2009/73/CE dispose qu'une entreprise qui possède un réseau de distribution doit être certifiée conformément à une procédure définie par la directive même avant qu'elle ne puisse être agréée et désignée comme gestionnaire de réseau de transport. La certification doit se faire notamment en vérifiant la conformité de l'entreprise aux exigences fixées à l'article 9 de la directive visant la dissociation entre, d'une part, la propriété et l'exploitation de réseaux de transport et, d'autre part, la production et la fourniture de gaz naturel.

Le législateur luxembourgeois, faisant valoir en faveur du Grand-Duché la dérogation prévue à l'article 49.6 de ladite directive, a transposé l'obligation de la certification à l'article 32(2bis) de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel (ci-après « *la Loi Gaz naturel* ») dans les termes suivants : « *Chaque gestionnaire de réseau de transport, détenteur d'une autorisation de transport visée à l'article 4, est agréé et désigné comme gestionnaire de réseau de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne. Cette information est communiquée par l'autorité de régulation à la Commission européenne.* »

Ainsi, en conformité à l'article 32(2bis) de la Loi Gaz naturel, l'Institut a communiqué en date du 16 janvier 2013 à la Commission européenne que la société Creos Luxembourg S.A., disposant d'une autorisation de transport<sup>29</sup>, est agréée et désignée comme gestionnaire d'un réseau de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne. La Commission européenne n'a pas encore pris position par rapport à cette désignation.

Malgré ladite dérogation quant à l'application de la dissociation entre réseau de transport et activités de production et de fourniture, le législateur a tout de même établi un cadre législatif assurant un degré d'indépendance adéquat aux gestionnaires de réseau. Dès lors, un gestionnaire de réseau de transport faisant partie d'une entreprise de gaz naturel verticalement intégrée, doit répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et de prise de décision qu'un gestionnaire de réseau de distribution. La législation luxembourgeoise prévoit une dissociation juridique, fonctionnelle et comptable du gestionnaire de réseau, mais ne renferme aucune obligation de dissociation totale de la propriété. Les principales dispositions en matière de dissociation et d'indépendance du gestionnaire de réseau sont définies à l'article 37 de la Loi Gaz naturel. En outre, les exigences de confidentialité imposée au gestionnaire de réseau de transport à travers l'article 16 de la directive 2009/73/CE sont intégralement reprises en droit national.

#### **DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION**

Les exigences posées par l'article 26 de la directive et applicables aux gestionnaires de réseau de distribution, sont transposées en droit luxembourgeois par l'article 37 de la Loi Gaz naturel, applicable aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution, à l'exception des entreprises intégrées de gaz naturel (y compris les distributions communales) qui ne gèrent pas de réseau de transport et qui approvisionnent moins de cent mille clients raccordés. Ces entreprises sont exemptées des obligations de dissociation.

##### **i. Dissociation juridique**

Comme énoncé ci-avant, Creos Luxembourg S.A. est le seul gestionnaire d'un réseau de transport et de distribution au Luxembourg. Avec la constitution du groupe Enovos et avec l'intégration de la propriété et de la gestion du réseau de transport de gaz naturel dans la société Creos Luxembourg S.A., le Luxembourg est conforme aux obligations de séparation juridique. Pour davantage d'informations sur la structure juridique du groupe Enovos, le lecteur est invité à se référer à la section 3.1.1 du présent rapport.

Aucun des autres gestionnaires de réseau de distribution ne gérant un réseau de transport et n'approvisionnant pas plus de 100.000 clients, l'obligation de séparation juridique ne leur incombe pas.

---

<sup>29</sup> Arrêté ministériel du 27 juin 2011

## ii. Dissociation fonctionnelle

Les gestionnaires des réseaux qui font partie d'une entreprise intégrée et qui sont soumis à l'obligation de dissociation doivent bénéficier des conditions nécessaires leur permettant d'exercer leurs missions en toute indépendance, en particulier lors de la prise de décisions en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau ainsi que celles concernant l'exploitation et la gestion quotidienne. L'article 37 de la Loi Gaz naturel reprend les critères d'indépendance formulés par la directive 2009/73/CE :

- a) Les personnes responsables de la gestion du gestionnaire de réseau ne peuvent pas faire partie des structures de l'entreprise intégrée de gaz naturel qui sont directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production ou de fourniture de gaz naturel.
- b) Des mesures appropriées doivent être prises pour que les intérêts professionnels des responsables de la gestion des gestionnaires de réseau soient pris en considération de manière à leur permettre d'agir en toute indépendance.
- c) Les gestionnaires de réseau doivent disposer de pouvoirs de décision effectifs et suffisants, indépendamment de l'entreprise intégrée de gaz naturel, en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer les réseaux dont ils sont gestionnaire. Ceci implique qu'ils disposent de ressources nécessaires, tant humaines que techniques, matérielles et financières. Néanmoins, la société-mère doit pouvoir approuver le plan financier annuel du gestionnaire et plafonner globalement le niveau de l'endettement de sa filiale, sans pour autant que la société-mère ne puisse donner des instructions ni au sujet de l'exploitation et de la gestion quotidienne ni en ce qui concerne les décisions individuelles relatives à la construction ou à la modernisation de conduites qui n'excèdent pas les limites du plan financier.
- d) Le gestionnaire de réseau établit un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. La personne responsable du suivi du programme d'engagements doit présenter tous les ans un rapport au régulateur concernant les mesures prises.

La loi du 7 août 2012 modifiant la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel a encore introduit un autre critère visant à éviter que, par le biais du gestionnaire de réseau, une entreprise intégrée de gaz naturel ne puisse tirer profit de son intégration verticale pour fausser le jeu de la concurrence. En particulier, le gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée doit s'abstenir, dans ses pratiques de communication et sa stratégie de marque, de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « *fourniture* » de l'entreprise verticalement intégrée. L'Institut est appelé à surveiller ces activités aux termes de l'article 37(3) de la Loi du 1<sup>er</sup> août 2007.

Dans le cadre de l'article 37(3) de la Loi Gaz naturel, l'Institut a analysé le programme d'engagements du gestionnaire de réseau Creos Luxembourg S.A. et l'a interpellée au sujet des divers aspects de dissociation fonctionnelle. Suite à ces remarques, le programme d'engagement a été adapté et publié par Creos, qui a en outre mis en place une campagne d'information interne se basant sur le même programme d'engagement. Cette campagne vise à rappeler aux employés au sein du gestionnaire de réseau verticalement intégré des obligations découlant de l'article 37 de la Loi Gaz naturel et des sanctions y relatives prévues dans le programme d'engagement dans le cas de la non-exécution de l'obligation générale de non-discrimination.

Un premier rapport du Compliance Officer de Creos Luxembourg S.A. informant l'Institut des mesures implémentées suite au programme d'engagements est parvenu à l'Institut et a été publié par Creos sur son site Internet<sup>30</sup>.

De façon générale, les gestionnaires de réseau et leurs missions demeurent mal connus du grand public. Ce déficit de notoriété entretient une incompréhension préjudiciable à l'ouverture des marchés, notamment dans le segment des clients résidentiels. Il apparaît donc indispensable que les missions des gestionnaires soient clairement communiquées et que les confusions avec les identités des entreprises de fourniture soient évitées. L'Institut a continué dans ce contexte à élargir son offre d'informations sur son site STROUMaGAS.lu.

### iii. Dissociation comptable

Aux critères d'indépendance énoncés par l'article 26 de la directive 2009/73/CE et transposés en droit national par l'article 37 de la Loi Gaz naturel, s'ajoute encore la dissociation comptable fixée par l'article 41 de ladite loi. Ainsi, toutes les entreprises exerçant une ou plusieurs activités dans le secteur du gaz naturel doivent tenir dans leurs comptabilités internes des comptes séparés au titre respectivement de la distribution, du transport, du GNL et du stockage de gaz naturel. Le cas échéant, les entreprises doivent tenir un compte séparé pour l'activité de production, fourniture et commercialisation du gaz naturel et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités en dehors du gaz naturel. A cela s'ajoute, pour chacune des activités concernées, l'obligation de tenue de comptes séparés relatifs aux obligations de service public qu'elles exercent.

La séparation comptable est un moyen de s'assurer de la correcte affectation des coûts entre activités régulées et concurrentielles et, plus généralement, d'encadrer les relations financières entre ces activités. Elle est également un des outils pour garantir un fonctionnement indépendant des réseaux au sein des groupes verticalement intégrés.

### **3.1.2. Fonctionnement technique**

En l'absence d'extraction ou de production de gaz naturel, 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 marché du gaz naturel est dès lors caractérisé par une dépendance complète de l'importation, abstraction faite des 4,4 millions de mètres cube, soit 49 GWh, de biogaz (produit par méthanisation) injectées localement dans le réseau en 2013, pour une capacité de production estimée à 6,7 millions de mètres cube répartie sur 3 centrales.

Le réseau haute pression de Creos Luxembourg S.A. ne dispose pas des moyens de compression propres pour transporter des flux de transit. Il 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 pour les trois réseaux de distribution.

Il n'existe pas d'infrastructure spécifique au GNL au Grand-Duché de Luxembourg.

Les stockages opérationnels (en conduites, etc.) mis à part, il n'y a pas d'activité de stockage au Grand-Duché, les conditions géologiques du pays étant défavorables à une telle activité. Des capacités de stockage existent dans les pays limitrophes ce qui permet de couvrir les besoins du Luxembourg de façon générale. Les expéditeurs actifs au Luxembourg peuvent,

---

<sup>30</sup> <http://www.creos-net.lu/index.php?id=576>

par voie contractuelle, s'assurer la mise à disposition de capacités de stockage à l'étranger pour le besoin des consommateurs luxembourgeois.

De même, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) n'est pas en mesure d'assurer l'équilibre résiduel du réseau par le seul moyen du stockage en conduite et fait dès lors recours à des contrats de flexibilité aux points d'entrée du pays avec des expéditeurs et des gestionnaires de réseaux de transport adjacents.

### ***ACCES AU RESEAU DE TRANSPORT***

Le réseau haute pression de Creos est interconnecté avec les réseaux de transport belge (Fluxys), allemand (Open Grid Europe) et français (GRTgaz) au niveau de quatre points d'entrée physiques :

- Postes de Pétange et de Bras, regroupés en un seul Point d'Entrée virtuel (PEB), pour l'interconnexion avec la Belgique;
- Poste de Remich pour l'interconnexion avec l'Allemagne (PEA);
- Point d'Entrée d'Esch pour l'interconnexion avec la France (PEF).

L'accès aux capacités de transport sur le réseau de Creos repose sur un système "Entrée" dans le sens où un Expéditeur doit simplement souscrire des capacités aux Points d'Entrée du réseau. La livraison se fait sur un des deux Points de Fourniture suivants, sans que l'Expéditeur n'ait à souscrire des capacités pour ces points :

- « Point de Fourniture Industriels » ou « PFI » : Point d'interface virtuel entre le point d'équilibrage (BAP) et la Zone « Industrielle » où le GRT met à la disposition de l'Expéditeur le gaz naturel permettant d'approvisionner l'ensemble de ses Clients Finals possédant un Dispositif de Mesurage avec lecture en temps réel des données horaires de consommation de gaz naturel.
- « Point de Fourniture Distribution » ou « PFD » : Point d'interface virtuel entre le BAP et la Zone de Distribution où le GRT met à disposition des Expéditeurs le gaz naturel qu'ils injectent dans la Zone de Distribution.

Pour approvisionner leurs Clients, les Expéditeurs doivent nommer les quantités injectées aux différents Points d'Entrée PEA, PEB, PEF, dans la limite des capacités qu'ils y ont souscrites, ainsi que les quantités soutirées aux points de fourniture PFI et PFD.

Au deuxième semestre 2013, la capacité ferme disponible au point PEB a été augmentée grâce à un service de pression conclu entre le gestionnaire de réseau de transport luxembourgeois Creos et le gestionnaire de réseau de transport belge Fluxys. Ainsi une fenêtre de souscription extraordinaire a été ouverte en décembre 2013 pour commercialiser dès 2014 une capacité d'entrée ferme additionnelle de 30 000 Nm<sup>3</sup>/h, soit une augmentation de 27% par rapport à la capacité disponible début 2013 au point d'entrée PEB. Le résultat de cette souscription dénote une demande additionnelle très faible, puisque seulement 289 Nm<sup>3</sup>/h ont été réservés sur les 30 000 offerts.

### ***SERVICES D'AJUSTEMENT***

L'expéditeur doit assurer un équilibre quotidien entre les quantités d'énergie qu'il injecte aux Points d'Entrée du réseau de transport et les quantités qu'il soutire aux Points de Fourniture pour les consommateurs résidentiels ou industriels. Pour cela, il transmet les nominations des quantités horaires d'énergie injectées soutirées au GRT.

À l'heure actuelle, la comptabilisation du déséquilibre se fait au niveau du portfolio de chaque expéditeur avec une bande de tolérance de base mise à disposition de chacun. Une tolérance élargie peut être souscrite moyennant un Service de Flexibilité Supplémentaire. 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>	DIT	HIT	CIT
période hiver (Nov – Mars)	3%	50%	3%
période été (Avril – Octobre)	5%	50%	5%

**Tableau 6 - Bandes de tolérance**

Creos Luxembourg S.A. a mis en place un système en ligne permettant aux expéditeurs de renominer en intraday leurs nominations day-ahead en fonction des informations de déséquilibre (différence entre mesure réelle et nomination initiale day-ahead) communiquées par Creos sur ce système. Les renominations des expéditeurs deviennent actives avec un retard de deux heures dû au matching avec les TSO voisins concernés.

Soucieux d'une meilleure intégration du système gazier national dans le marché européen, Creos et Fluxys, avec le soutien des régulateurs respectifs, ont développé un projet de rapprochement de leurs respectives zones. Initialement destiné à mettre en place une zone d'équilibrage commune, les discussions ont vite montré qu'un tel rapprochement reviendrait *in fine* à la création d'une zone entrée/sortie commune, couvrant le système belge de gaz H et le système luxembourgeois. Alors que le concept de ce rapprochement se dessinait de plus en plus clairement et que les obstacles identifiés semblent raisonnablement surmontables, Creos et Fluxys Belgium ont annoncé le 22 mai 2014 par communiqué de presse de fusionner les marchés nationaux du gaz dans le courant de 2015, sous réserve de l'accord des régulateurs des deux pays sur les modalités de mise en oeuvre du marché Belux, tel que décrit dans le Memorandum of Understanding signé entre Fluxys et Creos le 19 avril 2014. Celles-ci prévoient notamment la mise en place d'une société opérationnelle commune en vue de gérer conjointement les règles et mécanismes d'équilibrage commercial du marché intégré, qui seront donc harmonisées entre les deux pays. Creos Luxembourg et Fluxys Belgium resteront gestionnaires de leurs réseaux respectifs. Ce projet permettra de renforcer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg, tout en améliorant le fonctionnement du marché avec un processus simplifié pour les fournisseurs actifs dans les 2 pays et des prix compétitifs pour les consommateurs luxembourgeois grâce à l'accès direct au hub gazier ZTP.



## ACCÈS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Au niveau de la distribution, les différents gestionnaires de réseau de gaz naturel sont repris dans le Tableau suivant :

Fonction	Gestionnaire de réseau / Propriétaire	Longueur du réseau Haute pression (km)	Longueur du réseau Moyenne pression (km)	Longueur du réseau Basse pression (km)
GRT, GRD	Creos Luxembourg S.A.	292,1	371,4	1286,2
GRD	Sudgaz S.A.	12,3	301,7	742,0
GRD	Ville de Dudelange	0	12,3	71,0

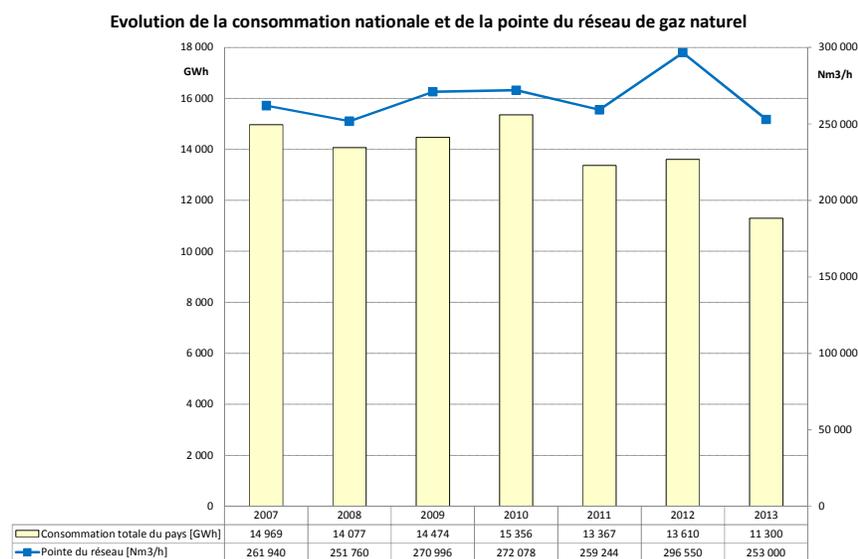
Tableau 7 - Infrastructure - réseaux gaz naturel

Afin d'éviter des modalités propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution, des règles d'accès communes à tous les réseaux de distribution ont été mises en place. Ce document, intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg », décrit notamment le modèle de gestion des flux et de réconciliation, l'application des profils standards de consommation, le processus de changement de fournisseur et les modalités d'échange de données.

## EVOLUTION DE LA CONSOMMATION

En 2012, la capacité totale réservée sur le réseau de transport était de 280.000 Nm<sup>3</sup>/h et, le volume total acheminé dans le réseau était de 11,3 TWh.

En 2013, la consommation nationale (11,3 TWh) était bien inférieure par rapport à l'année précédente (13,6 TWh en 2012). Cette forte diminution est liée à des changements substantiels du régime de fonctionnement de la centrale TGV de Esch-sur-Alzette dont les heures de fonctionnement ont diminué d'environ la moitié en 2013 par rapport à 2012.



Graphique 9 - Evolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel à partir de l'année 2007

## **MESURES DE SAUVEGARDE**

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg a été élaboré de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. La version en cours de validité a été établie en décembre 2012.

En vertu du règlement (UE) n° 994/2010, le Ministère de l'Economie, compétent pour la sécurité d'approvisionnement, réalise une évaluation des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et, sur base de cette évaluation, met en place un plan d'action préventif<sup>31</sup> et un plan d'urgence<sup>32</sup>, dont les versions actuelles datant de décembre 2012 ont été notifiées à la Commission européenne en 2013.

## **LE COMPTAGE INTELLIGENT**

L'article 35 de la Loi Gaz naturel précise le régime du comptage intelligent. Le lecteur est invité de se diriger vers la section correspondante dans le chapitre 3 du présent rapport relatif au marché de l'électricité

### **3.1.3. Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux**

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux. La méthode est actuellement est a été fixée par le Règlement E12/06/ILR du 22 mars 2012 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2013 à 2016 et abrogeant le règlement E09/04/ILR du 2 février 2009.

## **DESCRIPTION DU MODÈLE DE RÉGULATION INCITATIVE**

Le règlement E12/06/ILR du 22 mars 2012 fixe les principes applicables à tous les gestionnaires de réseau pour la détermination de leurs coûts du réseau et la transposition de ces derniers en une structure tarifaire. Pour plus d'informations, le lecteur est invité de se diriger vers la section correspondante dans le chapitre 3 du présent rapport relatif au marché de l'électricité.

## **TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU**

Les gestionnaires de réseau sont tenus de soumettre leurs conditions techniques et financières à l'acceptation de l'Institut conformément aux dispositions légales.

Les tarifs approuvés par l'Institut peuvent être consultés sur son site Internet<sup>33</sup>, ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux.

Au niveau du réseau de transport, le tarif correspond à un tarif unitaire par unité de capacité horaire maximale souscrite aux points d'entrée par un expéditeur transport pour

---

<sup>31</sup> [http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/plan\\_action\\_prev.pdf](http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/plan_action_prev.pdf)

<sup>32</sup> [http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/plan\\_urgence.pdf](http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/plan_urgence.pdf)

<sup>33</sup> [http://www.ilr.public.lu/electricite/documents\\_NEW/Tarifs\\_utilisation\\_du\\_reseau/tarifs\\_reseaux\\_elec.pdf](http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Tarifs_utilisation_du_reseau/tarifs_reseaux_elec.pdf)

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 des différents consommateurs.

Au cours de l'année 2013 l'Institut a entamé, ensemble avec les gestionnaires de réseaux de distribution, les travaux préparatoires afin de faire évoluer la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel vers une structure harmonisée permettant d'améliorer la réflectivité des coûts et la transparence pour le consommateur. La structure tarifaire harmonisée sera d'application à partir de 2015.

Les gestionnaires de réseau sont obligés de faire contrôler leurs comptes annuels par un auditeur externe indépendant. Lors de son contrôle, l'auditeur vérifié également le respect de l'obligation d'éviter les discriminations et les subventions croisées. Lors de la procédure d'acceptation des tarifs d'utilisation réseau, l'Institut procède également à des contrôles afin de s'assurer de l'affectation appropriée des coûts entre activités régulées et concurrentielles.

Le Tableau ci-après renseigne sur les prix du gaz naturel (énergie et frais réseau, hors taxes) tels que publiés par Eurostat pour le second semestre des années 2012 et 2013<sup>34</sup>, pour deux catégories de clients différents.

Type de client	Client résidentiel D2 20-200 [GJ/an] 5,6-55,6 [MWh/an]	Client industriel I3 10.000-100.000 [GJ/an] 2.778-27.778 [MWh/an]
Prix du gaz naturel 2012 [EUR / MWh]	53,70	50,60
Prix du gaz naturel 2013 [EUR / MWh]	50,80	44,40
Estimation des frais d'utilisation du réseau 2012 [EUR / MWh]	9,44	4,15
Estimation des frais d'utilisation du réseau 2013 [EUR / MWh]	9,73	5,02

Tableau 8 – Prix intégré hors taxes du gaz naturel et tarifs d'utilisation réseau agrégés

Les frais estimés pour l'utilisation du réseau prennent en compte uniquement les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution nationaux. Les coûts relatifs à l'acheminement en amont n'y sont pas considérés mais font partie du prix de gaz naturel.

Les estimations des frais d'utilisation du réseau sont calculées sur base d'une moyenne pondérée en fonction du volume distribué par chaque réseau de distribution.

[http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics\\_explained/index.php/Electricity\\_and\\_natural\\_gas\\_price\\_statistics](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics)

<sup>35</sup> European Network of Transmission System Operators in Gas

### 3.1.4. Questions transfrontalières

Au niveau du gaz naturel, le modèle d'accès au réseau de transport, défini par Règlement E11/21/ILR du 7 avril 2011, indique que les capacités sont attribuées via un mécanisme OSP (*Open Subscription Period*) avec possibilité de souscription de capacités fermes et interruptibles à différents horizons temporels. Toute souscription est engageante, mais pourra par la suite et selon les besoins être offerte sur le marché secondaire.

#### **ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET GESTION DES CONGESTIONS**

Etant donné la rareté des capacités fermes et interruptibles de niveau 1, celles-ci ne doivent servir qu'à fournir la pointe annuelle de consommation des portefeuilles des expéditeurs et ceux-ci doivent s'engager à offrir sur le marché secondaire toute capacité ferme ou interruptible de niveau 1 annuelle et mensuelle qu'ils jugent avoir en excès. Par ailleurs, un mécanisme spécifique de type *Use-It-Or-Lose-It* est mis en place afin d'éviter la surréservation de capacités fermes et interruptibles de niveau 1 de la part des Expéditeurs.

L'utilisation de la capacité d'entrée ferme est garantie contractuellement dans des conditions normales d'exploitation, notamment hors travaux et hors cas de force majeure. Le niveau total de capacité d'entrée ferme offert par Creos est calculé comme le débit maximal garanti, basé sur les pressions minimales garanties entre les gestionnaires de réseaux aux points d'interconnexion.

La capacité interruptible disponible à une heure donnée est égale au débit horaire qui résulte de la différence entre la pression réelle et la pression minimale garantie au point d'interconnexion. Etant donné son caractère interruptible, la disponibilité de la capacité interruptible n'est pas garantie.

Deux types de capacités interruptibles ont été commercialisés pour l'année 2013 :

- De la capacité interruptible de niveau 1 (N1), qui bénéficie d'une procédure d'augmentation des tolérances de déséquilibre afin de limiter l'impact de l'interruption pour l'expéditeur.
- De la capacité interruptible de niveau 2 qui est interrompue avant celle de niveau 1.

Les capacités offertes aux points physiques Bras et Pétange sont regroupées en un seul point virtuel pour lequel une seule souscription et nomination est requise.

Les capacités d'entrée offertes peuvent être résumées comme suit:

<b>Point d'entrée</b>	<b>Capacité ferme (Nm<sup>3</sup>/h)</b>	<b>Capacité interruptibleN1 (Nm<sup>3</sup>/h)</b>
Fluxys (Belgique)	110.000	15.000
OGE (Allemagne)	150.000	
GRTgaz (France)		8.000

**Tableau 9 - Capacités offertes pour l'année 2013**

## **UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES**

En 2013, tout comme les années précédentes, les demandes de souscription de capacités fermes dépassaient les capacités disponibles. Cependant, contrairement à l'année 2012, les capacités fermes étaient suffisantes pour couvrir la demande maximale (253.000 Nm<sup>3</sup>/h), qui était nettement inférieure à celle de 2012 (296.550 Nm<sup>3</sup>/h). Le contrat de pression (voir § 4.1.2 du présent rapport) conclu par Creos avec Fluxys va permettre à Creos à partir de l'année 2014 d'offrir une capacité ferme additionnelle de 30.000 Nm<sup>3</sup>/h ce qui va lever la congestion au point d'entrée PEB. Il n'y aura dès lors plus besoin de commercialiser des capacités interruptibles de niveau 1.

Parmi les projets en vue de renforcer les interconnexions avec les pays voisins, on trouve :

- Un renforcement de l'interconnexion avec la Belgique, avec une conduite de 500 mm de diamètre côté belge.
- La création d'une nouvelle route d'approvisionnement vers le Luxembourg en provenance de la France (2 dimensionnements sont à l'étude). Ce projet n'a pas suscité d'intérêt lors de la phase engageante de l'Open Season qui a été clôturée mi-2013.

Ces 2 projets visent à augmenter la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg et à contribuer à l'intégration des marchés. Ils ont été retenus comme projets d'intérêt commun au sein de l'Union européenne, et figurent sur la liste publiée via le règlement délégué (UE) n°1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013.

Ces projets d'intérêt commun (PCI) sont considérés comme prioritaires aux niveaux européen et national, et peuvent faire l'objet d'une demande de répartition des coûts transfrontaliers, conformément au règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.

Comme en électricité, l'Institut n'a reçu aucune demande de contribution aux coûts d'un projet établi hors du Luxembourg qui pourrait avoir une incidence nette positive pour le Luxembourg, conformément à l'article 12 du règlement (UE) n°347/2013.

## **SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT**

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/73/CE en droit national, la loi du 7 août 2012 modifiant la Loi Gaz naturel dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan d'investissement du gestionnaire de réseau de transport national. L'Institut doit également analyser la cohérence de ce plan national avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP) tel qu'élaboré par ENTSOG<sup>35</sup>, conformément au règlement européen 715/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel.

Le dernier TYNDP en date (plan 2012-2021) reprend les projets de développement de conduites avec la France et la Belgique mentionnés précédemment.

L'établissement du plan décennal national, mis à jour tous les 2 ans, est prévu à l'article 17 de la Loi Gaz naturel; c'est ainsi que l'analyse du premier plan décennal national, finalisé fin 2013, est prévu pour le courant de l'année 2014.

---

<sup>35</sup> European Network of Transmission System Operators in Gas

L'Institut participe également à l'analyse de la cohérence entre le plan national et le plan européen effectuée par l'ACER à partir de la fin de l'année 2013.

### ***COOPÉRATION RÉGIONALE***

En 2013, les gestionnaires de réseau de transport luxembourgeois (Creos) et belge (Fluxys) ont travaillé conjointement avec les régulateurs luxembourgeois (ILR) et belge (CREG) afin d'étudier la faisabilité d'une intégration entre ces deux marchés. L'étude de faisabilité a porté sur les solutions capacité à mettre en œuvre, les aspects réglementaires et les aspects légaux ; elle a montré que l'intégration des marchés prévue au courant de l'année 2015 pouvait être réalisée sans coût additionnel pour le consommateur. Il est prévu de créer une société commune pour gérer conjointement les règles et mécanismes d'équilibrage commercial du marché intégré.

#### **3.1.5. Observation du cadre législatif et réglementaire**

La loi du 7 août 2012<sup>36</sup> modifiant la Loi Gaz naturel transpose en droit national les dispositions notamment de la directive 2009/73/CE devant permettre l'achèvement du marché unique en 2014. Ainsi, afin de favoriser le développement de marché concurrentiels du gaz naturel et de supprimer les entraves au commerce entre Etats membres, tout en s'assurant de la non-discrimination des mesures mises en place, l'Institut exerce principalement ses pouvoirs dans les domaines suivants :

- accès au réseau et tarification,
- coopérations transfrontalières,
- surveillance des plans d'investissement,
- surveillance du bon fonctionnement du marché du gaz naturel,
- surveillance de la transparence.

Les nouvelles compétences dont dispose l'Institut vont de pair avec de nouvelles obligations, notamment celles d'évaluer des informations statistiques relatives au marché du gaz naturel pour établir des recommandations sur les prix des fournitures et de réaliser un benchmark, de contrôler le respect des obligations que les entreprises ont en matière de fourniture de gaz naturel, de coopérer avec l'ACER et les autorités de régulation pour les développements régionaux, de suivre le développement des codes réseau.

### ***OBSERVATION DU CADRE LEGAL EUROPEEN PAR LE REGULATEUR***

Désormais, l'ACER est ancrée dans la législation nationale, imposant à l'Institut de se conformer aux décisions juridiquement contraignantes de l'ACER, au même titre que celles de la Commission européenne, et de les mettre en œuvre (article 51(5)f) de la Loi Gaz naturel). Jusqu'au 31 décembre 2013, aucune décision contraignante n'a été prise par l'ACER à laquelle l'Institut aurait dû de se conformer.

La coopération avec l'ACER et la Commission européenne, de même qu'avec les autorités de régulation des autres Etats membres, est également introduite parmi les nouvelles missions de l'Institut. Cette coopération, qui concerne notamment les questions transfrontalières, vise à promouvoir un marché intérieur du gaz naturel concurrentiel, sûr

---

<sup>36</sup> Loi du 7 août 2012 modifiant la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel

et durable pour l'environnement, une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et fournisseurs, et des réseaux de gaz naturel qui fonctionnent de manière effective et fiable.

La coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres Etats membres vise encore, surtout à l'échelon régional, à coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés, à coordonner le développement de règles de gestion de la congestion et à favoriser la mise en place de modalités pratiques pour permettre une gestion optimale du réseau ou un niveau adéquat de capacités d'interconnexions. Dans ce cadre, l'Institut a participé aux discussions et travaux réguliers au sein de l'ACER concernant notamment le développement des orientations-cadre et codes réseaux portant sur l'harmonisation des structures tarifaires, l'équilibrage, l'allocation de capacités, ou l'interopérabilité.

De plus, cinq réunions regroupant les représentants du gestionnaire du réseau de transport Creos, du Ministère de l'Economie et de l'Institut ont eu lieu en 2013 pour discuter de la mise en application potentielle des codes réseau au niveau national.

#### ***OBSERVATION DU CADRE LEGAL EUROPEEN PAR LES ENTREPRISES DE GAZ NATUREL***

Dans la mesure où les dispositions de la directive 2009/73/CE se trouvent transposées en droit national, le non-respect de ce cadre légal est sanctionné au même titre que l'inobservation des dispositions légales nationales. Le pouvoir de sanction de l'Institut est défini par l'article 60 de la Loi GAZ naturel et consiste à prononcer de simples blâmes ou avertissements, ou prononcer des amendes substantielles de même qu'une interdiction temporaire d'effectuer certaines opérations, toutes les sanctions pouvant être assorties d'une astreinte (paiement d'une somme d'argent par jour de retard).

#### ***EXIGENCES DE TRANSPARENCE***

La transposition en droit national du troisième Paquet Energie dans la Loi Gaz naturel investit l'Institut d'une mission de surveillance du degré de transparence conformément à la directive européenne 2009/73/CE. En matière de transparence sur les capacités disponibles, l'Institut surveille le processus d'attribution des capacités dont les détails sont disponibles sur le site internet de Creos<sup>37</sup>.

De plus, dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011, dit REMIT, concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, il convient de procéder à la surveillance des marchés de gros de l'énergie en vue de prévenir ou de détecter toute opération d'initiés et toute manipulation de marché, ainsi que de favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final.

La mise en œuvre des interdictions définies dans le règlement REMIT ainsi que la définition du régime des sanctions en cas de violation des dispositions dudit règlement étant de la responsabilité des Etats membres, la Loi Gaz naturel fixe les compétences d'enquête et d'exécution dont est pourvue l'autorité de régulation.

Toutefois il s'agit de préciser et de compléter la législation nationale en vigueur pour écarter toute insécurité juridique lors de l'application des articles 13 et 18 du règlement REMIT.

---

<sup>37</sup> <http://www.creos-net.lu/index.php?id=259>

## **3.2. Aspects relatifs à la concurrence**

### **3.2.1. Marché de gros**

Au Luxembourg il n'y a pas de marché de gros de gaz naturel proprement dit. L'approvisionnement en gros s'effectue sur les marchés étrangers. Les prix de marché représentatifs sont ceux des marchés adjacents (NCG, TTF, ZTP). Les expéditeurs ont la possibilité d'échanger le gaz naturel aux points d'entrée au Luxembourg.

#### ***SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS***

Pour en savoir plus, le lecteur est invité à consulter la section correspondante dans le chapitre 3 du présent rapport portant sur l'électricité.

#### ***ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE ET MESURES NÉCESSAIRES À UNE CONCURRENCE EFFECTIVE***

Afin de permettre au Luxembourg de se conformer aux codes européens et de pouvoir ainsi bénéficier des avantages de l'harmonisation européenne tant d'un point de vue technique que d'un point de vue fonctionnement de marché, l'Institut soutient l'intégration de la zone luxembourgeoise de Creos avec la zone H belge tel que prévue par Fluxys et Creos. L'intégration de marché est en pleine conformité avec le Gas Target Model validé par les participants du Madrid Forum et s'inscrit pleinement dans la logique d'intégration européenne. Ainsi, cela favoriserait la concurrence en donnant au Luxembourg un accès direct (sans réservation de capacité transfrontalière) à un hub gazier important (ZTP) à des prix compétitifs au sein d'une seule et même zone entry-exit avec une localisation excellente (accès marché NL, GB, D, F, LNG). Cela permettra également au Luxembourg d'accéder aux flexibilités nécessaires pour l'équilibrage à des conditions de marché, sans augmentation significative du coût pour le consommateur, à des coûts opérationnels raisonnables, tout en offrant la sécurité d'approvisionnement pour les clients protégés tel que requis par le Règlement (UE) N o 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel.

### **3.2.2. Marché de détail**

En 2013, neuf entreprises de fourniture<sup>38</sup> se partagent le marché de détail du gaz naturel au Grand-Duché du Luxembourg qui représente 84.277 points de raccordement avec une énergie fournie de 11,3 TWh. Les clients finals peuvent être segmentés en 4 groupes de consommateurs : il y a les consommateurs résidentiels, deux segments de consommateurs professionnels (<280 GWh/an), (>280 GWh/an) et les producteurs d'électricité.

Des mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs n'ont pas été observés en 2013 pour aucune des catégories de consommateurs.

---

<sup>38</sup> Une liste des fournisseurs de gaz naturel autorisés est publiée sur le site web de l'Institut : <http://www.ilr.public.lu/gaz/fournisseurs/index.html>



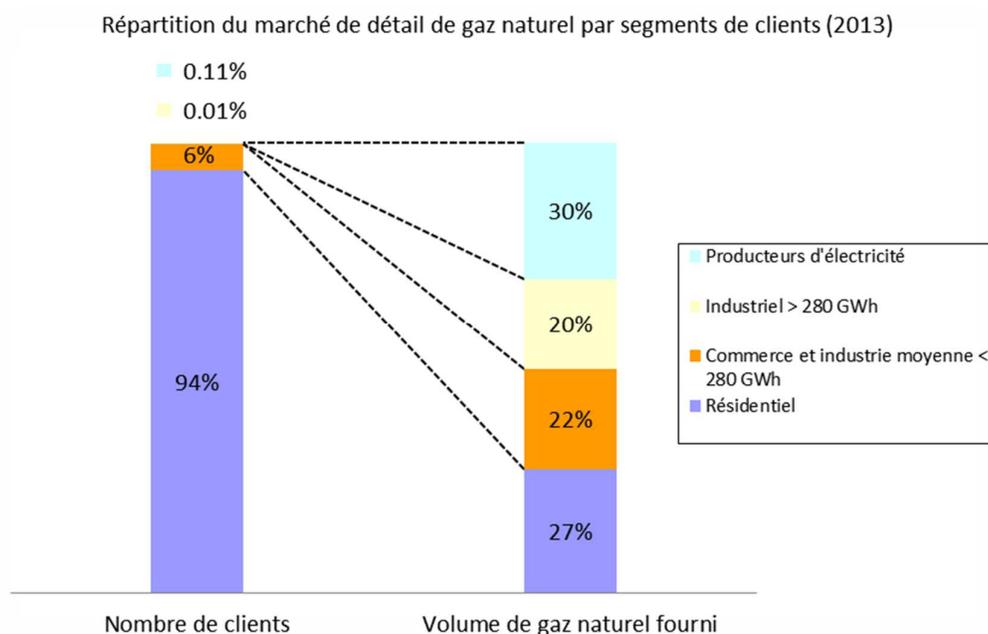
### PARTS DE MARCHÉ

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

Gaz naturel	Consommation 2013 en TWh	Points de fourniture
Secteur résidentiel	3,1 TWh	79 157
Secteur professionnel (< 280 GWh)	2,5 TWh	5 024
Secteur industriel (> 280 GWh)	2,3 TWh	5
Production d'électricité	3,4 TWh	91

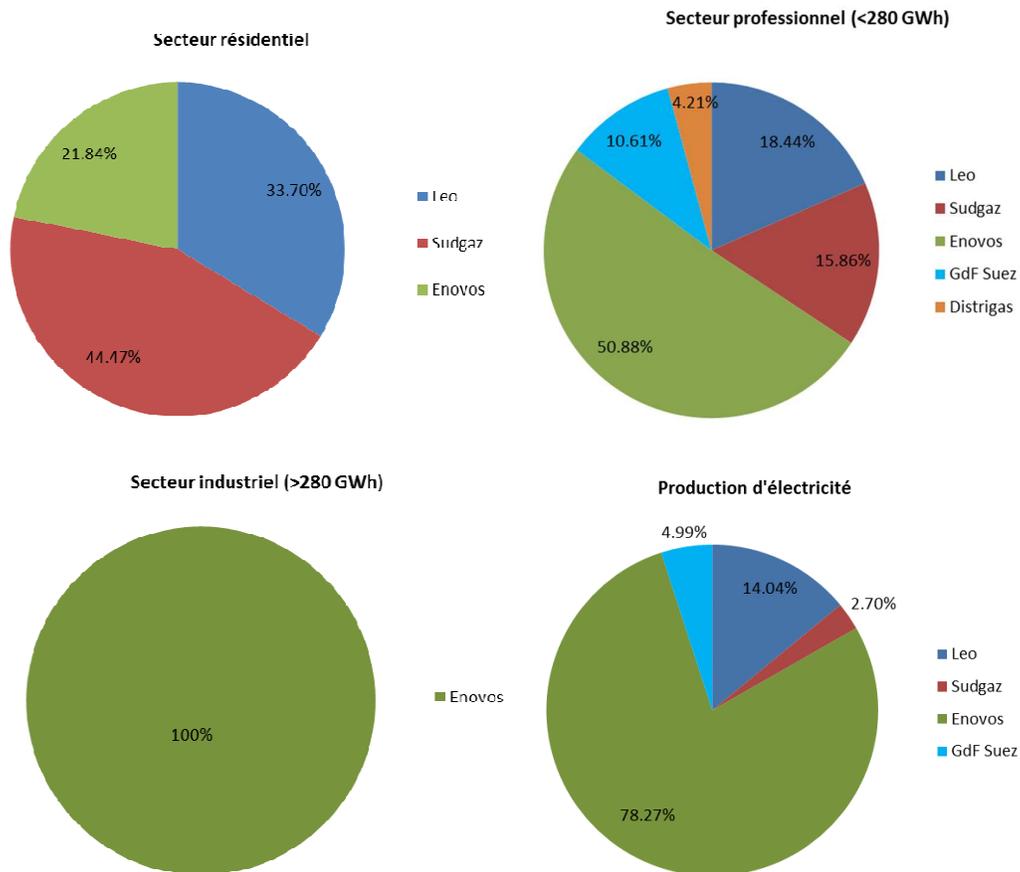
Tableau 10 - Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2013)

Le Graphique ci-après donne une indication de l'importance relative des différents segments du marché de détail :



Graphique 10 - Répartition du marché de détail de gaz naturel par segments de clients

Sept entreprises de gaz naturel se partagent activement le marché du gaz naturel au Grand-Duché du Luxembourg; quatre ont été actives sur le marché résidentiel et sept sur le marché non-résidentiel en 2013. Leurs parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le Graphique 11. Il témoigne du faible nombre d'acteurs avec une part de marché significative et d'un monopole sur le segment des consommateurs industriels et d'un quasi-monopole sur le segment des producteurs d'électricité. Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe (Enovos, LEO).



**Graphique 11 - Parts de marché (en %) sur le segment respectif du marché de détail**

### ***TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR***

La concurrence sur le marché du gaz naturel se développe de façon moins accélérée que sur le marché de l'électricité; en 2013, le taux de changement de fournisseur, avec 29 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, reste en dessous de 0,1%.

- ***Segment résidentiel***

Les ménages représentent environ 28% en volume du marché du gaz naturel. 25 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2013.

- ***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 280 GWh, il y a eu 4 changements de fournisseurs.

Ce segment représente environ 22% du marché national.

- *Segment industriel*

Uniquement 5 clients finals, hors producteurs d'électricité, représentent le segment industriel, qui compte cependant pour 20% du marché, à consommation annuelle supérieure à 280 GWh.

- *Producteurs d'électricité*

Les producteurs d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération) représentent 30% de la consommation de gaz naturel.

#### **RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE**

En vertu de l'article 51(6 bis) de la Loi Gaz naturel, le régulateur publie, une fois par an au moins, des recommandations sur la conformité des prix de fourniture avec les obligations de service public et les transmet, le cas échéant, à l'autorité de concurrence.

L'Institut Luxembourgeois de Régulation a ainsi élaboré son premier rapport<sup>39</sup> dont les résultats sont présentés dans le rapport d'activité sur l'année 2012.

### **3.3. Sécurité d'approvisionnement**

Par analogie au secteur électrique, les acteurs sont chargés de veiller à la sécurité d'approvisionnement ; le Commissaire du Gouvernement à l'Energie est chargé du suivi de la sécurité d'approvisionnement et publie un rapport sur les résultats de ce suivi.

Le gestionnaire du réseau de transport est tenu de garantir les capacités suffisantes et de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Energie (Ministère de l'Economie) assure le suivi de l'état général des réseaux ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement. A travers ses rapports, il expose les résultats de ce suivi et examine notamment le niveau de concurrence et les contrats d'approvisionnement en gaz naturel à long terme.

Il a publié<sup>40</sup> et transmis son rapport le plus récent en juillet 2012 conformément aux dispositions légales.

#### **LE RÈGLEMENT EUROPÉEN CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL**

Un règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel renforce les dispositions qui visent à maintenir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et à mettre en œuvre les mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus garantir la sécurité de l'approvisionnement.

L'autorité compétente pour prendre les mesures nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et pour les mettre en œuvre, est le Ministre de l'Economie, conformément à l'article 14bis de la Loi Gaz naturel.

Quant à l'Institut, il doit prendre en compte les coûts encourus pour respecter de manière efficiente l'obligation de veiller à ce que les infrastructures restantes en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière aient la capacité de satisfaire la demande totale de

---

<sup>39</sup> [http://www.ilr.public.lu/electricite/documents\\_NEW/Rapport\\_annuel\\_prix\\_de\\_fourniture\\_2013.pdf](http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Rapport_annuel_prix_de_fourniture_2013.pdf)

<sup>40</sup> <http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/index.html>

gaz naturel, de manière à accorder des mesures incitatives appropriées lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou méthodes de tarifs.

En ce qui concerne l'obligation de mettre en œuvre jusqu'au 3 décembre 2014 au plus tard les mesures nécessaires pour que, dans le cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière (critère N-1), les capacités restantes soient en mesure de satisfaire la demande totale de gaz naturel de la zone couverte pendant une journée de demande en gaz naturel exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans, le Luxembourg dispose d'une dérogation, dans un premier temps jusqu'au 3 décembre 2018, selon l'article 6.10a) du règlement (UE) n° 994/2010. Les autres obligations de ce règlement sont remplies, avec notamment la protection des clients protégés et la mise en place d'un plan d'action préventif et d'un plan d'urgence (voir publication sur le site du Ministère de l'Economie <sup>62</sup>). La protection des clients protégés sera également renforcée grâce à l'intégration des marchés de gaz nature luxembourgeois et belge qui devrait aboutir courant 2015, étant donné que l'accord d'intégration prévoit une augmentation de la pression garantie de la part du réseau Fluxys offrant des capacités d'approvisionnement fermes qui devraient pouvoir satisfaire la demande des clients protégés au moins jusqu'à l'horizon 2025.

#### ***SURVEILLANCE DE L'EQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE***

L'évaluation de la sécurité d'approvisionnement doit comprendre toutes les étapes de la chaîne de valeur, de la production et de l'exploration du gaz naturel, du stockage, du transport jusqu'à la distribution.

Pour des raisons géologiques, techniques et économiques, le Luxembourg n'est pas en mesure d'assurer lui-même les étapes de production/exploration de gaz naturel, ainsi que le stockage. En effet, le Luxembourg ne dispose ni de champs d'exploration, ni des conditions géologiques pour le stockage en caverne ou en nappe aquifère. La seule source indigène est constituée par la bio-méthanisation et son injection directe dans le réseau de gaz naturel. Mis à part le stockage en conduite possible sur le territoire luxembourgeois, la flexibilité pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande doit être assurée par les moyens mis à disposition par les systèmes limitrophes. A cette fin, Creos a conclu un contrat de prestation de services de flexibilité avec un expéditeur portant sur l'échange de volumes de gaz naturel en *day-ahead* et en *intraday* au niveau des points d'entrée ainsi que sur la mise à disposition des capacités d'acheminement requises à cet effet sur les réseaux de transport limitrophes. En outre, Creos a également conclu un accord opérationnel d'équilibrage avec Fluxys, gestionnaire de réseau belge, pour gérer les flux en temps réel au niveau des points d'entrée.

En ce qui concerne les projections de la demande, elles seront largement tributaires de l'évolution économique et surtout du secteur industriel. L'évolution des besoins en gaz naturel est dès lors dépendante de nombreux facteurs économiques qui ne sont pas suivis de près par l'Institut. La loi attribue la collecte et l'analyse de ces informations au Ministère de l'Economie dans le cadre de sa compétence en matière de sécurité de l'approvisionnement. Dans son dernier rapport de juillet 2012, le Commissaire du Gouvernement à l'Energie indique une progression modérée, mais constante de la demande maximale en gaz naturel. Cette demande de pointe est supérieure à la capacité d'importation ferme réellement disponible et inférieure à la capacité maximale d'un point de vue technique. Cela n'induit pas nécessairement de risque pour la sécurité d'approvisionnement car le dépassement de capacité ferme peut être couvert grâce aux contrats de flexibilité. La différence entre la capacité ferme réelle et la capacité technique

maximale peut cependant être réduite en modifiant les accords contractuels avec les gestionnaires de réseau limitrophes et en ajustant les conditions d'exploitation, ce qui permettrait de sécuriser les besoins d'approvisionnement sans investissement physique en de nouvelles infrastructures.

#### ***DEVELOPPEMENT DES CAPACITES***

Pour acheminer le gaz naturel vers les points d'entrée au Luxembourg, les fournisseurs emploient principalement les conduites des réseaux belge et allemand. En 2013, la capacité d'entrée ferme sur le réseau luxembourgeois de Creos a été intégralement souscrite.

Une augmentation de l'offre de capacités d'entrée ferme est incontournable pour éviter les interruptions de consommateurs lors des temps de pointe et pour favoriser le développement de la concurrence à travers l'accès aux capacités fermes.

Ainsi, le service de pression conclu entre Fluxys et Creos fin 2013 permet déjà d'augmenter la capacité ferme disponible entre la Belgique et le Luxembourg, et d'éviter le recours à de la capacité interruptible (voir § 4.1.4 du présent rapport). Le projet d'intégration des marchés avec la Belgique permettra de plus d'accroître la capacité d'entrée ferme totale de 260 000 m<sup>3</sup>/h à 300 000 m<sup>3</sup>/h.

#### ***MESURES POUR FAIRE FACE AUX DEFICITS D'APPROVISIONNEMENT***

Les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de garantir la capacité à long terme des réseaux afin de répondre à des demandes raisonnables de capacités de transport de gaz naturel, tout en tenant compte de réserves suffisantes pour garantir un fonctionnement stable. Les gestionnaires de réseau de transport doivent également garantir une capacité de transport, une fiabilité du réseau et une sécurité d'exploitation du réseau adéquat pour contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Energie est chargé de surveiller ces aspects de la sécurité de l'approvisionnement.

Les gestionnaires de réseau doivent prendre toutes les mesures préventives nécessaires afin de limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité ou de l'efficacité du réseau de transport ou de distribution ou de la qualité du gaz naturel en cas d'évènements exceptionnels annoncés ou prévisibles.

En cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie ou de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des équipements ou des installations, ou encore pour l'intégrité du réseau, le Gouvernement, l'avis du régulateur demandé, peut prendre temporairement les mesures de sauvegarde nécessaires. L'Institut ne dispose pas de compétences propres pour imposer ou prendre des mesures d'urgences et de sauvegarde.

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg a été élaboré de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. De plus, le Ministère de l'Economie a élaboré un plan d'action préventif<sup>41</sup> et un plan d'urgence<sup>42</sup> conformément au règlement (UE) n° 994/2010 (voir § 4.1.2 du présent rapport)

Le Luxembourg disposant d'une dérogation pour les normes relatives aux infrastructures (critère de défaillance N-1), il doit néanmoins s'assurer que les clients protégés soient

---

<sup>41</sup> [http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/plan\\_action\\_prev.pdf](http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/plan_action_prev.pdf)

<sup>42</sup> [http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/plan\\_urgence.pdf](http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/plan_urgence.pdf)

approvisionnés selon l'article 8 de ce règlement. Si ce point est aujourd'hui respecté, les projections de consommation à moyen terme montrent que cela ne sera plus le cas avec les capacités existantes. Le projet d'intégration des marchés belge et luxembourgeois s'inscrit donc dans cette optique, grâce à l'augmentation de capacité ferme qu'il procure pour le Luxembourg.

## **4. Protection des consommateurs**

### **4.1. Protection des consommateurs**

Les directives du troisième paquet et la législation nationale confèrent désormais à l'autorité de régulation des compétences élargies en matière de protection des consommateurs.

#### ***PROCEDURE DE MEDIATION***

En 2011, l'Institut a adopté la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel<sup>43</sup>, telle que prévue par l'article 6 de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, respectivement l'article 10 de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel. La médiation est un mode extrajudiciaire, transparent, rapide et gratuit de résolution de litige, ouverte à tout client final résidentiel mécontent de son fournisseur et/ou de son gestionnaire de réseau. Son rôle est de traiter, à la demande du consommateur concerné, toute réclamation qui n'a pas été traitée de manière satisfaisante dans le cadre des procédures de réclamation internes mises en place par les entreprises d'électricité ou de gaz naturel. Le but de la médiation est de concilier les parties; à cette fin, l'Institut demande une prise de position des deux parties et propose une solution que ce soit sur base de dispositions légales ou en équité. Néanmoins, la proposition de solution du litige est non contraignante et les parties sont libres de l'accepter ou de la refuser.

En 2013, l'Institut a traité deux demandes de médiation, l'une dans le secteur de l'électricité et l'autre dans le secteur du gaz naturel.

#### ***GUICHET UNIQUE EN LIGNE***

Le site Internet [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu) de l'Institut, dédié aux clients finals, vise à informer et sensibiliser les clients finals sur leurs droits, leurs opportunités et leurs devoirs dans le contexte des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz naturel. En 2013, l'Institut a développé davantage ce site pour lui attribuer un rôle de guichet unique, notamment pour les clients résidentiels, répondant ainsi à l'obligation pour l'Institut d'informer et de protéger les consommateurs. En effet, plusieurs fiches d'information sont dès lors disponibles sur le site [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu), informant sur les acteurs du marché de l'électricité et du gaz naturel, le libre choix du fournisseur et le changement de fournisseur, le comparateur de prix d'électricité (Calculix), l'étiquetage de l'électricité, la facture d'électricité, la médiation, le mix d'électricité ainsi que sur le raccordement au réseau. L'Institut présente également ses activités à des foires adressées au grand public.

---

<sup>43</sup> Règlement E 11/27/ILR du 25 mai 2011 fixant la procédure de médiation dans le secteur de l'électricité  
Règlement E11/28/ILR du 25 mai 2011 fixant la procédure de médiation dans le secteur du gaz naturel.

### **REGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNERABLES**

Les dispositions de service public ont principalement pour objectif de garantir les droits des clients résidentiels et de protéger les consommateurs les plus vulnérables dans la chaîne des acteurs. En vertu de la loi du 18 décembre 2009 organisant l'aide sociale, « *une fourniture minimale en énergie domestique est garantie à toute personne remplissant les conditions d'éligibilité pour le droit à l'aide sociale, si elle se trouve dans l'impossibilité de faire face à ses frais (...) d'énergie domestique* ».

La législation nationale actuelle ne définit pas de manière plus précise la notion de client vulnérable. Néanmoins, dans le cadre du service universel à assurer au client résidentiel, la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité définit une procédure à suivre par les entreprises d'électricité en cas de défaillance de paiement du client. Ainsi, le client doit être informé par écrit lors du deuxième rappel de la possibilité de déconnexion dans un délai de trente jours en cas de non-paiement<sup>44</sup>. Une information est adressée en parallèle à l'office social du lieu de résidence du client défaillant. Le client concerné ne peut être déconnecté par le gestionnaire que sur mandat écrit du fournisseur; en outre, la déconnexion ne peut pas avoir lieu lorsque l'office social prend en charge la dette du client. En contrepartie de cette prise en charge, le fournisseur est en droit de faire placer par le gestionnaire du réseau un compteur à prépaiement jusqu'à apurement intégral de la dette.

Une procédure identique existe dans le secteur du gaz naturel, même s'il n'existe pas de service universel sur ce marché.

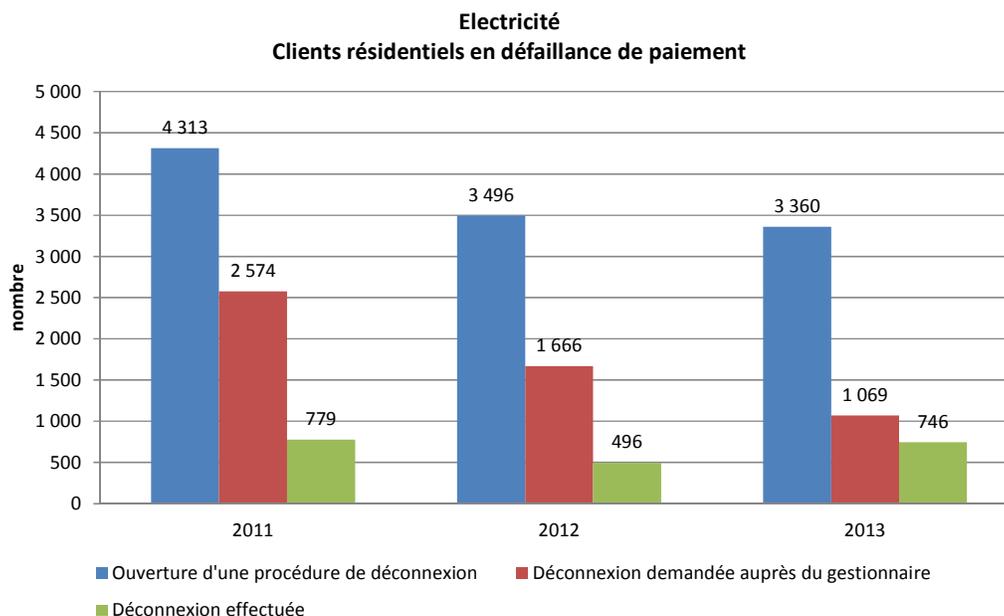
En pratique, l'encadrement par les offices sociaux se fait rétroactivement à travers un apurement des factures échues restées impayées. Les offices sociaux sont obligés de prendre « les initiatives appropriées pour diffuser toute information utile sur les différents formes d'aide qu'il(s) octroie(nt) ». Ils doivent de même fournir « les conseils et renseignements et (effectuer) les démarches en vue de procurer aux personnes intéressées les mesures sociales et prestations financières auxquelles elles peuvent prétendre en vertu d'autres lois ou règlements ».

Le rôle de l'Institut dans cette procédure est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. Une harmonisation des procédures de traitement des clients en défaillance de paiement fait défaut, à la fois au niveau des fournisseurs et au niveau des offices sociaux.

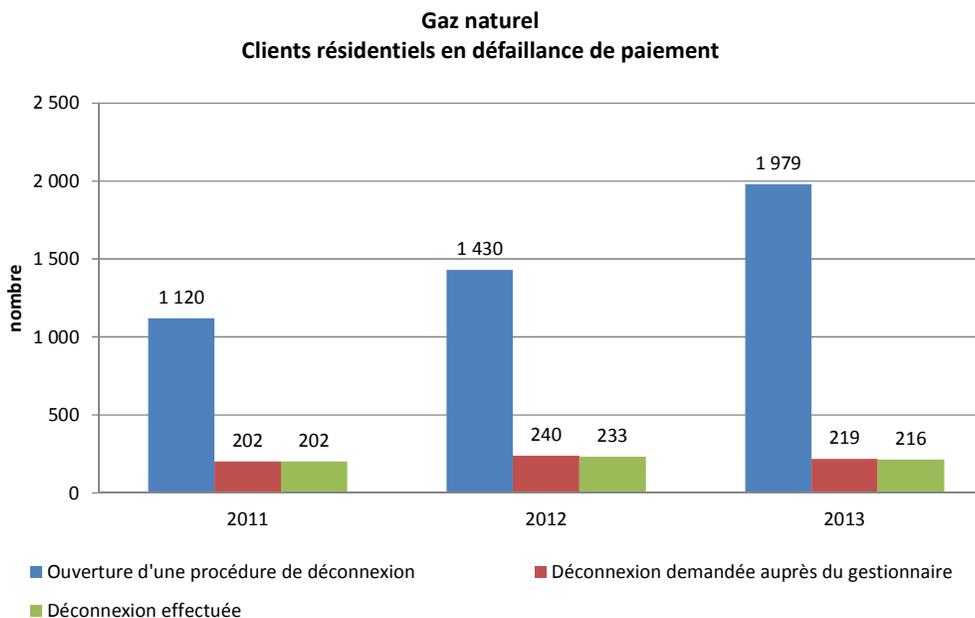
---

<sup>44</sup> La loi du 7 août 2012 a étendu le délai de déconnexion à trente jours au lieu de quinze jours auparavant.

Les Graphiques suivants renseignent sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que les déconnexions effectuées en 2011, 2012 et 2013 auprès des clients résidentiels :



**Graphique 12 – Procédures de déconnexion – Secteur Electricité**



**Graphique 13 – Procédures de déconnexion – Secteur Gaz naturel**

Concernant le secteur de l'électricité, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 1.069 clients en défaillance de paiement en 2013. Les gestionnaires de réseau ont effectivement déconnectés 746 clients, presque 70% des déconnexions demandées. Aucun gestionnaire de réseau n'a indiqué le placement de compteurs à prépaiement dans le



contexte des clients en défaillance de paiement en 2013. En général, les chiffres montrent une baisse des procédures et déconnexions effectuées pour défaillance de paiement.

Concernant le secteur du gaz naturel, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 219 clients en défaillance de paiement en 2013 et ces derniers ont effectivement déconnectés 216 clients, donc 98,6% des déconnexions demandées. En général, les chiffres montrent une hausse des procédures entamées pour défaillance de paiement tandis que le nombre de déconnexions effectives reste relativement stable.

#### ***LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS***

Toujours dans le cadre de la protection des consommateurs, l'Institut désigne suivant des critères transparents et publiés, tous les trois ans pour une période de trois ans et pour une zone donnée un fournisseur du dernier recours. L'Institut garantit ainsi que les clients finals sont alimentés continuellement en énergie électrique ou en gaz naturel dans le cas où leur fournisseur choisi serait dans l'incapacité de fournir ou dans le cas où la fourniture par défaut prenne fin sans qu'un nouvel fournisseur ne soit choisi. L'Institut surveille le niveau de l'implémentation, et plus précisément le nombre de rattachements, détachements et déconnexions effectués, moyennant un relevé mensuel à établir par chaque gestionnaire de réseau. Aucune fourniture du dernier recours ne lui a été rapportée pour 2013.

L'Institut continue à surveiller le respect des obligations liées à l'information des clients qui se trouvent dans la fourniture du dernier recours, notamment sur les conditions de la fourniture et la possibilité de choix du fournisseur.

#### ***SURVEILLANCE DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS***

Comme déjà indiqué ci-avant, avec le troisième Paquet Energie, les missions de l'Institut comprennent également une obligation de contribuer à garantir l'effectivité des mesures de protection des consommateurs, de veiller au respect des obligations de service public et de permettre aux consommateurs un accès aisé à leurs données de consommation.

Dans le cadre de la notification du contrat-type de fourniture intégrée, l'Institut surveille l'effectivité et la mise en œuvre des mesures de protection des consommateurs prévues à l'Annexe I de la directive 2009/72/CE, respectivement à l'Annexe I de la directive 2009/73/CE.

#### **4.2. Règlement de litiges**

L'Institut agit sur deux niveaux en tant qu'autorité de règlement extrajudiciaire de litige ; il procède à une médiation entre les clients finals résidentiels et les gestionnaires de réseau ou fournisseurs (voir Chapitre 5.1 Protection des consommateurs), et il tranche des réclamations introduites contre une entreprise d'électricité ou de gaz naturel en ce qui concerne des domaines limitativement énumérés par la loi. .

En sa qualité d'autorité de règlement de litige, autorisée à trancher des réclamations de toute partie ayant un grief à faire valoir contre une entreprise d'électricité ou de gaz naturel,

l'Institut doit suivre une procédure fixée par la loi<sup>45</sup>. Le recours à l'Institut est ainsi limité aux réclamations ayant trait à l'application :

- du droit (électricité) et des conditions d'accès au réseau,
- des conditions et tarifs de raccordement
- des conditions et tarifs d'utilisation du réseau,
- des conditions et tarifs de comptage,
- des conditions et tarifs du service d'équilibrage (gaz naturel) et d'ajustement,
- des conditions d'appel des installations de production (électricité),
- le service universel (électricité),
- les obligations de service public.

Le droit d'enquête de l'Institut dans le cadre de la procédure de règlement d'une réclamation se limite cependant à la demande de présentation des observations des parties concernées et à la demande d'informations complémentaires le cas échéant. Contrairement à la procédure de la médiation, l'Institut prend une décision contraignante pour résoudre le litige entre parties, il se met donc à la place d'un juge. Cependant, l'Institut ne peut pas prendre l'initiative pour trancher un litige entre parties dont il aurait connaissance tant qu'il n'est pas saisi par une des parties de ce litige.

En 2013, l'Institut a été saisi d'une plainte dans le secteur de l'électricité.

Outre le règlement de litiges entre parties, l'Institut peut encore être saisi par une partie s'estimant lésée par une décision de l'Institut sur les méthodes ou tarifs proposés ; la partie peut alors demander à l'Institut un réexamen de sa décision sans que cette demande ne mette la décision litigieuse en suspens.

---

<sup>45</sup> Article 63 de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; article 59 de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel

## Glossaire

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
CASC	Capacity Allocating Service Company
CE	Commission Européenne
CEER	Council of European Energy Regulateurs
CIT	Cumulated Imbalance Tolerance
CWE	Central West Europe
DIT	Daily Imbalance Tolerance
EIC	Energy Identification Code
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRI	Gestionnaire de Réseau Industriel
GRIP	Gas Regional Investment Plan
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
HIT	Hourly Imbalance Tolerance
ILR	Institut Luxembourgeois de Régulation
NCG	NetConnect Germany
NWE	North West Europe
OSP	Open Subscription Period
OTC	Over The Counter
PEA	Point d'Entrée Allemagne
PEB	Point d'Entrée Belgique
PEF	Point d'Entrée France
PFD	Point de Fourniture Distribution
PFI	Point de Fourniture Industriels
REGRT	Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
STATEC	Institut national de la statistique et des études économiques du Grand-Duché du Luxembourg
TGV	Turbine Gaz Vapeur
TTF	Title Transfer Facility
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UE	Union Européenne
VDL	Ville de Luxembourg
ZTP	Zeebrugge Trading Point

## Tableaux

Tableau 1 – Infrastructure – réseaux électriques.....	18
Tableau 2 - Causes d'interruptions.....	20
Tableau 3 - Tarifs d'utilisation réseau agrégés.....	25
Tableau 4 – Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2012).....	35
Tableau 5 - Centrales de production au Luxembourg.....	41
Tableau 6 - Bandes de tolérance.....	48
Tableau 7 - Infrastructure - réseaux gaz naturel.....	49
Tableau 8 – Prix intégré hors taxes du gaz naturel et tarifs d'utilisation réseau agrégés. ....	51
Tableau 9 - Capacités offertes.....	52
Tableau 10 - Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2013).....	57

## Graphiques

Graphique 1 - Evolution de la consommation nationale électrique et de la pointe simultanée des deux réseaux à partir de l'année 2007 .....	19
Graphique 2 - Structure de l'approvisionnement national .....	31
Graphique 3 - Nombre d'acteurs par intervalle de parts de marché relatifs à l'approvisionnement national (importations et production indigène destinée à la consommation nationale et production indigène soumise au régime réglementé). Les acteurs du régime réglementé sont regroupés comme un acteur ayant une part de marché de 6,8 % .....	32
Graphique 4 - Décomposition des prix résidentiels (prix courants).....	33
Graphique 5 - Développement sur le marché à terme du produit Phelix-Base-Year-Future avec livraison entre 2009 et 2014 (source des données: European Energy Exchange AG (EEX AG)).....	34
Graphique 6 - Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients.....	35
Graphique 7 - Part de marché (en %) sur le segment respectif du marché de détail.....	36
Graphique 8 - Evolution des changements de fournisseur par segment.....	37
Graphique 9 - Evolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel à partir de l'année 2007.....	49
Graphique 10 - Répartition du marché de détail de gaz naturel par segments de clients ...	57
Graphique 11 - Parts du marché (en %) sur le segment respectif du marché de détail... ..	58
Graphique 12 - Procédures de déconnexion – Secteur Electricité.....	64
Graphique 13 - Procédures de déconnexion – Secteur Gaz naturel .....	64