



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 2014

transmis

à la Commission européenne,  
à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie  
et  
au Ministre de l'Économie

Luxembourg, septembre 2015



## Table des matières

Table des matières.....	3
Introduction .....	4
1. Développements majeurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel .....	6
2. Le marché de l'électricité .....	13
2.1. Régulation des réseaux.....	13
2.1.1. <i>Dissociation des gestionnaires de réseau</i> .....	13
2.1.2. <i>Fonctionnement technique</i> .....	18
2.1.3. <i>Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux</i> .....	25
2.1.4. <i>Questions transfrontalières</i> .....	27
2.2. Aspects relatifs à la concurrence.....	30
2.2.1. <i>Marché de gros</i> .....	30
2.2.2. <i>Marché de détail</i> .....	35
2.3. Sécurité d'approvisionnement .....	43
3. Le marché du gaz naturel .....	48
3.1. Régulation des réseaux.....	48
3.1.1. <i>Dissociation des gestionnaires de réseau</i> .....	48
3.1.2. <i>Fonctionnement technique</i> .....	49
3.1.3. <i>Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux</i> .....	54
3.1.4. <i>Questions transfrontalières</i> .....	57
3.2. Aspects relatifs à la concurrence.....	59
3.2.1. <i>Marché de gros</i> .....	59
3.2.2. <i>Marché de détail</i> .....	60
3.3. Sécurité d'approvisionnement .....	65
4. Conformité légale et réglementaire, protection des consommateurs et règlement de litiges.....	68
4.1. Observation du cadre législatif et réglementaire .....	68
4.2. Protection des consommateurs .....	70
4.3. Règlement de litiges .....	73
Glossaire .....	75
Tableaux.....	77
Graphiques .....	77

## 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 2014 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 2014 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'en vue de l'intégration des marchés de gaz naturel belge et luxembourgeois dans le cadre du projet BeLux.

Les missions de l'Institut en 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 ont été poursuivies.

Au niveau du marché de détail, l'Institut contribue au développement de l'architecture du système de comptage intelligent et de procédures de 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, ainsi qu'à travers de différents groupes de travail.

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 .

---

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 2014.

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 2014, le marché de l'électricité au Grand-Duché de Luxembourg compte 286.456 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,33 TWh. Ces clients finals se répartissent entre dix entreprises de fourniture d'électricité. Il n'y a pas eu de mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs d'électricité pour les différents segments de clients. Le taux de changement de fournisseur sur le marché de détail de l'électricité s'élève à 0,48% en termes de volume.

Dans le secteur du gaz naturel, le Grand-Duché du Luxembourg compte 85.785 consommateurs représentant une consommation nationale de 11,2 TWh, légèrement en retrait par rapport à 2013 (11,3 TWh) du fait d'une légère baisse de la consommation dans les secteurs résidentiels et professionnels. Six entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché, trois sur le marché résidentiel et six 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***

Creos est propriétaire et gestionnaire des réseaux de transport d'électricité et du gaz naturel et fait partie d'un groupe d'entreprises verticalement intégré dans lequel des activités de fourniture et de production sont exercées par une entité juridiquement distincte, à savoir Enovos Luxembourg qui n'est pas en mesure d'exercer un contrôle direct ou indirect sur Creos qui applique les règles de dissociation d'une manière stricte. Creos, en charge des activités de réseaux, et Enovos Luxembourg, responsable des activités de production et de fourniture, sont des entreprises-sœurs chapeautées par la même holding opérationnelle, Enovos International.

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. Par ailleurs, l'Institut doit surveiller les pratiques de communication et les 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.

Dans le cadre des articles 32(2d) de la Loi Electricité et 37(3) de la Loi Gaz naturel, un Compliance Officer a été nommé par le comité de direction de Creos et ratifié par le conseil d'administration le 25 septembre 2014. Un rapport de ce Compliance Officer informant l'Institut des mesures mises en place parvient annuellement, en l'occurrence pour le 31 mai au plus tard, à l'Institut et est publié par Creos sur son site Internet.

Le deuxième rapport transmis à l'Institut en 2014 revient plus en détail sur divers points critiques qui ont été soulevés par l'Institut en 2013, notamment concernant la situation de cumul de mandats d'administrateurs au sein des conseils d'administration de la branche

« fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée et de Creos et qui, depuis, ont été partiellement redressées au sein de Creos, respectivement au sein de la branche « fourniture » Enovos Luxembourg.

Par ailleurs, Creos a organisé une campagne d'information interne visant à rappeler à ses employés les obligations de transparence et de confidentialité, prévues par les articles 31 et 32 de la Loi Electricité et 38 de la Loi Gaz naturel, et les sanctions encourues en cas de non-respect de ces obligations. L'organisation a été telle que tout employé de Creos a pu suivre une séance d'information.

Néanmoins, pour le consommateur lambda, la confusion entre la branche « réseau » et la branche « fourniture » reste de mise, en particulier puisque le même terme Enovos apparaît dans le nom de la société holding, actionnaire principal des deux branches (Enovos International), et de la branche « fourniture » (Enovos Luxembourg). Il apparaît donc indispensable que les missions des gestionnaires soient clairement communiquées pour éviter ces confusions d'identités.

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

Dans le secteur 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. Il incombe en outre aux gestionnaires de réseaux de soumettre à la procédure d'acceptation de l'Institut, les conditions techniques, financières et générales de raccordement.

En 2014, 683 demandes de raccordement de centrales de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables ont été adressées aux différents gestionnaires de réseau et 448 installations de production à base de sources d'énergies renouvelables ont été mises en service. Il s'agit essentiellement de centrales photovoltaïques de petite taille (puissance crête inférieure à 30 kW) étant donné que les centrales photovoltaïques d'une taille plus élevée, dont la première injection a eu lieu après le 1<sup>er</sup> janvier 2013, ne reçoivent plus de subsides pour leur injection d'électricité sur le réseau.

Par ailleurs, en 2014, le gestionnaire de réseau de transport d'électricité Creos a développé les conditions techniques de raccordement haute tension qui ont été soumises à consultation publique par l'Institut et ont été arrêtées par règlement E15/01/ILR. Ces conditions sont applicables pour de futurs raccordements ou dans le cas de modifications substantielles des installations de raccordement existantes, et s'inspirent fortement des dispositions prévues dans le cadre du développement des codes réseau européens pour le raccordement de producteurs et de consommateurs.

En matière de méthodologie tarifaire pour l'utilisation des réseaux, les règlements émis par l'Institut fixent les principes applicables à tous les gestionnaires de réseaux et la transposition des revenus autorisés en une structure tarifaires. Ils tiennent compte de nouveaux éléments concernant 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.

Dans le secteur du gaz naturel, l'Institut a clôturé les travaux 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 nouvelle structure tarifaire, entrée en vigueur au 1er janvier 2015 par le

Règlement E14/14/ILR du 2 juillet 2014 modifiant le règlement E12/06/ILR du 22 mars 2012, prévoit une répartition des utilisateurs des réseaux de distribution en trois catégories. L'affectation à la catégorie correspondante se fera en fonction du type de compteur installé chez l'utilisateur du réseau.

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

- **Marché de gros**

Dans le secteur 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>1</sup>, ce qui permet aux acteurs de participer aux échanges d'électricité sur toute bourse permettant la livraison dans cette zone.

La référence pour le prix du marché de gros au Luxembourg est le prix *day-ahead* réalisé sur EpexSpot pour la zone Allemagne/Autriche.

En 2014, la convergence entre les zones de prix *day-ahead* de la région Centre-Ouest s'est dégradée sur le deuxième semestre, avec un écart particulièrement important entre la zone de prix belge et la zone de prix allemande résultant du développement des énergies renouvelables en Allemagne. Le passage en *flow-based* pour l'allocation *day-ahead* devrait non seulement permettre d'augmenter le bien-être social global sur la région Centre-Ouest par rapport au modèle actuellement en place (modèle ATC), mais aussi de favoriser la convergence des prix avec des différences entre zones de prix réduites sur la plupart des frontières internes à la région Centre-Ouest.

Avec l'instauration de nominations *intraday* dans la zone de réglage luxembourgeoise en 2014, les acteurs du marché ont dès lors également la possibilité de participer au marché *intraday* et de valoriser les transactions effectuées auprès des consommateurs luxembourgeois.

En ce qui concerne le développement de la concurrence, l'année 2014 confirme la présence de fournisseurs alternatifs étrangers au niveau de l'approvisionnement national en électricité.

La plupart des fournisseurs en électricité 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 2014, dix fournisseurs ont importé de l'énergie électrique depuis l'Allemagne, la Belgique et la France. Le Luxembourg couvre 29,7% de la consommation nationale par la production nationale dont 8,1% proviennent d'énergies renouvelables et le solde est couvert par les importations nettes à concurrence de 70,3 %.

En 2014, le volume des échanges sur le marché national de gros de l'électricité est de 8,61 TWh, restant stable par rapport à l'année précédente.

---

<sup>1</sup> Abstraction faite du réseau industriel géré par Sotel Réseau qui est raccordé au réseau de transport belge et, depuis octobre 2013, également au réseau de transport français.

L'Institut n'a pas détecté d'abus de position dominante sur le marché de gros en électricité. Le HHI<sup>2</sup> se situe à 3.200 points et augmente par rapport à sa valeur en 2013 (2.262) du fait de stratégies d'approvisionnement différentes des fournisseurs.

Comme dans le marché de l'électricité, dans le secteur du gaz naturel, il n'y a également pas de marché de gros de gaz naturel proprement dit au Luxembourg. 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 à 3 points d'entrée au Luxembourg.

- **Marché de détail**

Sur le marché de détail de l'électricité, dix entreprises d'électricité sont actives au Luxembourg : sept sur le marché résidentiel et dix 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 disposent de parts de marché significatives à ce jour.

En 2014, le taux de changement de fournisseur sur le marché de l'électricité s'élève à 0,5 % en termes de volume et à 0,1 % en termes de nombres de clients. On note une baisse significative du taux de changement en termes de volume par rapport à l'année dernière (4,6%), essentiellement due à une activité de changement de fournisseur moins élevée dans le segment des clients professionnels et des industriels.

Sur le marché de détail du gaz naturel, six entreprises se partagent le marché au Grand-duché : trois sont actives sur le marché résidentiel et six sur le marché non résidentiel. Le marché témoigne d'un faible nombre d'acteurs avec un quasi-monopole sur le segment des producteurs d'électricité.

Le taux de changement de fournisseur sur le marché du gaz naturel reste en-dessous de 0,1% avec seulement 19 changements toutes catégories confondues : 14 clients finals appartenant au segment résidentiel, 5 changements dans le segment du commerce et de l'industrie moyenne.

Malgré les efforts de mise en place d'un comparateur de prix pour l'électricité et le gaz naturel pour les clients résidentiel et la présence de l'Institut à une foire grand-public « l'Oekofoire », on note que l'activité de changement de fournisseur (en nombre absolu et en termes de volume) se trouve à un niveau particulièrement faible en 2014 par rapport aux années précédentes.

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

Le prix de l'énergie, les tarifs d'utilisation 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, telle que celle au mécanisme de compensation (pour l'électricité), sont les cinq éléments qui déterminent le prix pour les consommateurs raccordés aux réseaux de distribution.

La légère baisse des prix de la fourniture intégré de l'électricité pour les clients résidentiels constatée pour l'année 2013 est suivie d'une hausse en 2014. Cette hausse s'explique notamment par l'augmentation de la contribution au mécanisme de compensation. Malgré

---

<sup>2</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%

la baisse constante des coûts d'approvisionnement de l'électricité sur les marchés de gros depuis 2011, le prix de l'électricité des fournisseurs sont restés relativement stable par rapport à l'année 2013.

En 2014, le prix de la fourniture intégré du gaz naturel hors taxes et TVA se situe à 45,80 EUR/MWh par rapport à 50,80 EUR/MWh en 2013 pour un client résidentiel. La baisse de la facture résulte d'une baisse significative du prix du gaz naturel qui ne provient pourtant pas de l'évolution du prix du marché de gros sur les marchés organisés du gaz naturel, stable depuis 2012.

Dans son dernier rapport annuel sur les prix intégré de l'électricité et du gaz naturel, l'Institut a constaté qu'afin de pouvoir apprécier le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés de détail à la concurrence, des informations plus détaillées sur la composition du prix de fourniture d'énergie lui sont nécessaires, notamment le coût d'achat, le coût du service et la marge bénéficiaire du fournisseur. Or, les fournisseurs sont réticents à fournir plus de détails quant à la formation de leurs prix de vente à destination des consommateurs résidentiels.

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

Le consommateur devient un élément de plus en plus central dans l'activité de l'Institut. Dès lors, le site de l'Institut dédié aux consommateurs finals ([www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu)) 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. En plus de fiches d'information sur des thèmes spécifiques au marché de l'électricité et du gaz naturel, un aide-mémoire pour le consommateur donnant des informations pratiques sur les droits des consommateurs d'énergie ainsi qu'un glossaire a été mis en ligne.

En outre, l'Institut a étendu le champ d'application de son comparateur de prix, Calculix, lancé en septembre 2013. En plus de comparer les prix d'électricité, Calculix compare désormais aussi les prix du gaz naturel. L'outil offre au résident luxembourgeois une information complète et transparente pour qu'il puisse faire un choix en toute connaissance de cause.

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

Au niveau de la qualité de l'approvisionnement, les gestionnaires de réseaux de distribution ont rapporté 192 interruptions supérieures à trois minutes, dont 90 n'étaient pas planifiées. Concernant la qualité de service au niveau des raccordements électriques, l'Institut note une amélioration constante du respect du délai de réponse de 10 jours suite à une demande de raccordement, puisque le non-respect de ce délai est de 6% en 2014 contre 12% en 2013 et 26% en 2012. Le respect du délai de réalisation du raccordement se trouve également améliorée, puisque le non-respect de ce délai est de 14% en 2014 contre 21% en 2013 et 29% en 2012.

D'autre part, l'Institut offre un service de médiation aux consommateurs. En 2014, l'Institut a traité douze demandes de médiation, dix dans le secteur de l'électricité et deux dans le secteur du gaz naturel. Aucune plainte n'a été déposée auprès de l'Institut en 2014.

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 les lois du 7 août 2012 modifiant celles du 1<sup>er</sup> août 2007 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.

## **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), 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. En 2014, la mise en œuvre opérationnelle de REMIT a principalement porté sur les dispositions relatives à l'enregistrement et à la déclaration des transactions auprès de l'ACER. Conformément au règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014, l'Institut a mis l'application CEREMP (Centralised European Register for Energy Market Participants) à la disposition des acteurs du marché en mars 2015. Depuis lors, tout acteur éligible peut s'enregistrer auprès de l'Institut.

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

En 2014, 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. Dans le cas du projet *flow-based*, une consultation conjointe des régulateurs de la région Centre-Ouest a été menée au printemps 2014. Les commentaires reçus ont montré la préférence des acteurs pour la

mise en place de la version «Intuitive» du modèle *flow-based*, qui alloue les flux d'un pays exportateur à plus faible coût vers un pays importateur à coût plus élevé.

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. Les conditions et différentes étapes prévues dans le cadre de ce projet sont décrites dans un Memorandum Of Understanding signé par Creos et Elia le 25 juin 2013. L'installation d'un transformateur-déphaseur, commandé mi 2014, constitue la première étape de cette interconnexion reliant directement les zones de prix allemande et belge en utilisant des lignes existantes. Une deuxième étape à plus long terme consiste à construire une nouvelle ligne 220 kV à deux ternes pour relier le réseau de transport luxembourgeois de Creos avec le réseau de transport belge d'Elia.

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'intégrer ces deux marchés pour mettre en place une zone d'équilibrage commune, qui revient *in fine* à la création d'une zone entrée/sortie commune (marché intégré BeLux), couvrant le système belge de gaz H et le système luxembourgeois. 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. Ce projet permettra de renforcer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg, en particulier la sécurité d'approvisionnement des clients protégés, tout en améliorant le fonctionnement du marché avec un processus simplifié pour les fournisseurs actifs dans les deux pays et des prix compétitifs pour les consommateurs luxembourgeois grâce à l'accès direct au hub gazier ZTP. De plus, cette intégration des marchés prévue au 1<sup>er</sup> octobre 2015 pourra être réalisée sans coût global additionnel pour le consommateur.

### **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'Énergie 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 2014, dans le secteur de l'électricité la capacité de production totale installée s'est élevée à 727 MW, hormis la centrale de pompage de Vianden. La capacité totale de la zone Creos se situait à 351 MW et représente une augmentation par rapport à l'année 2013 (337 MW). Cette croissance s'explique par l'augmentation en capacité des centrales photovoltaïques (+15 MW). Cependant, vu le caractère intermittent des centrales éoliennes et

photovoltaïques, leur contribution à la sécurité d’approvisionnement du pays n’est que limitée.

Les projets de renforcement des interconnexions des réseaux de transport en électricité et en gaz naturel avec ceux des pays voisins visent à augmenter la sécurité d’approvisionnement du Luxembourg et à contribuer à l’intégration des marchés dans ces domaines.

Au niveau de l’électricité, la solution en cours de réalisation réside dans la mise en place d’une interconnexion avec la Belgique et du renforcement interne du réseau de transport. L’Institut suit également 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.

Au niveau du gaz naturel, le service de pression conclu entre Creos et Fluxys fin 2013 a permis d’augmenter la quantité de capacité ferme offerte à la frontière belgo-luxembourgeoise, De plus, étant donnée la mise en place du marché intégré BeLux pour le 1<sup>er</sup> octobre 2015 revenant *in fine* à la création d’une zone entrée/sortie commune pour la Belgique et le Luxembourg, le projet d’augmentation de capacité d’une conduite entre ces deux pays a été abandonnée ; ainsi, le seul projet retenu comme projet d’intérêt commun au sein de l’Union européenne pour figurer sur la deuxième liste de 2015 concerne la construction d’une conduite entre la France et le Luxembourg.

## **2. Le marché de l’électricité**

### **2.1. Régulation des réseaux**

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

Au niveau national, Creos est à la fois l’un des gestionnaires de réseau de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. Il existe également quatre autres gestionnaires de réseaux de distribution et un gestionnaire de réseau industriel. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie dans le Tableau 1 du chapitre 3.1.2.

#### ***DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT***

L’un des apports majeurs du troisième Paquet Énergie réside dans la mise en œuvre d’un système de dissociation du gestionnaire du réseau de transport et du réseau de transport visant à supprimer toute discrimination et tout conflit d’intérêts entre les producteurs, les fournisseurs et le gestionnaire de réseau de transport afin de créer des incitations à la réalisation des investissements nécessaires et de garantir l’accès de nouveaux venus sur le marché. La directive 2009/72/CE prévoit 3 options pour dissocier la fourniture et la production de la gestion du réseau de transport :

- une dissociation intégrale des structures de propriété (modèle OU) ;
- un gestionnaire de réseau indépendant (modèle ISO) ; et
- un gestionnaire de transport indépendant (modèle ITO).

Chaque gestionnaire du réseau du transport doit avoir été certifié par l’autorité de régulation comme étant conforme aux exigences de 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.

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 de dissociation fixées à l'article 9 de la directive 2009/72/CE.

Le législateur luxembourgeois, faisant valoir en faveur du Grand-Duché la dérogation à l'article 9 de la directive 2009/72/CE prévue à l'article 44.2 de ladite directive, a transposé l'obligation de la certification à l'article 25(4bis) de 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, disposant d'une concession pour la gestion d'un réseau de transport<sup>3</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 luxembourgeois a tout de même transposé la directive 2009/72/CE établissant ainsi un cadre législatif assurant un degré d'indépendance adéquat au gestionnaire de réseau de transport. 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 2009/72/CE 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.

Afin d'assurer l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport, les conditions minimales suivantes doivent être constamment remplies par Creos, en tant que gestionnaire de réseau de transport :

- l'absence de double fonction pour les personnes responsables de la gestion quotidienne du gestionnaire du réseau de transport ;
- l'obligation pour le gestionnaire du réseau de transport de disposer des ressources nécessaires, tant humaines que techniques, financières et matérielles pour assurer l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau ;
- l'obligation pour le gestionnaire de réseau du transport d'établir un programme d'engagement qui contient les mesures visant à exclure toute pratique discriminatoire. Ce programme d'engagement fait l'objet d'un suivi approprié par le compliance officer qui présente toutes les garanties d'indépendance et d'intégrité. Un rapport est publié chaque année.

En outre, les exigences de confidentialité imposées au gestionnaire de réseau de transport à travers l'article 16 de la directive 2009/72/CE sont intégralement reprises en droit national. Ainsi, le gestionnaire du réseau de transport doit s'abstenir de divulguer toute information commercialement sensible aux autres parties de l'entreprise verticalement intégrée et ne doit pas recourir à des services communs hormis les fonctions purement administratives (article 31 de la Loi Électricité).

---

<sup>3</sup> Arrêté ministériel du 27 août 2009

L'Institut veille au respect strict de ces obligations par le gestionnaire du réseau de transport Creos. Par ailleurs, le Compliance Officer est en charge du respect du programme d'engagement de Creos et de son suivi (le rapport de suivi du programme d'engagement 2014 a d'ailleurs été publié et est disponible sur leur site internet<sup>4</sup>).

Concrètement, les règles de dissociation interdisent le cumul de mandats d'administrateurs entre Creos et Enovos Luxembourg. De même, l'indépendance des dirigeants de Creos est garantie (les responsables de la gestion quotidienne de Creos sont distincts de ceux d'Enovos Luxembourg, un système de rémunération visant à éviter les conflits d'intérêts a été mis en place). En outre, Creos dispose des pouvoirs de décision effectifs et suffisants pour exploiter, entretenir ou développer les réseaux, notamment en disposant des ressources nécessaires, tant humaines (au 1<sup>er</sup> janvier 2014, Creos employait 649 personnes) que financières, techniques et matérielles.

Afin de réaliser la dissociation des flux d'informations pour empêcher la divulgation d'informations commercialement sensibles, Creos ne recourt pas à des services communs, hormis pour les fonctions purement administratives ou informatiques qui sont prestés par Enovos International. Les contrats de prestations de services comportent une clause de confidentialité. Ils sont notifiés à l'Institut et contrôlés annuellement par le réviseur d'entreprise.

Creos doit garantir par ailleurs la confidentialité de toutes les informations dont il a connaissance au cours de l'exécution de ses activités et de toutes les informations de ses propres activités qui peuvent être commercialement avantageuses ayant trait à ses clients (p.ex. informations relatives aux demandes d'accès au réseau et aux contrats d'accès au réseau) ou aux activités du réseau (p.ex. extension du réseau, disponibilité des capacités).

En outre, Creos dispose de son propre service de communication, de sa propre marque verbale et figurative. Il convient de souligner qu'il existe néanmoins des confusions en matière de communication externe entre Creos et le reste du groupe.

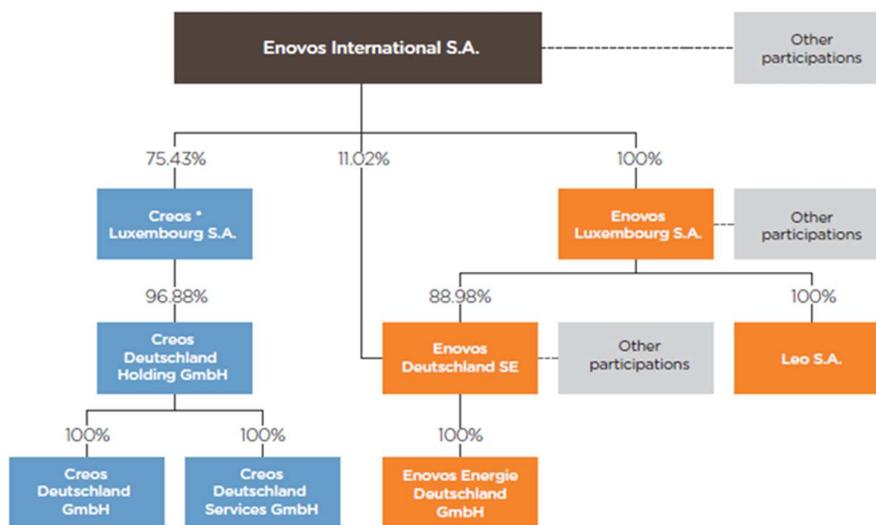
Finalement, il est important de rappeler que d'un point de vue organisationnel, il existe une stricte séparation juridique entre les activités de production et de fourniture et les activités de gestion du réseau de transport. En effet, Creos est propriétaire et gestionnaire du réseau de transport alors que l'activité de fourniture est exercée par une entité juridiquement distincte, à savoir Enovos Luxembourg qui n'est pas en mesure d'exercer un contrôle direct ou indirect sur Creos qui applique les règles de dissociation d'une manière stricte. Creos, en charge des activités de réseau, et Enovos Luxembourg, responsable des activités de production et de fourniture, sont des entreprises-sœurs chapeautées par la même holding opérationnelle, Enovos International. En pratique, Enovos Luxembourg est souvent confondu avec Enovos International qui est la holding à la tête du groupe énergétique verticalement intégré dont Creos fait partie, alors même que les activités de réseau sont strictement séparées des activités de fourniture.

Le schéma ci-après montre d'ailleurs comment Creos est dissociée sur le plan de la forme juridique des autres entités de l'entreprise verticalement intégrée. Les actionnaires minoritaires de Creos sont tous issus du secteur public dont principalement la Ville de Luxembourg. A noter que l'actionnariat d'Enovos International se compose d'un actionnariat public à hauteur d'environ 43 % des parts.

---

<sup>4</sup> [www.creos.net](http://www.creos.net)

The group structure is shown below:



\* Creos Luxembourg S.A. owns 0.05% own shares.

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

### ***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 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 réseaux de distribution ayant 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 conduit à la conclusion qu'un seul gestionnaire de réseau de distribution est soumis à l'obligation de dissociation juridique. En effet, Creos est gestionnaire d'un réseau de distribution avec plus de 100.000 clients raccordés et fait partie d'une entreprise verticalement intégrée. Creos étant également gestionnaire du 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 un réseau 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.

## 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.

La Loi Electricité 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 le même terme Enovos apparaît dans le nom de la société holding, actionnaire principal des deux branches (Enovos International), et dans le nom de la branche « fourniture » (Enovos Luxembourg).

Afin d'assurer le respect des obligations de confidentialité et de transparence incombant à Creos en tant que gestionnaire du réseau de distribution, un Compliance Officer, offrant toutes les garanties d'indépendance et d'intégrité requises, a été nommé par le comité de direction de Creos en 2013. Cette nomination a été ratifiée par le conseil d'administration de Creos en date du 25 septembre 2014.

Conformément à l'article 32 de la Loi Électricité, le Compliance Officer est chargé du suivi du programme d'engagement, qui énumère les obligations imposées au personnel de Creos afin de garantir que toute pratique discriminatoire soit exclue. Un rapport du suivi du programme d'engagement portant sur les mesures qui ont été prises au sein de Creos est annuellement présenté à l'Institut et ensuite publié et mis à disposition sur le site<sup>5</sup> Internet de Creos.

Le rapport transmis à l'Institut en 2014 revient plus en détail sur divers points critiques qui ont été soulevés par l'Institut en 2013 notamment concernant la situation de cumul de mandats d'administrateurs au sein des conseils d'administration de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée et de Creos et, qui, depuis, ont été partiellement redressés au sein de Creos, respectivement au sein de la branche « fourniture » Enovos Luxembourg.

Par ailleurs, Creos a organisé une campagne d'information interne visant à rappeler à ses employés les obligations de transparence et de confidentialité prévues par les articles 31 et 32 de la Loi Electricité et les sanctions encourues en cas de non-respect de ces obligations. L'organisation a été telle que tout employé de Creos a pu suivre une séance d'information.

---

<sup>5</sup> [www.creos.net](http://www.creos.net)

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](http://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 de Creos interconnecté moyennant 2 lignes transfrontalières, chacune à deux circuits, avec le réseau de transport allemand d'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, 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 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. Ces nominations sont des programmes journaliers et infrajournaliers prévisionnels reprenant par période ¼-horaire toutes les transactions énergétiques d'un périmètre d'équilibre avec d'autres périmètres d'équilibre. Les programmes journaliers sont transmis 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.

En juillet 2014, l'Institut a arrêté par règlement E14/27/ILR une version modifiée du manuel d'équilibre qui introduit un processus de nominations *intraday* pour tous les responsables d'équilibre 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, pour limiter le recours à l'énergie d'ajustement. Ce processus de nominations *intraday* a fait l'objet d'une consultation publique au premier trimestre 2014 et a été mis en place au dernier trimestre 2014.

L'Institut constate que la qualité des nominations de l'année 2014 s'est légèrement améliorée, avec un recours aux ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) équivalent au recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle). Etant donné l'instauration tardive dans l'année des nominations *intraday*, il est difficile de conclure quant à l'impact de ces nominations sur la qualité des nominations étant donné il n'y a eu que très peu de nominations *intraday* en 2014.

### **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 2014, 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>6</sup>.

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

---

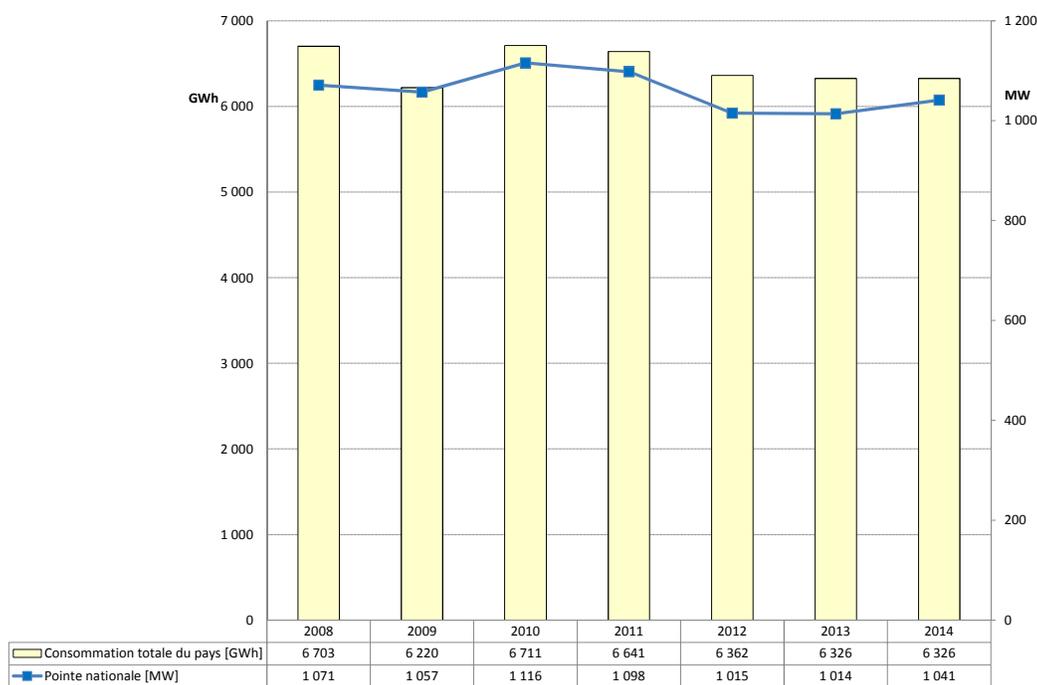
<sup>6</sup> [http://www.ilr.public.lu/electricite/gestionnaires/elec-releve\\_gestionnaires.pdf](http://www.ilr.public.lu/electricite/gestionnaires/elec-releve_gestionnaires.pdf)

Fonction	Gestionnaire de réseau	Nombre de raccordements	Longueur du réseau en km (> 35 kV)	Longueur du réseau en km (< 35 kV)	Propriétaire du réseau
GRT	Creos Luxembourg S.A.	256.305	581,5	8.882,0	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.	3.843	0	161,5	Hoffmann Frères S.à r.l. et Cie S.e.c.s.
GRD	Ville de Diekirch	3.601	0	169,8	Ville de Diekirch
GRD	Sudstroum S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	18.084	0	454,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	4.672	0	94,4	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s	13	123,2	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.

Tableau 1 – Infrastructure – réseaux électriques – Situation au 31 décembre 2014

## EVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation en 2014 était de 6,33 TWh. La puissance de pointe enregistrée dans la zone Creos s'élevait à 774 MW, celle dans la zone Sotel Réseau à 286 MW. La pointe simultanée des deux zones était de 1.041 MW et a eu lieu le 11 décembre 2014 à 12.00 heures.



**Graphique 1 - Evolution de la consommation nationale électrique et de la pointe simultanée des deux réseaux à partir de l'année 2008**

La consommation d'énergie électrique nationale est restée stable par rapport à 2013. La pointe nationale a légèrement augmenté.

## 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>7</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 2014, les gestionnaires de réseau de distribution ont rapporté 192 interruptions en total, tandis qu'en 2013, le nombre d'interruptions total rapporté s'élevait à 147. Cette hausse est

<sup>7</sup> [http://www.ilr.public.lu/electricite/decisions\\_reglements/divers/index.html](http://www.ilr.public.lu/electricite/decisions_reglements/divers/index.html)

causée par un nombre plus élevé d'interruptions planifiées (102 en 2014 contre 51 en 2013), les interruptions non-planifiées sont restées plutôt stables.

Le Tableau 2 ci-dessous renseigne sur le nombre et les causes d'interruption indiquées.

Nombre d'interruptions		2011	2012	2013	2014
Interruptions planifiées		89	53	51	102
Interruptions non-planifiées	conditions atmosphériques	4	2	4	8
	force majeure	0	0	2	3
	dommage causé par un tiers	21	19	22	18
	cause interne	53	38	59	57
	réseau en amont	4	1	5	2
	réseau en aval	1	2	4	2
Total des interruptions		172	115	147	192
SAIFI		0,28	0,18	0,17	0,14
SAIDI		13,0	10,5	10,0	8,6

**Tableau 2 – Nombre et 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, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de fourniture pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2014 de 0,14 interruptions par année et par point de fourniture.
- Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de fourniture, est pour l'année 2014 de 8,6 minutes par année et par point de fourniture.

La baisse du SAIFI et du SAIDI indique que les interruptions ont impacté moins de consommateurs pour une durée moins longue que les années précédentes.

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 2014, 6% 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 Electricité 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 2014, 14% 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 2012 avec 26% et 2013 avec 12% de demandes non traitées endéans les 10 jours ainsi que le respect du délai de réalisation venant de 2012 avec 29% et 2013 avec 21% de demandes de raccordement non réalisées.

## **MESURES DE SAUVEGARDE**

Les mesures de sauvegarde sont mises en œuvre par les gestionnaires de réseaux (transport, distribution ou industriel) tel qu'indiqué au § 2.3 ci-après.

Si malgré tout, une partie du réseau ou l'entièreté du réseau se retrouvait sans alimentation, un plan de reconstitution est activé par le gestionnaire de réseau de transport. Ce plan est publié sur le site internet de Creos<sup>8</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.

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>9</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, en particulier en ce qui concerne l'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.

Le cadre législatif et réglementaire national a été complété en 2014 par le règlement grand-ducal du 1<sup>er</sup> août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables pour répondre aux objectifs du plan d'action national en matière d'énergie renouvelables élaboré sur base de la directive 2009/28/CE. Outre d'adapter la rémunération de l'électricité produite à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014, le règlement introduit des dispositions précisant le régime de la rémunération d'extension ou de renouvellements de centrales existantes, ces situations ayant été source d'incertitudes dans le passé.

---

<sup>8</sup><http://www.creos-net.lu/entreprises/electricite/code-de-reconstitution.html>

<sup>9</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 2014 :

	Nombre	Puissance installée [kW]
Demandes de raccordements en 2014	683	12 111
Mises en service en 2014	448	6 258
Mises en service en 2014 (sur base d'une demande antérieure à 2014)	73	1 071

**Tableau 3 – Nombre des demandes de raccordement et des mises en service des installations de production d'électricité sur base des sources d'énergies renouvelables**

En 2014, 683 demandes de raccordement ont été adressées aux différents gestionnaires de réseau alors que 448 installations de production ont été mises en service. Les 683 demandes précitées portent sur une puissance installée de 12.111 kW, contre 6.258 kW pour les 448 installations mises en service durant l'année 2014. Il s'agit essentiellement de centrales photovoltaïques de petite taille (puissance crête inférieure à 30 kW) étant donné que les centrales photovoltaïques d'une taille plus élevée, dont la première injection a eu lieu après le 1<sup>er</sup> janvier 2013, ne reçoivent plus de subsides pour leur injection.

#### **LA COMMUNICATION DE MARCHÉ**

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. Afin de garantir un échange efficace et rapide, avec les entreprises d'électricité, de toutes les informations nécessaires au bon fonctionnement du marché et des réseaux interconnectés et afin de se préparer à un nombre croissant de demandes et à des délais de réponse raccourcis, les gestionnaires de réseau d'électricité sont en train de développer conjointement un modèle de communication du marché automatisé. 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 s'est déroulée début 2015.

#### **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 2016 et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2019 pour l'électricité et d'au moins 90% au 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 ainsi que la consultation publique sur les spécifications techniques et organisationnelles ouverte du 5 mars au 7 mai 2014, l'Institut a continué à travailler, en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution, sur les spécifications techniques et organisationnelles du système de comptage intelligent.

Les échéances et les cadences de lecture des installations de comptage intelligent ainsi que l'utilisation et la communication des données de comptage par les gestionnaires de réseau aux fournisseurs ont été déterminé par le Règlement grand-ducal du 27 août 2014 relatif aux modalités du comptage de l'énergie électrique et du gaz naturel. La cadence des lectures est d'une heure pour le gaz naturel et de 15 minutes pour l'électricité. L'échéance de mise à disposition est pour le gaz naturel chaque jour au lendemain de la lecture concernée à 12:00 et pour l'électricité chaque jour au lendemain de la lecture concernée à 08:00.

Par ailleurs, l'Institut a mené des discussions sur la prise en compte des coûts du comptage intelligent dans les tarifs des gestionnaires de réseau.

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 et 2014.

Une fois déployé, ce système de comptage intelligent permettra aux clients de mieux connaître leur consommation réelle et leur donne ainsi plus de possibilités de l'adapter de manière durable. En outre, il permettra aux gestionnaires de réseau une gestion plus efficiente 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 Electricité, 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 efficiente 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 régulée. 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.

En 2014, le gestionnaire de réseau de transport Creos a développé les conditions techniques de raccordement haute tension qui ont été soumises à consultation publique par l'Institut et ont été arrêtées par règlement E15/01/ILR. Ces conditions sont applicables pour de futurs raccordements ou dans le cas de modifications substantielles des installations de raccordement existantes, et s'inspirent fortement des dispositions prévues dans le cadre du

développement des codes réseau européens pour le raccordement de producteurs et de consommateurs. Ces conditions décrivent notamment :

- les domaines de tension et fréquence aux points de raccordement pour les installations de production et de consommation,
- les domaines de fonctionnement des installations de production permettant d'éviter des déconnexions en cas de perturbations sur le réseau,
- les procédures de raccordement, mise en service, mise hors service et démontage
- Les dispositifs de comptage nécessaires.

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

Au cours de l'année 2014, l'Institut a examiné et accepté les propositions de tarifs d'utilisation du réseau d'un gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité ainsi que les tarifs des services accessoires à l'utilisation du réseau de distribution pour quatre gestionnaires de réseaux de distribution. Pour le gestionnaire de réseau de transport, le gestionnaire de réseau industriel et quatre gestionnaires de réseaux de distribution les tarifs d'utilisation du réseau n'ont pas pu être acceptés dans les délais prévus et par conséquent 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 2014<sup>10</sup>, pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuelle [MWh]	Frais d'utilisation réseau [EUR / MWh]				
		2010	2011	2012	2013	2014
Client résidentiel Dc	2,5-5	71,9	71,4	73,0	73,1	71,0
Client industriel Ic	500-2.000	25,1	24,2	24,0	25,0	26,0

**Tableau 4 - 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.

<sup>10</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)

## **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 ; en 2014, la puissance maximale mesurée était de 667 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 ne subissent donc pas de manque de capacité. La capacité d'interconnexion est dès lors attribuée de manière implicite et sans coût aux acteurs du marché, conjointement avec la confirmation de leur 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.

Au Luxembourg, les importations physiques nettes d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne sont restées stables à environ 4,15 TWh en 2014. Les importations physiques nettes d'énergie électrique en provenance de la Belgique se sont élevées à 0,19 TWh et en provenance de la France à 1,12 TWh. Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique se sont élevées à 1,01 TWh. Il n'y avait pas d'exportations notables vers la France<sup>11</sup> et vers l'Allemagne. La forte diminution de l'approvisionnement en provenance de la Belgique au profit d'un approvisionnement en provenance de la France s'explique par un prix de l'électricité plus avantageux en France auquel les utilisateurs du réseau industriel peuvent accéder suite à la mise en service fin 2013 de la ligne Moulaine reliant le réseau industriel luxembourgeois de Sotel Réseau avec le réseau de transport français de RTE.

Afin de faire face aux défis opérationnels futurs de l'Union européenne en terme de *market coupling*, l'Institut et Creos participent aux travaux au sein des régions Centre-Ouest (CWE), et Nord-Ouest (NWE : CWE + pays nordiques + Royaume-Uni).

Les projets relatifs à l'attribution de capacité de transport transfrontalière à court terme concernés 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 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) avec une capacité d'environ 350 MW. Une partie des lignes de Sotel Réseau peut dès lors être mise à disposition pour secourir le réseau Creos à partir du réseau de transport belge d'Elia.

## **DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES**

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

---

<sup>11</sup> Exportations < 5 MWh

été retenue comme projet d'intérêt commun (PCI) 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 § 2.3) et favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité. Les conditions et différentes étapes prévues dans le cadre de ce projet sont décrites dans un Memorandum Of Understanding signé par Creos et Elia le 25 juin 2013.

A cette fin, un transformateur-déphaseur a été commandé mi 2014 pour une mise en service envisagée fin 2015. L'installation de cet équipement constitue la première étape de cette interconnexion reliant directement les zones de prix allemande et belge en utilisant des lignes existantes.

Une deuxième étape à plus long terme consiste à construire une nouvelle ligne 220 kV à deux ternes pour relier le réseau de transport luxembourgeois de Creos avec le réseau de transport belge d'Elia. Cette deuxième étape est inscrite sur la 2<sup>ème</sup> liste de PCIs proposée fin 2014.

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.

En 2014, 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 2009/72/CE en droit national, la Loi Electricité 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, 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 2014-2023) 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.

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, 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, ont été soumis à la consultation publique par l'Institut au printemps 2014. Aucun commentaire n'a été reçu par l'Institut. Ces critères de planification ont été arrêtés par règlement E14/13/ILR.

C'est sur base de ces critères que le premier plan décennal du gestionnaire de réseau de transport a été élaboré et transmis à l'Institut pour être mis en consultation publique par l'Institut à la fin de l'année 2014. Aucun commentaire n'a été reçu par l'Institut.

L'évaluation détaillée de ce plan décennal par rapport au TYNDP européen fera l'objet d'un rapport séparé.

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

### **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 2014, 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 *day-ahead* basé sur le modèle *flow-based* au sein de la région CWE 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.

Dans le cas du projet CWE *flow-based*, une consultation conjointe des régulateurs CWE a été menée au printemps 2014. Les commentaires reçus ont montré la préférence des acteurs pour la mise en place de la version «Intuitive» du modèle *flow-based*, qui alloue les flux d'un pays exportateur à plus faible coût vers un pays importateur à coût plus élevé, plutôt que pour la version «Plain» du modèle *flow-based* qui permet l'allocation de flux d'un pays exportateur à coût plus élevé vers un pays importateur à plus faible coût dans certaines circonstances. De plus, ils ont permis de lister les améliorations à apporter au modèle.

## **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>12</sup>.

Ainsi, la référence pour le prix du marché de gros au Luxembourg est le prix *day-ahead* réalisé sur EpexSpot pour la zone Allemagne/Autriche. En 2014, la convergence entre les zones de prix *day-ahead* de la région Centre-Ouest s'est dégradée sur le deuxième semestre,

---

<sup>12</sup> Le marché luxembourgeois de l'électricité, pris isolément, ne dispose pas de marché organisé et ne présente que très peu de liquidité.

avec un écart particulièrement important entre la zone de prix belge et la zone de prix allemande<sup>13</sup> résultant du développement des énergies renouvelables en Allemagne. Le passage en *flow-based* pour l'allocation *day-ahead* devrait non seulement permettre d'augmenter le bien-être social global sur la région Centre-Ouest par rapport au modèle actuellement en place (modèle ATC), mais aussi de favoriser la convergence des prix avec des différences entre zones de prix réduites sur la plupart des frontières internes à la région Centre-Ouest.

Avec l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre en 2014, les acteurs du marché ont également la possibilité de participer au marché *intraday* et de valoriser les transactions effectuées auprès des consommateurs luxembourgeois.

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

### **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 et à détecter toute opération d'initiés ainsi que toute manipulation de marché et par conséquent, 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.

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 doit être pourvu l'Institut. Un groupe de travail réunissant l'Institut ainsi que d'autres autorités nationales compétentes a pour objectif d'évaluer le besoin et de proposer, le cas échéant, un texte législatif dédié au règlement (UE) N° 1227/2011.

En 2014, la mise en œuvre opérationnelle de REMIT a principalement porté sur les dispositions relatives à l'enregistrement et à la déclaration des transactions auprès de l'ACER conformément aux dispositions du règlement REMIT ainsi que du règlement d'exécution adopté le 17 décembre 2014.

---

<sup>13</sup> La zone de prix allemande regroupe l'Allemagne, le Luxembourg et l'Autriche.

En effet, le Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie est entré en vigueur le 7 janvier 2015. Il permet de préciser l'ensemble du dispositif de surveillance des marchés de gros de l'énergie stipulé dans REMIT ainsi que sa mise en œuvre au niveau national et européen. En effet, le règlement d'exécution précise les types de transactions soumises à déclaration auprès de l'ACER ainsi que le détail des données concernant les produits énergétiques de gros et les données fondamentales à déclarer. Il détermine les canaux de transmission des données et fixe les délais et les fréquences des déclarations, ainsi que les conditions d'ordre technique et organisationnel et les responsabilités concernant la transmission des données.

L'application dédiée à l'enregistrement des acteurs de marché, « Centralised European Register for Energy Market Participants (CEREMP) », développée par l'ACER, a été mise à disposition des autorités de régulation nationales pour la mise en œuvre de l'enregistrement, tel que prévu par l'article 9 de règlement REMIT. Le SLA (service-level agreement) concernant l'application CEREMP a été signé par l'ACER et les autorités de régulation des Etats membres le 11 juin 2014.

Conformément au règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014, l'Institut a mis l'application CEREMP à la disposition des acteurs du marché en mars 2015. Depuis lors, tout acteur éligible peut s'enregistrer auprès de l'Institut.

Au niveau régional, l'Institut participe aux travaux visant à développer la coopération entre les autorités de régulation nationales compétentes dans le cadre de la surveillance des marchés et des investigations à mener le cas échéant. Ainsi, concernant le marché de gros de l'électricité, le processus de coopération entre l'Institut et les autorités de régulation allemande et autrichienne est en cours de mise place.

Au niveau européen, l'Institut participe aux travaux visant la mise en place de la coopération entre les autorités de régulation et 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 groupes de travail en vue de la mise en œuvre opérationnelle des dispositions relatives à la collecte et au partage des données, ainsi qu'à la surveillance des marchés.

### ***ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE***

La plus grande partie de l'énergie électrique consommée dans la zone Creos est importée physiquement depuis l'Allemagne, alors que les productions indigènes dans la zone Creos n'atteignent que 14,82% de l'énergie consommée en 2014.

La plupart des fournisseurs qui sont actifs au Grand-Duché s'approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers, et ceci à 72% par des contrats bilatéraux d'une durée égale ou inférieure à 2 ans et 17 % par des contrats bilatéraux d'une durée supérieure à 2 ans. Seul 5% de l'électricité est achetée sur le marché organisé « spot » ainsi que sur le marché organisé « à terme ». Le tableau 5 analyse le mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité sur les marchés de gros étranger par segment de client pour les années 2013 et 2014.

	Clients résidentiels	Clients professionnels		Moyenne 2014	Moyenne 2013
		(< 2 GWh/an)	(> 2 GWh/an)		
<b>Marchés organisés "SPOT"</b> (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts )	3%	3%	7%	5%	13%
<b>Marchés organisés "à terme"</b> (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardises contracts)	19%	4%	2%	5%	2%
<b>Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans</b> (p.ex OTC)	59%	76%	75%	73%	82%
<b>Autres contrats bilatéraux d'une durée &gt; à 2 ans</b> (p.ex OTC)	19%	17%	16%	17%	3%
<b>Contrats réglementés</b> (p.ex mécanisme de compensation)	0%	0%	0%	0%	0%

**Tableau 5 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité sur les marchés de gros pour les différents segments de clients finals**

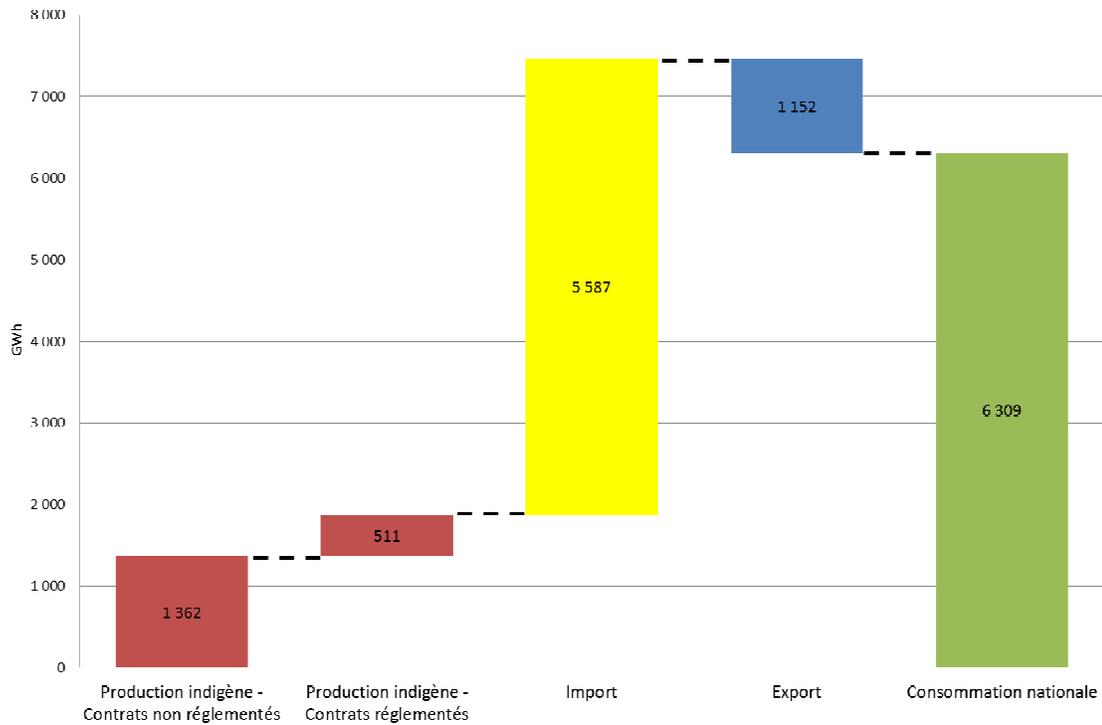
En 2014, le volume des échanges sur le marché national de gros est de 8,61 TWh<sup>14</sup> restant stable par rapport à l'année précédente.

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 2014. Le Luxembourg couvre 29,7 % de la consommation nationale par de la production nationale et le solde est couvert par les importations nettes (Import – Export) à concurrence de 70,3 %. Les fournisseurs ont importé de l'énergie électrique depuis l'Allemagne (74%), la France (24%) et la Belgique (2%) à concurrence de 5,59 TWh et ils ont exportés de l'énergie électrique vers la Belgique à concurrence de 1,15 TWh.

Les contrats réglementés de fourniture d'électricité produite sur la base d'énergies renouvelables ou de la cogénération (0,5 TWh) représentent 8,1% en volume de la consommation nationale (+0,2% par rapport à 2013).

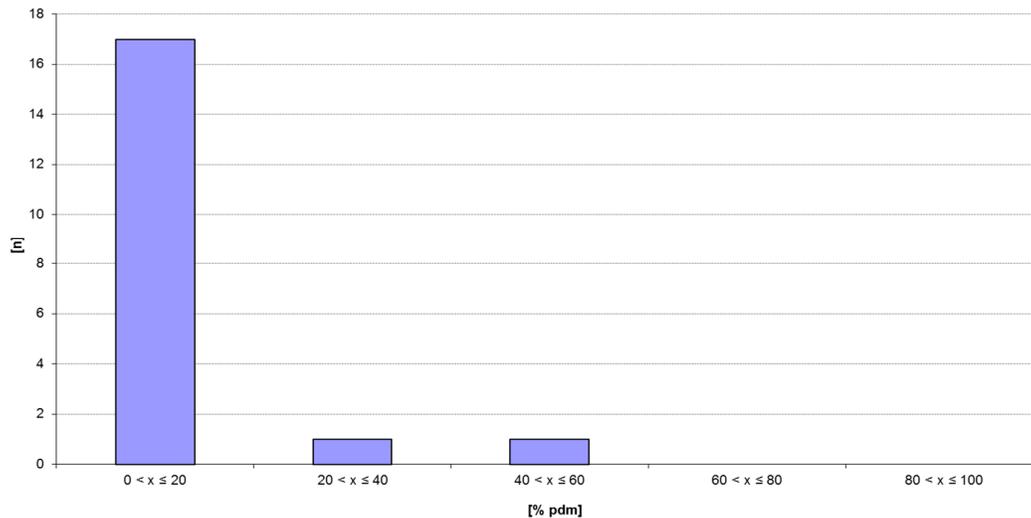
---

<sup>14</sup> Somme des valeurs absolues de la production nationale (1,91 TWh), des importations (5,59 TWh) et des exportations (1,15 TWh).



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

En 2014 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 :



**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>15</sup> se situe à 3.200 points et a augmenté par rapport à sa valeur 2262 en 2013. Ce changement provient du fait qu'un acteur a augmenté ses importations de 30% tout en baissant par conséquent le volume échangé sur le marché national de cette quantité.

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 Electricité. Une liste des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché du Luxembourg (26 fournisseurs autorisés au 6 mai 2015) est accessible sur le site<sup>16</sup> internet de l'Institut.

### 2.2.2. Marché de détail

Dix entreprises de fourniture se partagent le marché de détail de l'électricité qui comprend 286.456 consommateurs<sup>17</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 par an, le groupe de consommateurs industriels comprend tout consommateur professionnel avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh.

Par rapport à 2013, il y a une entreprise de fourniture de plus sur le marché de détail de l'électricité pour le segment des consommateurs non résidentiels en 2014.

#### *PARTS DE MARCHE*

Le tableau et le graphique ci-après donnent une indication de l'importance relative des différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau. Aucune variation relative à l'importance des différents segments n'est à noter par rapport aux années précédentes.

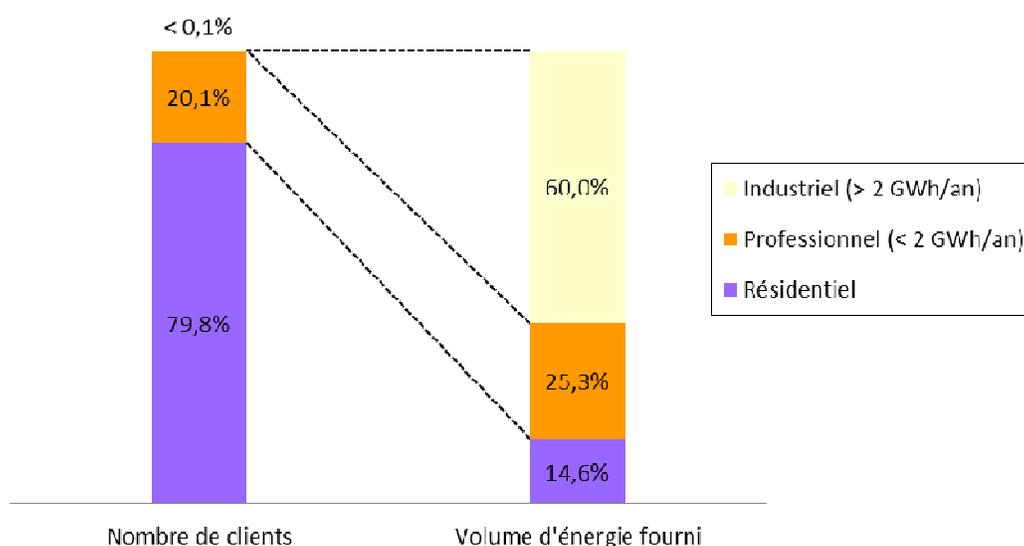
	Consommation 2014 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	0,9	228 588
Secteur professionnel (< 2 GWh/an)	1,6	57 647
Secteur industriel (> 2 GWh/an)	3,8	221

Tableau 6 – Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2014)

<sup>15</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%

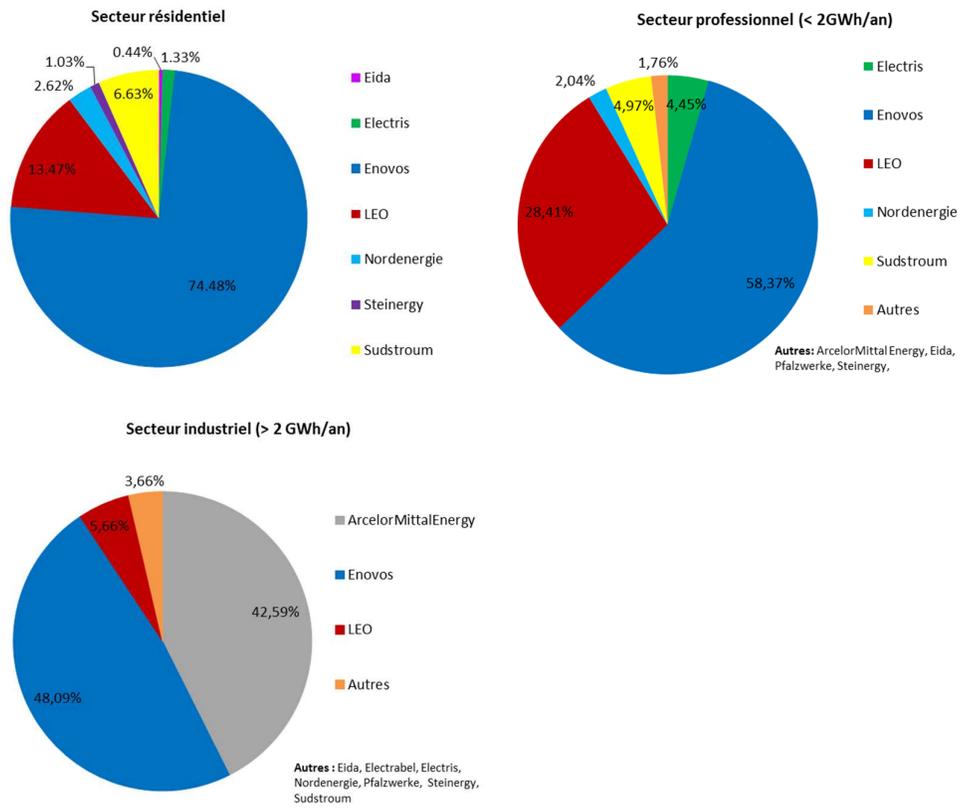
<sup>16</sup> [http://www.ilr.public.lu/electricite/fournisseurs/elec-liste-fournisseurs\\_05\\_2015.pdf](http://www.ilr.public.lu/electricite/fournisseurs/elec-liste-fournisseurs_05_2015.pdf)

<sup>17</sup> Points de fourniture



**Graphique 4 - Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients**

Sept entreprises d'électricité ont été actives sur le marché résidentiel et dix sur le marché non-résidentiel en 2014. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 5. 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 Luxembourg, LEO (Luxembourg Energy Office) S.A., Nordenergie S.A., Steinergy S.A.), ceci surtout sur le secteur résidentiel et le secteur des PME.

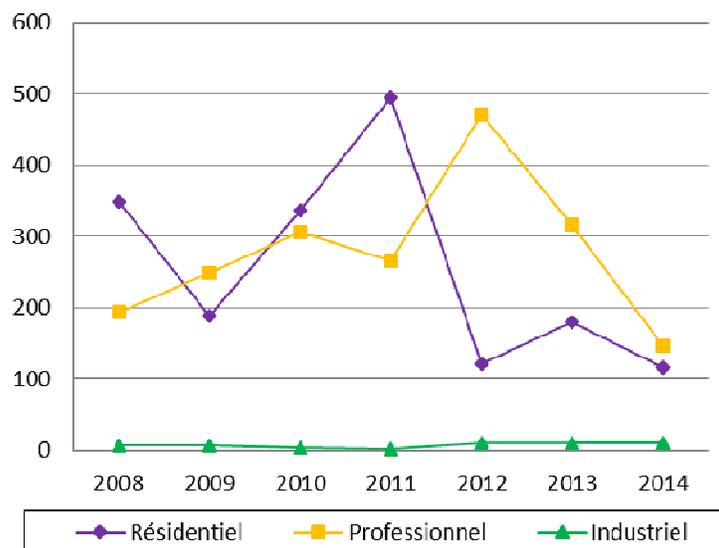


Graphique 5 – Part de marché (en %) sur le segment respectif du marché de détail

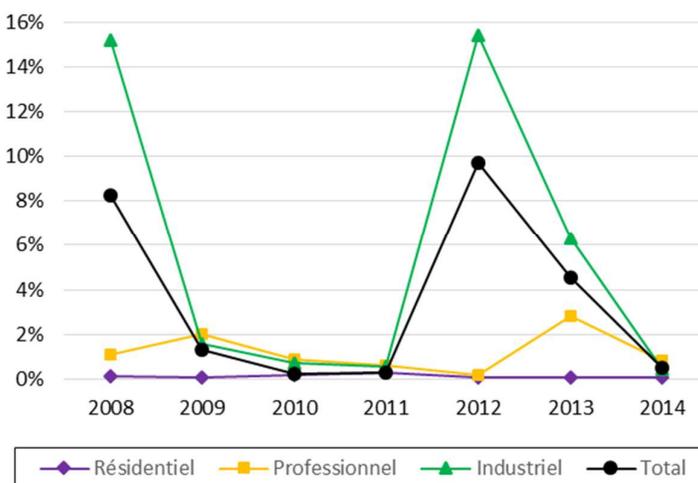
### TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2014, 272 consommateurs ont changé de fournisseur. Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, a été de 0,5 % en termes de volume et de 0,1 % en termes de nombres de clients. On note une baisse significative du taux de changement en termes de volume par rapport à l'année dernière (4,6%), essentiellement due à une activité de changement de fournisseur moins élevée dans le segment des clients professionnels et des industriels.

L'évolution du nombre absolu de changements de fournisseur et de changement en terme de volume par segment est reprise dans les graphiques 6 et 7.



Graphique 6 – Evolution du nombre absolu de changements de fournisseur par segment



Graphique 7 - Evolution du taux de changement de fournisseur en termes de volume (en % du volume total) par segment

Le graphique montre une volatilité élevée du taux de changement de fournisseur en termes de volume. Cette volatilité est essentiellement conditionnée par le changement de fournisseur des clients industriels. En effet, un petit nombre de clients industriels représentent une consommation relativement importante dans le marché de l'électricité et leur changement provoque une hausse significative du taux de changement en termes de volume. Par ailleurs, malgré les efforts de mise en place d'un comparateur de prix pour les clients résidentiel et la présence de l'Institut à une foire grand-public « Oekofoire », on note que l'activité de changement de fournisseur (en nombre absolu et en termes de volume) se trouve à un niveau particulièrement faible en 2014 par rapport aux années précédentes.

- *Segment résidentiel*

Dans le segment des ménages, qui représente en volume d'énergie environ 14,6% du marché de l'électricité, 116 changements de fournisseur ont été opérés en 2014 ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de moins de 0,1% en volume (voir Graphique 7). Ce faible taux peut s'expliquer par la faible différence de prix entre les offres des différents fournisseurs d'électricité. En effet, un consommateur moyen (4000 kWh) peut épargner environ 35 euros en changeant le produit standard du fournisseur le plus cher avec celui du moins cher. Les offres se différencient donc surtout par les caractéristiques des produits offerts, tel que l'origine (hydroélectrique, solaire, éolienne, etc...) de la production d'électricité.

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 facturation électronique.

- *Segment professionnel (< 2 GWh)*

Parmi le segment du commerce et de l'industrie moyenne, 146 clients ont changé de fournisseur au cours de l'année 2014. Ces clients représentent un volume annuel total de 12,8 GWh. Avec un taux de changement dans ce segment de 0,8%, ce taux a diminué par rapport à 2013. En 2013, il se situait à 2,8% en volume par rapport à 0,2% en 2012.

- *Segment industriel (> 2 GWh)*

Dans le secteur industriel, 10 clients industriels ont changé de fournisseur pour un volume total de 18 GWh ce qui représente un taux de changement en 2014 de 0,5% en volume du secteur industriel.

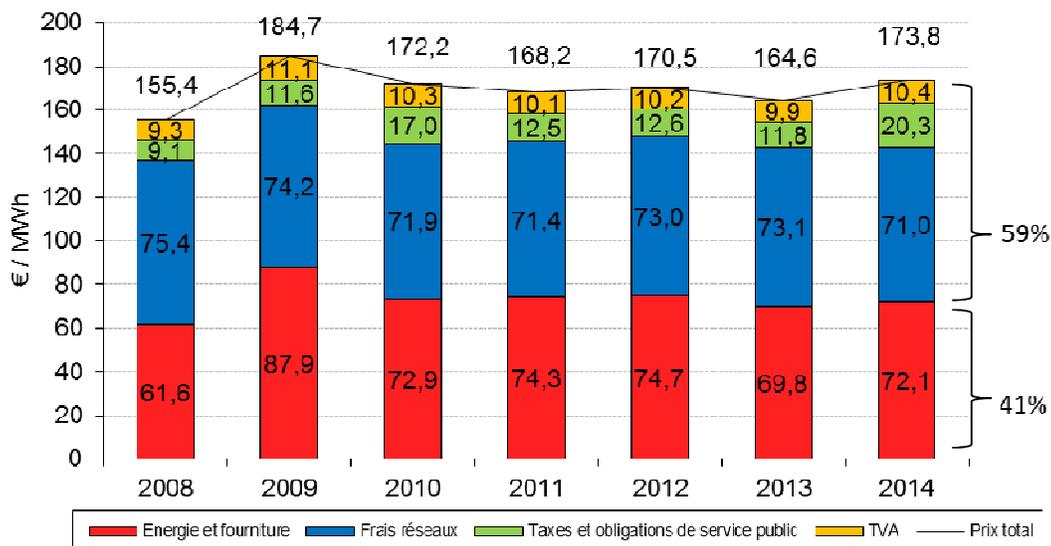
### **SURVEILLANCE DES PRIX**

Au Luxembourg, le marché de l'électricité a été complètement ouvert à la concurrence au 1<sup>er</sup> juillet 2007. 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 électrique fourni par votre fournisseur;
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 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 de la base de données d'Eurostat<sup>18</sup> pour le second semestre des années 2008 à 2014.



**Graphique 8 - Décomposition des prix d'électricité résidentiels (prix courants)**

La légère baisse des prix résidentiels constatée pour l'année 2013 est suivie d'une hausse en 2014. Alors que les frais d'utilisation du réseau et le prix de l'énergie sont restés relativement stables par rapport à l'année 2013, la hausse s'explique notamment par la hausse significative des taxes et de la contribution au mécanisme de compensation (obligation de service publics).

Le Graphique 9 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)<sup>19</sup> - EEX<sup>20</sup> Power Derivatives -Phelix Futures and Options) avec livraison entre 2010 et 2014 ainsi que le développement sur le marché « spot » (Power Spot Market (SM)<sup>21</sup> - EPEX SPOT - Market Area Germany/Austria) pour les années 2010 à 2014.

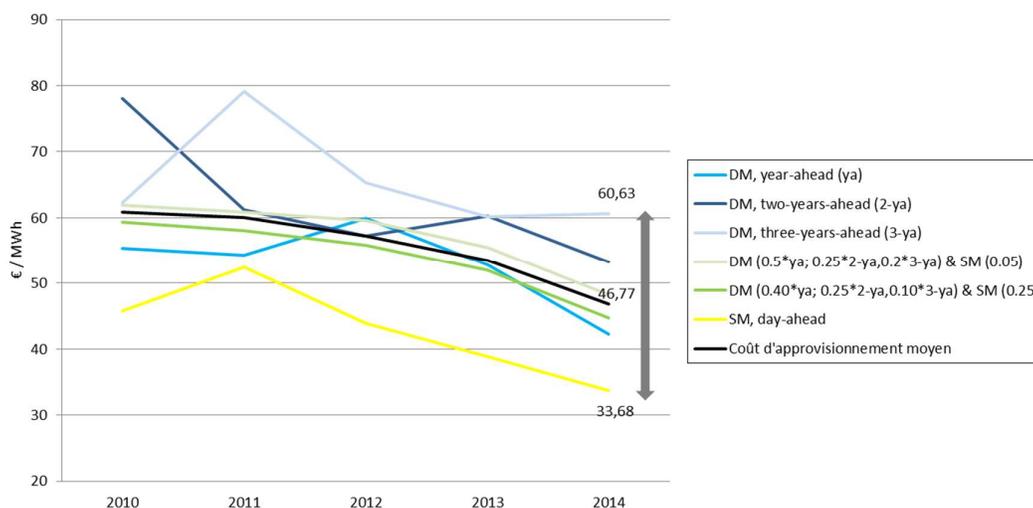
<sup>18</sup> Le graphique se rapporte au client-type Dc qui a une consommation annuelle en électricité entre 2500 et 5000 kWh (Catégorie de clients établie au départ de la classification d'Eurostat). Il s'agit du client-type le plus représentatif de la population résidentielle.

<sup>19</sup> Power Derivatives Market (DM) = marché à terme : marché où les règlements se font à une échéance ultérieure, et prévue à l'avance de celle où les transactions sont conclues.

<sup>20</sup> The European Energy Exchange (EEX), based in Leipzig, was founded in 2002 as a result of the merger of the two German power exchanges in Frankfurt and Leipzig. Since then, EEX has evolved from a pure power exchange into the leading trading market for energy and related products with international partnerships.

<sup>21</sup> Power Spot Market (SM) = marché au comptant : par contraste à un marché à terme, la livraison des biens échangés et leur paiement ont lieu pratiquement simultanément et immédiatement.

Une variété de stratégies d’approvisionnement de l’électricité sur les marchés à terme (3-years-ahead, 2-years-ahead, year-ahead)<sup>22</sup> et sur le marché spot (*day-ahead*), ainsi que plusieurs combinaisons de stratégies d’approvisionnement (year-ahead combiné avec *day-ahead*) ont été analysées. Le graphique reprend la variété des stratégies d’approvisionnement, exprimées par les prix moyens des produits « à terme » et du produit « spot » sur une année.



**Graphique 9 - Développement sur le marché de gros**

Un domaine repéré sur le graphique 9 par la flèche grise s’esquisse entre le meilleur prix d’approvisionnement de l’électricité (limite inférieure), et le prix d’approvisionnement le plus cher (limite supérieure). Pour 2014, les coûts d’approvisionnement sur la bourse pour un fournisseur se situent entre 33,7 €/MWh et 60,6 €/MWh. L’Institut remarque que les coûts d’approvisionnement de l’électricité ont diminué ces dernières années, et surtout depuis 2011.

Pour la période 2010 à 2013, il existe une corrélation entre le prix du marché de gros et le prix du marché de détail. La diminution des prix de l’électricité sur le marché de gros a été traduite en une baisse de la composante « Energie et fourniture » sur le marché de détail. Ce constat ne peut pas être fait pour l’année 2014. Les prix de gros ont diminué en moyenne de 6,74 €/MWh, pourtant les fournisseurs ont augmenté leurs prix de vente de 2,2 €/MWh. La mise à jour du rapport sur l’évolution des prix de l’électricité<sup>23</sup> reprenant cette analyse sera publiée fin de l’année 2015.

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 un outil de comparaison des prix de fourniture : [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

<sup>22</sup> Approvisionnement d’électricité 1, 2 ou 3 années avant la livraison

<sup>23</sup>[http://www.ilr.public.lu/electricite/documents\\_NEW/Rapports\\_sur\\_les\\_prix\\_de\\_fourniture/Retail-Price-Recommendation\\_2014\\_version\\_finale\\_pdf.pdf](http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Rapports_sur_les_prix_de_fourniture/Retail-Price-Recommendation_2014_version_finale_pdf.pdf)

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.

L'évolution des prix de l'électricité pour les clients industriels est disponible sur les pages Internet d'Eurostat<sup>24</sup>.

### **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 (électricité et gaz naturel) 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.

Dans son dernier rapport, l'Institut a ainsi analysé l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel au cours des années 2010 à 2013. En outre, il les a comparés aux prix appliqués sur un échantillon d'autres pays européens. Le prix intégré de l'électricité et du gaz naturel pour le Luxembourg est largement inférieur à la moyenne des prix intégrés de l'électricité et du gaz naturel pour l'Europe des vingt-huit. Ceci est dû au faible taux des taxes et de la TVA applicables au Luxembourg. Pourtant, l'Institut a constaté qu'afin de pouvoir apprécier le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés de détail à la concurrence, des informations plus détaillées sur la composition du prix de fourniture d'énergie lui sont nécessaires, notamment le coût d'achat, le coût du service et la marge bénéficiaire du fournisseur. Or, les fournisseurs sont réticents à fournir plus de détails quant à la formation de leurs prix de vente à destination des consommateurs résidentiels. Par ailleurs, l'Institut constate que les fournisseurs ont des approches différentes en ce qui concerne la présentation de leurs offres respectives. Pour cette raison, les clients résidentiels peuvent avoir des difficultés à comparer les prix des différents fournisseurs ce qui pose obstacle à un choix informé.

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 envers le 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 ([www.calculix.lu](http://www.calculix.lu)), 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.

---

<sup>24</sup>[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity\\_and\\_natural\\_gas\\_price\\_statistics](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics)

<sup>25</sup>[http://www.ilr.public.lu/electricite/documents\\_NEW/Rapports\\_sur\\_les\\_prix\\_de\\_fourniture/Retail-Price-Recommendation\\_2014\\_version\\_finale.pdf](http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Rapports_sur_les_prix_de_fourniture/Retail-Price-Recommendation_2014_version_finale.pdf)

## **ETIQUETAGE DE L'ELECTRICITE**

Selon le règlement grand-ducal du 21 juin 2010 relatif au système d'étiquetage de l'électricité, l'Institut est chargé de l'organisation et de la supervision du système d'étiquetage.

A travers une étiquette standardisée, le consommateur est en mesure de comparer les offres et produits de 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>26</sup>.

En 2014, la part de la consommation nationale couverte par des contrats de fourniture sur base d'énergies renouvelables a été portée à 60,5%, contre 58% en 2013. Désormais l'ensemble des offres disponibles pour les consommateurs résidentiels se base sur des produits d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

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

Le Commissaire du Gouvernement à l'Energie 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'Energie (Ministère de l'Economie) 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 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 2.1.2 du présent rapport pour plus de détail sur la qualité de l'électricité).

### **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,

---

<sup>26</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)

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'Énergie dans son rapport bisannuel dont le dernier en date est de d'octobre 2014<sup>27</sup>.

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

Bien que le rapport du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie 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 (qui est intégré à la zone de réglage belge) 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. 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. Par la mise en service en novembre 2014 d'une 11<sup>ème</sup> turbine-pompe de 200 MW la puissance totale de la centrale de pompage est augmentée à 1.296 MW. 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 nécessitant un niveau d'eau de 0,50 m en plus. Les investissements sont réalisés par RWE Power et Enovos Luxembourg.

La capacité de production totale installée s'est élevée à 727 MW en 2014, contre 713 MW en 2013 (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 1.041 MW.

---

<sup>27</sup> <http://www.gouvernement.lu/4608253/bericht-strom-2014.pdf>

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 351 MW environ. Cette augmentation par rapport à l'année 2013 (337 MW) est principalement due à une augmentation en capacité des centrales photovoltaïques.

	31.12.2013		31.12.2014	
	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales
<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>393 250</b>	<b>2</b>
<b>HYDRO-ELECTRIQUE:</b>				
Centrale de pompage:	1 096 000	1	1 296 000	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>1 330 308</b>	<b>34</b>
<b>EOLIENNE:</b>	<b>58 327</b>	<b>51</b>	<b>58 342</b>	<b>52</b>
<b>BIOGAZ:</b>	<b>7 916</b>	<b>24</b>	<b>8 316</b>	<b>25</b>
<b>GAZ DES STATIONS D'EPURATION D'EAUX USEES:</b>	<b>1 978</b>	<b>5</b>	<b>2 048</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>95 021</b>	<b>4 454</b>	<b>109 933</b>	<b>5 500</b>
<b>BOIS DE REBUT:</b>	<b>3 750</b>	<b>1</b>	<b>3 750</b>	<b>1</b>
<b>TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES:</b>	<b>1 809 070</b>	<b>4 705</b>	<b>2 022 517</b>	<b>5 753</b>
<b>TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALE DE POMPAGE):</b>	<b>713 070</b>	<b>4 704</b>	<b>726 517</b>	<b>5 752</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 7 - 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 30 à 45 ans d'utilisation, est poursuivi. En particulier, presque toutes les lignes ont été modernisées afin de pouvoir supporter des températures de 80°C.

Des investissements sont également prévus pour supprimer le risque de congestions internes 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. La solution en cours de réalisation réside dans la mise en place d'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 avec l'installation d'un transformateur-déphaseur 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.

Ce plan de délestage national 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.

Néanmoins, le rapport bisannuel du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie mentionne que le renforcement de la coopération régionale en matière d'évaluation et de garantie de la sécurité d'approvisionnement est indispensable du fait de l'impact important de l'évolution des marchés de l'énergie des pays voisins sur le Luxembourg.

Le raccordement du réseau industriel Sotel Réseau au réseau de transport français de RTE 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 Sotel Réseau,
- Une connexion progressive du réseau Elia au réseau Creos via l'installation d'un transformateur-déphaseur et la solution long terme envisagée pour la réalisation de l'interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg.

Le rapport bisannuel du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie d'octobre 2014 constate qu'il est aujourd'hui possible de couvrir la pointe du réseau de transport par les importations du réseau d'Amprion, que ce soit en cas de fonctionnement normal ou en cas de défaillance d'une des 2 double-lignes en provenance de l'Allemagne (critère N-1). Cependant, étant donnée la croissance de la pointe estimée d'ici 2029, il est d'ores et déjà nécessaire de développer des capacités de transport supplémentaires avec les pays voisins pour couvrir cette augmentation de charge sur le réseau de 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 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 est à la fois gestionnaire de réseau de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. En plus de Creos 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.

##### ***DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT***

Malgré la dérogation applicable au Grand-Duché du Luxembourg en vertu de l'article 49 paragraphe 6 de ladite directive, tel que transposé à l'article 32(2bis) de la Loi Gaz naturel quant à l'application de la dissociation entre réseau de transport et activités de production et de fourniture, le législateur luxembourgeois a tout de même transposé la directive 2009/73/CE établissant ainsi un cadre législatif assurant un degré d'indépendance adéquat au gestionnaire de réseau de transport. 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. 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 (article 38 de la Loi Gaz naturel). Pour davantage d'informations, il y a lieu de se référer à la section 2.1.1. du présent rapport.

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

Les exigences de dissociation posées par l'article 26 de la directive 2009/73/CE 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.

Aux critères d'indépendance énoncés par l'article 37 de la Loi Gaz naturel, s'ajoute encore la dissociation comptable fixée par l'article 41 de ladite loi et transposant l'article 31 de la directive 2009/73/CE. Pour davantage d'informations sur les règles de dissociations juridique, fonctionnelle et comptable, il y a lieu de se référer à la section 2.1.1. du présent rapport.

En vertu de l'obligation générale de non-discrimination, chaque gestionnaire de réseau de distribution est, en outre, tenu de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles dont il a connaissance au cours de ses activités et d'en empêcher toute divulgation de manière discriminatoire (article 16 de la directive 2009/73/CE tel que transposé à l'article 38 de la Loi Gaz naturel).

### 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 4,77 millions de mètres cube, soit 52,88 GWh, de biogaz (produit par méthanisation) injectées localement dans le réseau en 2014, pour une capacité de production estimée à 6,7 millions de mètres cube répartie sur 3 centrales.

Le réseau haute pression de Creos 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 de Luxembourg, 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, 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 Creos 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 (OGE) 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 Industriel (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 (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.

Depuis le 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. Cela a ainsi permis à Creos de 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.

Les fenêtres de souscription de capacités d'entrées aux points d'interconnexion transfrontaliers Bras/Pétange et Remich du réseau de transport de gaz naturel pour 2015 ont été suspendues en décembre 2014 par règlement E14/55/ILR jusqu'à la mise en place du marché intégré entre le Luxembourg et la Belgique, afin de permettre aux acteurs de marché de ne pas s'engager inutilement, sachant que de nouvelles règles seront d'application à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2015 (voir paragraphe spécifique sur le marché BeLux).

### **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>DIT</b>	<b>HIT</b>	<b>CIT</b>
<b>période hiver (Nov – Mars)</b>	3%	50%	3%
<b>période été (Avril – Octobre)</b>	5%	50%	5%

**Tableau 8 - Bandes de tolérance**

Creos a mis en place un système en ligne permettant aux expéditeurs de renommer 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.

### **MARCHE INTEGRE BELGO-LUXEMBOURGEOIS (MARCHE INTEGRE BELUX)**

Soucieux d'une meilleure intégration du système gazier national dans le marché européen, Creos et Fluxys, avec le soutien de leurs régulateurs respectifs, ont développé un projet de rapprochement de leurs marchés.

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 (marché intégré BeLux), couvrant le système belge de gaz H et le système luxembourgeois. Ainsi une fois que le concept de ce rapprochement a été clairement défini et que les obstacles identifiés semblaient raisonnablement surmontables, Creos et Fluxys ont annoncé le 22 mai 2014 par communiqué de presse qu'ils fusionneraient les marchés nationaux du gaz pour le 1<sup>er</sup> octobre 2015, sous réserve de l'accord des régulateurs des deux pays sur les modalités de mise en œuvre du marché intégré BeLux, tel que décrit dans le Memorandum of Understanding signé entre Fluxys et Creos le 19 avril 2014. Ces modalités prévoient notamment la mise en place d'une société 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 et Fluxys 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.

Les discussions ont conduit à la définition de nouvelles règles d'accès au réseau luxembourgeois. Ainsi dans le marché intégré BeLux, les droits d'accès entrée-sortie entre la Belgique et le Grand-Duché du Luxembourg seront supprimés et le Zeebrugge Trading Point (ZTP) deviendra le point d'échange de gaz de la zone intégrée.

Etant donnée la suppression du point d'interconnexion Bras/Pétange de l'offre commerciale, les utilisateurs du réseau de transport ne devront plus réserver de capacité en ce point pour acheminer du gaz entre la Belgique et le Luxembourg. L'approvisionnement du Luxembourg pourra se faire intégralement à partir de n'importe quel point de la zone BeLux (points d'interconnexion ou hub) sans réservation de capacités de transport intermédiaires.

Au point d'interconnexion Remich, la commercialisation de capacités d'entrée sera également modifiée :

- Ce point deviendra une entrée pour le marché intégré BeLux, reliant ainsi le hub NCG au hub ZTP.
- Creos commercialisera en entrée un produit de capacité conditionnée, nécessaire à la sécurisation de l'approvisionnement du Luxembourg pour des journées de consommation élevée. Ce produit, commercialisé à travers un mécanisme d'enchères prévues à partir de juin 2015 sous la forme de produits trimestriels, sera lié à des obligations de nomination garantissant les flux nécessaires à la sécurisation des clients luxembourgeois. Il ne sera pas nécessaire pour les fournisseurs de souscrire de la capacité de sortie du réseau allemand au point d'interconnexion Remich : Creos souscrira et exploitera cette capacité de sortie pour le compte des fournisseurs ayant souscrit le produit de capacité d'entrée conditionné.

Une description succincte de ces nouvelles dispositions destinées à entrer en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2015 a été communiquée par les gestionnaires de réseau de transport le 27 octobre 2014. Ce modèle de fusion de zones est également repris dans le document ACER portant sur le Gas Target Model.

En ce qui concerne les règles d'équilibrage couvrant l'entièreté des zones de transport actuelles de Creos et de Fluxys, les pratiques actuelles en vigueur en Belgique seront appliquées et adaptées pour être conformes aux dispositions du règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de

réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz. Les services d'équilibrage offerts concerneront notamment les aspects suivants :

- Calcul et communication à chaque fournisseur de leur position individuelle et de la position du marché sur base des informations envoyées par les deux gestionnaires de réseau de transport de la zone BeLux et par l'opérateur du hub ;
- Suivi de la position d'équilibre du marché ;
- Détermination des équilibrages intrajournaliers et journaliers, et facturation.

Une consultation publique sur les nouvelles règles d'accès de transport et d'équilibrage été réalisée en parallèle par l'Institut et par Fluxys au premier trimestre 2015.

#### **ACCÈS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION**

Au niveau de la distribution, les différents gestionnaires de réseau de gaz naturel sont repris dans le Tableau 9 suivant :

<b>Fonction</b>	<b>Gestionnaire de réseau / Propriétaire</b>	<b>Longueur du réseau Haute pression (km)</b>	<b>Longueur du réseau Moyenne pression (km)</b>	<b>Longueur du réseau Basse pression (km)</b>
GRT, GRD	Creos Luxembourg S.A.	278,2	404,5	1309,3
GRD	Sudgaz S.A.	12,5	305,2	763,6
GRD	Ville de Dudelange	0	12,3	73,5

**Tableau 9 - Infrastructure - réseaux gaz naturel –Situation au 31 décembre 2014**

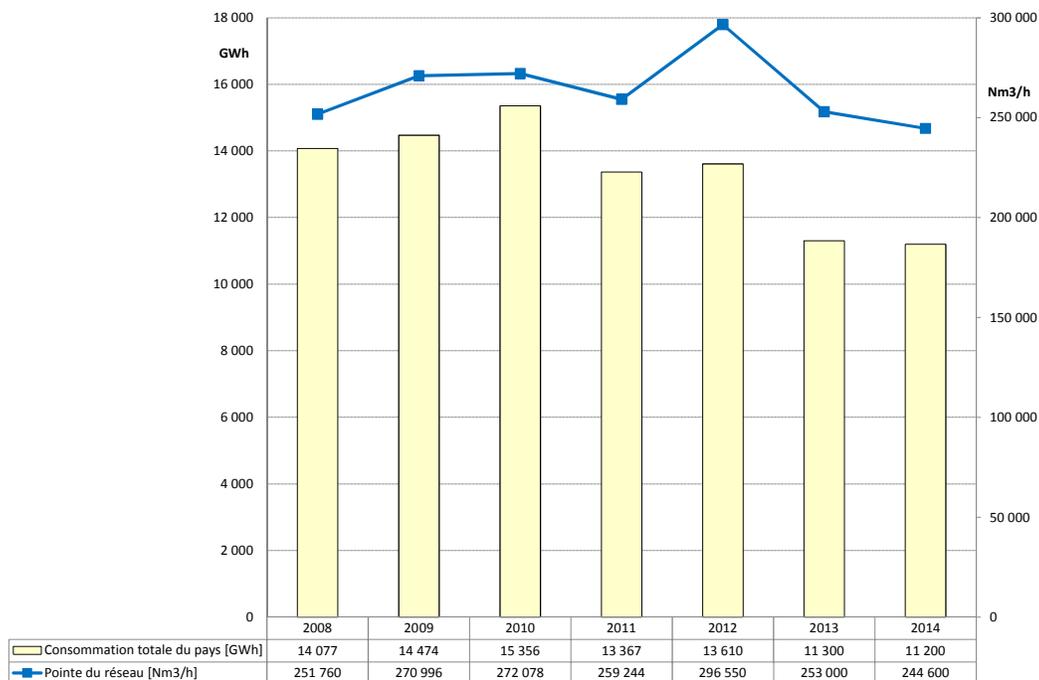
Afin d'éviter des modalités propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution, des règles d'accès communes à tous les réseaux de distribution ont été mises en place. Ce document, intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg », décrit notamment le modèle de gestion 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.

Comme indiqué précédemment, la mise en place de nouvelles règles d'équilibrage au sein du marché BeLux impliqueront des modifications pour le code de distribution. En particulier, ces règles nécessiteront la mise en place d'allocations horaires pour que les expéditeurs aient une vision régulière de leur déséquilibre au cours de la journée, ce qui implique que les gestionnaires de réseau de distribution devront communiquer au GRT Creos les informations de consommations sur base horaire, et non plus sur base journalière. Une consultation publique sur les modifications apportées au Code de Distribution a été organisée par l'Institut au premier trimestre 2015.

#### **EVOLUTION DE LA CONSOMMATION**

En 2014, la capacité totale réservée sur le réseau de transport était de 275.289 Nm<sup>3</sup>/h et, le volume total acheminé dans le réseau était de 11,2 TWh.

En 2014, la consommation nationale (11,2 TWh) était légèrement inférieure par rapport à l'année précédente (11,3 TWh en 2013). Cette diminution est liée à une légère baisse de consommations aux secteurs résidentiels et professionnels par rapport à 2013.



**Graphique 10 - Evolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel à partir de l'année 2008**

#### **MESURES DE SAUVEGARDE**

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg<sup>28</sup> a été élaboré de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution.

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>29</sup> et un plan d'urgence<sup>30</sup>.

#### **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 2.1.2 du présent rapport relatif au marché de l'électricité.

<sup>28</sup> <http://www.creos-net.lu/entreprises/gaz-naturel/professionnels-dso/plan-de-delestage.html>

<sup>29</sup> <http://www.gouvernement.lu/4604916/plan-action.pdf>

<sup>30</sup> <http://www.gouvernement.lu/4579863/plan-urgence.pdf>

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

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi 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 a été fixée par le Règlement modifié 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 modifié 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>31</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 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 2014 l'Institut a clôturé les travaux 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 nouvelle structure tarifaire est entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2015.

Les utilisateurs des réseaux de distribution sont divisés en trois catégories. L'affectation à la catégorie correspondante se fera en fonction du type de compteur installé chez l'utilisateur du réseau.

A la catégorie 1 appartiennent les clients ayant un compteur G4 à G16. Cette catégorie payera une composante volume ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau, cette dernière étant identique dans tous les réseaux de distribution.

A la catégorie 2 appartiennent les clients ayant un compteur G25 à G40. Cette catégorie payera une composante volume, une composante capacité ainsi qu'une redevance

---

<sup>31</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)

mensuelle fixe pour l'accès au réseau, identique dans tous les réseaux de distribution mais qui peut différer selon le type de compteur de l'utilisateur du réseau.

A la catégorie 3 appartiennent les clients ayant un compteur G65 ou supérieur. Cette catégorie payera une composante volume, une composante capacité ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau qui peut différer selon le type de compteur de l'utilisateur du réseau.

La redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau couvre les amortissements, la rémunération des capitaux et les charges d'exploitation en relation avec l'activité de comptage dont font partie l'acquisition et la mise à disposition des données de comptage, la gestion informatique et la facturation.

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, 2013 et 2014<sup>32</sup>, pour deux catégories de clients différents.

		<b>Client résidentiel D2</b> 20-200 [GJ/an] 5,6-55,6 [MWh/an]	<b>Client industriel I3</b> 10.000-100.000 [GJ/an] 2.778-27.778 [MWh/an]
<b>Prix du gaz naturel</b> <b>(EUR / MWh)</b>	<b>2012</b>	53,70	50,60
	<b>2013</b>	50,80	44,40
	<b>2014</b>	45,80	38,80
<b>Estimation des frais</b> <b>d'utilisation du réseau</b> <b>(EUR / MWh)</b>	<b>2012</b>	9,44	4,15
	<b>2013</b>	9,73	5,02
	<b>2014</b>	10,55	5,77

Tableau 10 – 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.

Comme indiqué précédemment, la mise en place de nouvelles règles d'équilibrage au sein du marché BeLux impliqueront des modifications significatives sur la structure tarifaire. Etant donnée la suppression du point d'interconnexion Bras/Pétange de l'offre commerciale dans BeLux, les tarifs d'entrée aux points d'interconnexion Remich et Bras/Pétange qui sont actuellement facturés par portefeuille de chaque expéditeur vont évoluer vers des tarifs déterminés pour les services d'entrée au point d'interconnexion Remich et pour les services de sortie aux points de fourniture industriels et au point de fourniture distribution. Les seuls tarifs applicables au Luxembourg pour l'utilisation des réseaux seront des tarifs de sortie qui rémunèrent l'ensemble des infrastructures de réseau depuis l'entrée dans la zone de

<sup>32</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)

marché intégrée jusqu'au point de sortie sur le réseau de transport ou le réseau de distribution. La tarification du réseau deviendra donc plus transparente et clairement identifiable à chaque point de sortie du réseau. Les principes tarifaires dans le cadre du marché intégré BeLux ont été mis en consultation publique au premier trimestre 2015 par l'Institut.

### 3.1.4. Questions transfrontalières

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

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.

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.

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.

Le service de pression (voir § 3.1.2) conclu entre Creos et Fluxys a permis à Creos d'offrir une capacité ferme additionnelle de 30.000 Nm<sup>3</sup>/h à partir de l'année 2014. Ainsi, les capacités d'entrée offertes pour 2014 peuvent être résumées comme suit :

<b>Point d'entrée</b>	<b>Capacité ferme (Nm<sup>3</sup>/h)</b>	<b>Capacité interruptible N1 (Nm<sup>3</sup>/h)</b>
Fluxys (Belgique) - PEB	140.000	-
OGE (Allemagne) - PEA	150.000	-
GRTgaz (France) - PEF	-	8.000

**Tableau 11 - Capacités offertes pour l'année 2014**

Grâce à l'augmentation de capacité ferme au point d'entrée PEB obtenue via le service de pression, la congestion a été levée à ce point. En conséquence, aucune capacité interruptible de niveau 1 n'a été commercialisée par OSP sur ce point d'entrée.

En décembre 2014, le mécanisme d'OSP a été suspendu par règlement E14/55/ILR jusqu'à la mise en place du marché intégré BeLux entre le Luxembourg et la Belgique qui sera mis en place à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2015 (voir § 3.1.2).

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

Contrairement aux années précédentes et grâce à l'augmentation des capacités fermes, il n'y a pas eu de congestion en 2014 : l'offre de capacités fermes a excédé la demande. De

plus, les capacités fermes réservées (260.298 Nm<sup>3</sup>/h) ont été suffisantes pour couvrir la demande maximale (244.600 Nm<sup>3</sup>/h), qui était légèrement inférieure à celle de 2013 (253.000 Nm<sup>3</sup>/h).

Parmi les projets en vue de renforcer les interconnexions avec les pays voisins visant à augmenter la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg et à contribuer à l'intégration des marchés, le projet de renforcement physique de l'interconnexion avec la Belgique avec une conduite de 500 mm de diamètre côté belge, prévu les années précédentes, a été annulé. En effet, le service de pression offert par Fluxys à Creos dès 2014 a permis d'augmenter la capacité ferme au point frontière Bras/Pétange et les mesures prises dans le cadre du marché intégré BeLux permettront de couvrir la pointe historique du Luxembourg.

En revanche, la création d'une nouvelle route d'approvisionnement vers le Luxembourg en provenance de la France) reste à l'étude et a été proposée fin 2014 pour être inscrite sur la prochaine liste de projets d'intérêt commun au sein de l'Union européenne qui sera établie en 2015.

Les 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 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, conformément au règlement européen n° 715/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel.

Le dernier TYNDP en date (plan 2013-2022) 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.

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 2014, les gestionnaires de réseau de transport luxembourgeois (Creos) et belge (Fluxys) ont continué à travailler conjointement avec les régulateurs luxembourgeois (ILR) et belge (CREG) afin de développer le modèle pour la mise en place du marché intégré BeLux au 1<sup>er</sup> octobre 2015 avec l'instauration d'une entreprise commune pour gérer conjointement les règles et mécanismes d'équilibrage commercial du marché BeLux. Ces travaux ont

notamment porté sur les aspects légaux, les aspects réglementaires, ainsi que les règles d'accès au réseau et les règles d'équilibrage.

Dans ce cadre, les 4 acteurs se sont régulièrement réunis pour suivre l'avancement du projet et orienter les développements. De même, des échanges bilatéraux ont eu lieu entre l'ILR et la CREG sur les documents à approuver de part et d'autre, sur les besoins de consultation et sur la coordination des approbations.

L'Institut contribue également aux travaux de l'ACER à travers le Conseil des Régulateurs et des différents groupes de travail portant sur le développement codes réseaux, les projets d'infrastructure et sur les initiatives régionales. Il a notamment pris part aux documents suivants :

- Recommandation de l'ACER au sujet du code réseau portant sur l'interopérabilité ;
- Rapport conjoint ACER - ENTSOg sur la mise en place anticipée des provisions du règlement européen n° 312/2014 portant sur l'équilibrage des réseaux de transport en gaz ;
- Opinion de l'ACER concernant la méthodologie d'analyse coûts/bénéfices développée par l'ENTSOg dans le cadre du règlement européen n° 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.

## **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 2 du présent rapport portant sur l'électricité.

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

Afin de pouvoir 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 des marchés belge et luxembourgeois prévue pour le 1<sup>er</sup> octobre 2015. 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 favorisera la concurrence en donnant au Luxembourg un accès direct (sans réservation de capacité transfrontalière) à un hub gazier important (ZTP) avec des prix compétitifs au sein d'une seule et même zone entry-exit ayant 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° 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 2014, six entreprises de fourniture<sup>33</sup> se partagent le marché de détail du gaz naturel au Grand-Duché du Luxembourg qui représente 85.785 points de fourniture avec une énergie fournie de 11,2 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.

#### *PARTS DE MARCHE*

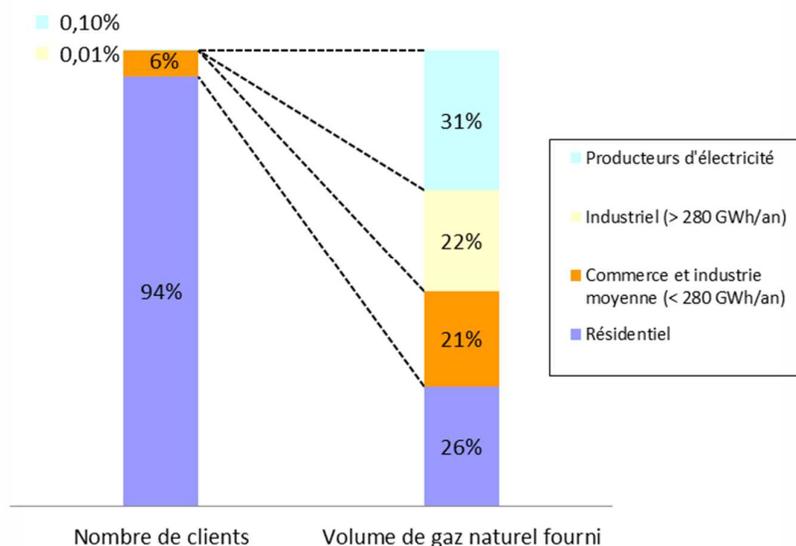
Le Tableau et Graphique ci-après décrivent la situation au niveau de la fourniture aux consommateurs finals et donnent une indication de l'importance relative des différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau.

	Consommation 2014 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	2.9	80 957
Secteur professionnel (< 280 GWh/an)	2.3	4 737
Secteur industriel (> 280 GWh/an)	2.5	5
Production d'électricité	3.4	86

Tableau 12 - Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2014)

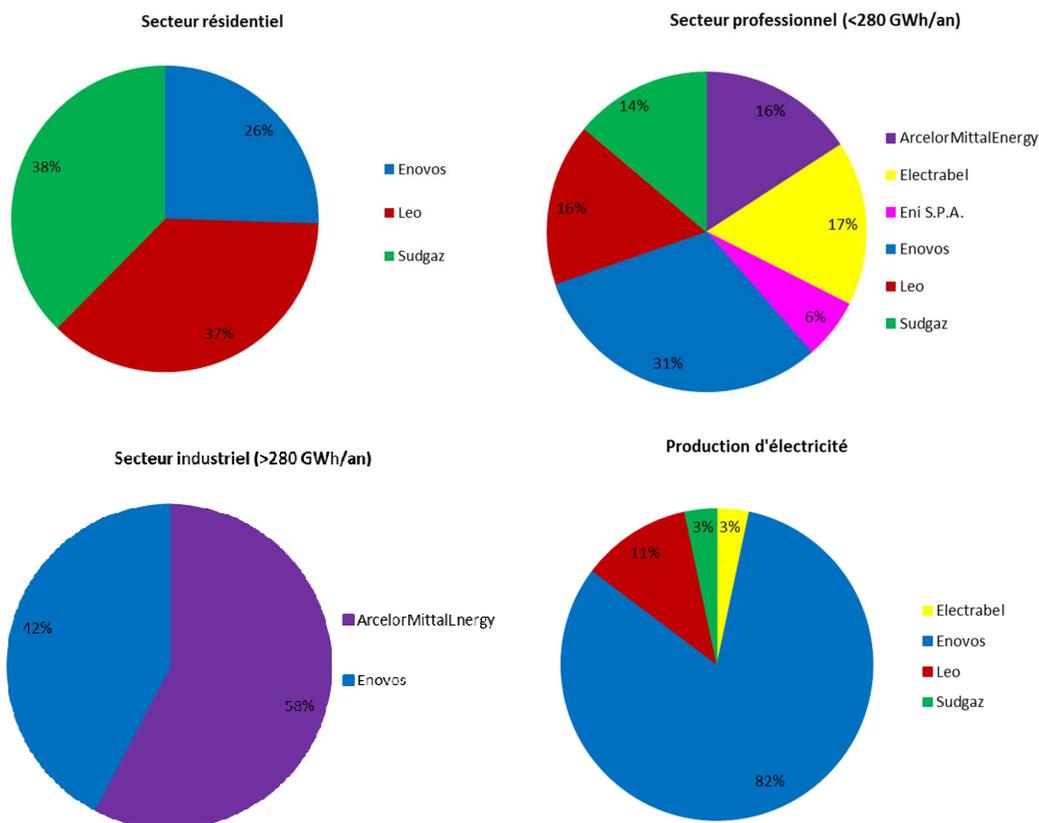
---

<sup>33</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>



**Graphique 11 - Répartition du marché de détail de gaz naturel par segments de clients**

Trois entreprises de gaz naturel ont été actives sur le marché résidentiel et six sur le marché non-résidentiel en 2014. Leurs parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le Graphique 12. Il témoigne du faible nombre d'acteurs avec une part de marché significative 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 Luxembourg S.A., LEO (Luxembourg Energy Office) S.A.). Des mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs n'ont pas été observés en 2014, sauf pour le segment des consommateurs industriels. Dans ce segment, Enovos Luxembourg tenait encore un monopole en 2013. En 2014, par contre, Arcelor Mittal Energy S.C.A. est entré sur le marché du gaz naturel pour approvisionner plusieurs clients professionnels et industriels, et notamment les sites d'Arcelor Mittal S.C.A.



**Graphique 12 - 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 2014, le taux de changement de fournisseur, avec 19 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, reste en dessous de 0,1%. Aucune variation n'est à noter par rapport aux années dernières.

- ***Segment résidentiel***

Les ménages représentent environ 26% en volume du marché du gaz naturel. 14 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2014.

- ***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 5 changements de fournisseurs.

Ce segment représente environ 21% du marché national.

- ***Segment industriel***

Uniquement 5 clients finals représentent le segment industriel, qui compte cependant pour 22% du marché, à consommation annuelle supérieure à 280 GWh.

- *Producteurs d'électricité*

Les producteurs d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération) représentent 31% de la consommation de gaz naturel.

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

Au Luxembourg, le marché du gaz naturel 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 :

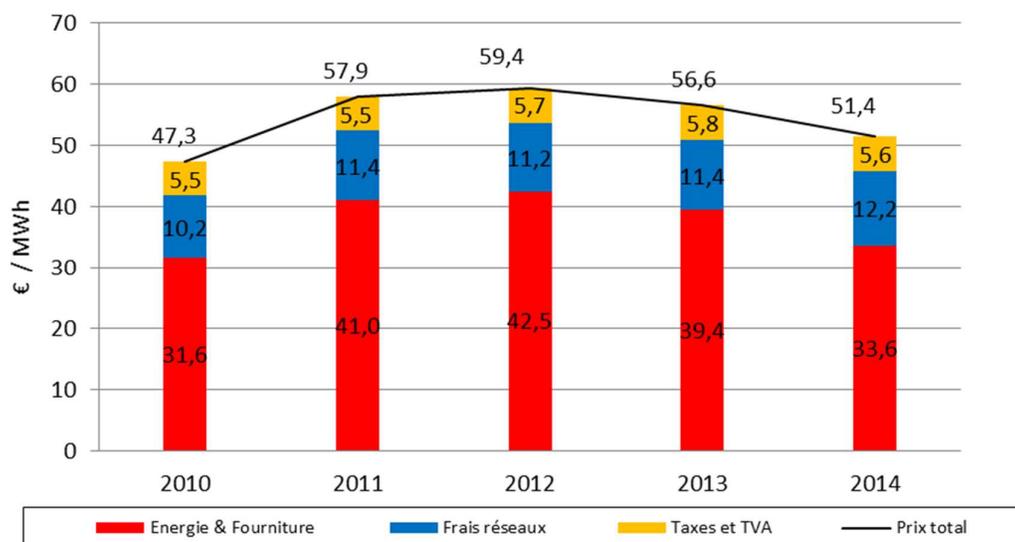
1. le prix de l'énergie fourni par votre fournisseur;
2. les tarifs d'utilisation du réseau de distribution et des services accessoires (p.ex. comptage);
3. la taxe sur l'énergie et la TVA.

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat<sup>34</sup> pour le second semestre des années 2010 à 2014. Les frais réseaux sont calculés par l'Institut<sup>35</sup>.

---

<sup>34</sup> Le graphique se rapporte au client-type D2 qui a une consommation annuelle en gaz naturel entre 20 et 200 GJ, c'est-à-dire entre 5600 et 56000 kWh (1 kWh=0,0036 GJ). (Catégorie de clients établie au départ de la classification d'Eurostat). Il s'agit du client-type le plus représentatif de la population résidentielle.

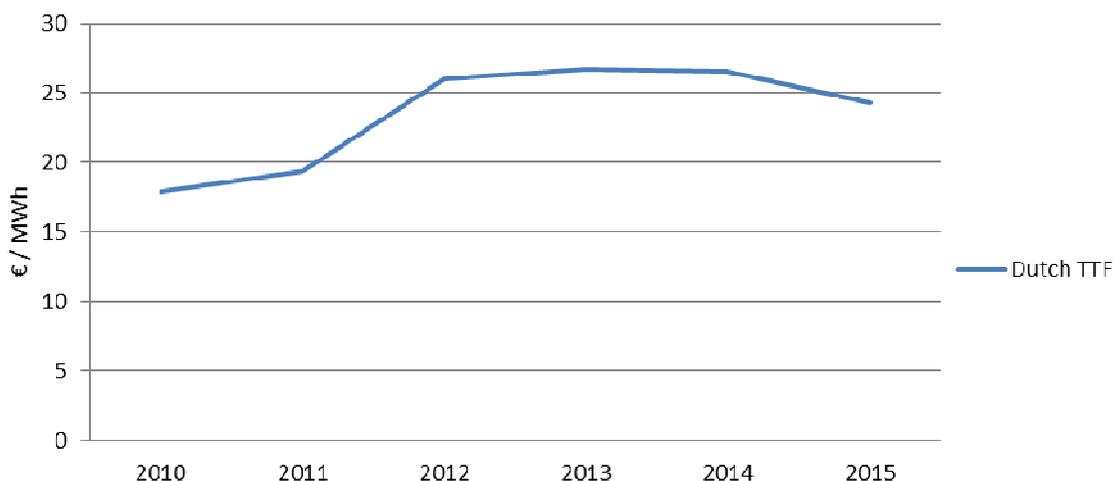
<sup>35</sup> Les frais estimés pour l'utilisation du réseau prennent en compte les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution nationaux ainsi que les coûts relatifs à l'acheminement en amont. Les estimations des frais d'utilisation du réseau sont calculées sur base de la consommation moyenne d'un client résidentiel.



**Graphique 13 – Décomposition des prix du gaz naturel résidentiels (prix courants)**

La composante « Frais Réseaux » et les « Taxes et TVA » ont été relativement stable. La diminution de la facture totale a donc son origine dans une baisse significative de la composante « Energie & Fourniture ». Cette dernière a diminué de 5,8 €/MWh en 2014.

Le prochain graphique représente le développement sur le marché à terme du produit « Dutch TTF<sup>36</sup> Gas Base Load Futures » avec livraison entre 2010 et 2014. Il s'agit du prix à terme moyen pour l'année suivante (produit « year-ahead »).



**Graphique 14 - Développement sur le marché de gros**

De 2010 à 2012, les coûts d'approvisionnement en gaz naturel ont augmenté significativement. Après 2012, le prix du produit à terme « Dutch TTF Gas Base Load Futures » reste stable et se situe à environ 26€/MWh.

<sup>36</sup> "Title Transfer Facility", généralement dénommé TTF, est un point d'échange virtuel de gaz naturel aux Pays-Bas.

L'Institut constate une corrélation entre la composante « Energie et fourniture » et le prix de gros. En effet, le prix du gaz naturel pratiqué à la bourse et le prix de vente sur le marché de détail sont en augmentation depuis 2010 avec un prix plutôt stable pour les années 2012 et 2013. En 2014, bien que le prix de vente sur le marché de détail diminue, le prix du marché de gros reste stable. La mise à jour du rapport sur l'évolution des prix du gaz naturel reprenant cette analyse sera publiée fin de l'année 2015.

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 un outil de comparaison des prix de fourniture : [www.calculix.lu](http://www.calculix.lu).

### **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 un rapport<sup>37</sup> qui vise à fournir plus de transparence au niveau des prix et sert à mieux évaluer le fonctionnement des marchés respectifs<sup>38</sup>.

### **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>39</sup> et transmis son rapport le plus récent en octobre 2014.

### **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.

---

<sup>37</sup>[http://www.ilr.public.lu/electricite/documents\\_NEW/Rapports\\_sur\\_les\\_prix\\_de\\_fourniture/Retail-Price-Recommendation\\_2014\\_version\\_finale\\_pdf.pdf](http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Rapports_sur_les_prix_de_fourniture/Retail-Price-Recommendation_2014_version_finale_pdf.pdf)

<sup>38</sup> Veuillez-vous référer à la partie « électricité » (§ 2.2.2) pour plus de détails sur le rapport.

<sup>39</sup> <http://www.gouvernement.lu/4608291/Bericht-gaz-2014.pdf>

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 tenir compte des 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 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 de plus renforcée grâce à l'intégration des marchés de gaz naturel luxembourgeois et belge prévue pour le 1<sup>er</sup> octobre 2015.

#### ***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 pour gérer les flux en temps réel au niveau des points d'entrée.

L'évolution des besoins en gaz naturel sont dépendants de la température et de nombreux facteurs économiques qui ne sont pas suivis de près par l'Institut. La Loi Gaz naturel 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 d'octobre 2014, le Commissaire du Gouvernement à l'Energie indique une progression modérée, mais constante de la demande maximale en gaz naturel sur les réseaux de distribution. En revanche, les projections de consommation des entreprises industrielles restent stables. Enfin, le besoin en gaz naturel est également lié à la demande des centrales de production d'électricité à partir du gaz naturel.

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

Pour acheminer le gaz naturel vers les points d'entrée au Luxembourg, les fournisseurs emploient les conduites des réseaux belge et allemand. Une augmentation de l'offre des capacités d'entrée fermes a pu être réalisée grâce au service de pression conclu entre Creos et Fluxys (voir § 3.1.2). L'augmentation de capacité ferme au point PEB ainsi obtenue a permis de lever la congestion au point d'entrée PEB.

De plus, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux permettront, à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2015, de couvrir la dernière pointe la plus élevée mesurée en 2012, soit 300 000 m<sup>3</sup>/h avec de la capacité ferme.

### ***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'événements 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 et un plan d'urgence conformément au règlement (UE) n° 994/2010 (voir § 3.1.2).

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 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. L'intégration des marchés belge et luxembourgeois au 1<sup>er</sup> octobre 2015 s'inscrit donc dans cette optique, grâce à l'augmentation de capacité ferme qu'il procure pour le Luxembourg.

En outre, dans le cadre du marché intégré BeLux, la notion de client effaçable à la demande du gestionnaire de réseau de distribution luxembourgeois sera introduite. Les clients non protégés au sens du règlement européen n° 994/2010 pourront choisir d'être effaçables à la demande du gestionnaire de réseau de distribution. L'activation du mécanisme d'effaçabilité est considérée comme mesure supplémentaire pour éviter le déclenchement des mesures d'urgence et de sauvegarde du plan de délestage en cas d'événements exceptionnels annoncés ou prévisibles conformément à l'article 18 de la Loi Gaz naturel.

## **4. Conformité légale et réglementaire, protection des consommateurs et règlement de litiges**

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

Les directives du troisième Paquet, transposées en droit national, ont pour objectif l'achèvement du marché unique de l'énergie. Ainsi, afin de favoriser le développement des marchés concurrentiels de l'électricité et 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 des marchés de l'électricité et du gaz naturel,
- surveillance de la transparence.

Les compétences dont dispose l'Institut vont de pair avec ses obligations, notamment celles d'évaluer des informations statistiques relatives au marché de l'énergie 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'énergie, 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***

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, paragraphe 2, point f) de la Loi Electricité et article 51, paragraphe 5, point f) de la Loi Gaz naturel). Jusqu'au 31 décembre 2014, 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 mise en œuvre à travers l'élargissement des missions dévolues à l'Institut. Cette coopération, qui concerne notamment les questions transfrontalières, vise à promouvoir un marché intérieur de l'énergie concurrentiel, sûr et durable pour l'environnement, une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et fournisseurs, et des réseaux d'électricité et 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. En matière d'électricité, les discussions ont notamment portées sur 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. Alors qu'en matière de gaz naturel, elles ont portées essentiellement sur le développement des

orientations-cadre et code de réseaux portant sur l'harmonisation des structures tarifaires, l'équilibrage, l'allocation de capacités, ou l'interopérabilité.

Le 26 mars 2014, la Commission européenne a adopté le règlement (UE) n° 312/2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz. Il s'appliquera, à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2015, à toutes les zones d'équilibrage situées à l'intérieur de l'Union européenne à l'exception de celles qui sont situées dans les Etats membres, dont le Grand-Duché de Luxembourg, bénéficiant d'une dérogation au titre de l'article 49 de la directive 2009/73/CE.

Dans la mesure où les dispositions des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE se trouvent transposées en droit national, mis à part les points faisant l'objet d'une dérogation conformément aux articles 44 de la directive 2009/72/CE et 49 de la directive 2009/73/CE, le non-respect de ce cadre légal européen est sanctionné au même titre que l'inobservation des dispositions légales nationales. Le pouvoir de sanction de l'Institut, tel que défini par les articles 60 de la Loi Gaz naturel et 65 de la Loi Électricité, consiste à prononcer des 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 investit l'Institut d'une mission de surveillance du degré de transparence sur le marché de l'énergie.

L'Institut surveille également la mise en œuvre des règles relatives aux fonctions et responsabilités du gestionnaire du réseau de transport d'électricité 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. 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 d'ailleurs 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. La plateforme de transparence y relative a été mise en place le 5 janvier 2015. Etant donné la spécificité de la situation du Grand-Duché de Luxembourg, un certain nombre de paramètres ne seront pas publiés pour cause de non-applicabilité.

En matière de gaz naturel, l'Institut surveille en outre le processus d'attribution des capacités de transport.

Dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011, dit REMIT, concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, la mise en place d'une surveillance des marchés de gros de l'énergie par l'ACER, en collaboration avec les autorités de régulation nationales, vise à prévenir et à détecter tout abus de marché, ainsi qu'à favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final.

La mise en œuvre d'un marché de gros de l'énergie intègre et transparent au niveau européen s'est poursuivie avec l'adoption, le 17 décembre 2014, du règlement d'exécution

(UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, par la Commission européenne faisant ainsi débiter le délai d'enregistrement des acteurs du marché auprès de l'autorité de régulation nationale et donnant des détails sur les données à déclarer ainsi que la date à partir de laquelle les données doivent être transmises à l'ACER.

#### **4.2. 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>40</sup>, telle que prévue par l'article 6 de la Loi Electricité, respectivement l'article 10 de la Loi 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.

Secteur	Nombre de demandes	Recevables	Irrecevables	Clôturées	En cours
Electricité	12	10	2	1	9
Gaz	2	2	0	1	1

**Tableau 13 - Médiations**

En 2014, l'Institut a traité douze demandes de médiation, dix dans le secteur de l'électricité et deux 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 2014, l'Institut a développé davantage ce site pour lui attribuer un rôle de guichet unique, notamment pour

---

<sup>40</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.

les clients résidentiels, répondant ainsi à l'obligation pour l'Institut d'informer et de protéger les consommateurs. Plusieurs fiches d'information sont disponibles sur le site [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu), informant 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. Par ailleurs, un aide-mémoire pour le consommateur donnant des informations pratiques sur les droits de consommateurs d'énergie ainsi qu'un glossaire a été mis en ligne sur le site<sup>41</sup> suivant [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu) en 2015. L'Institut a également présenté ses activités à des foires adressées au grand public.

### **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 Electricité 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>42</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 ».

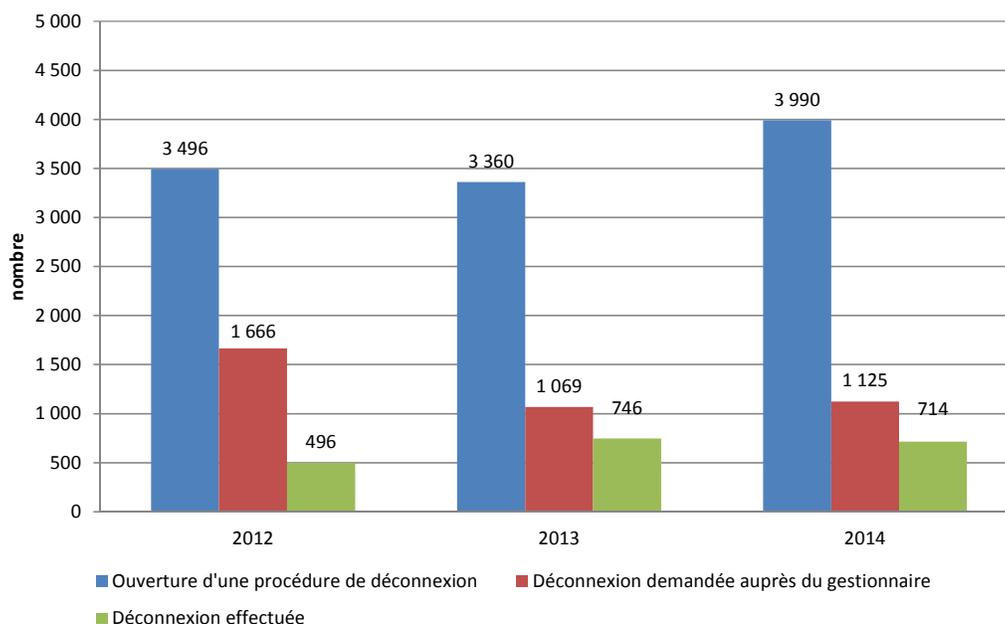
Le rôle de l'Institut dans cette procédure est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. Une harmonisation des procédures de traitement des clients en défaillance de paiement fait défaut, à la fois au niveau des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

---

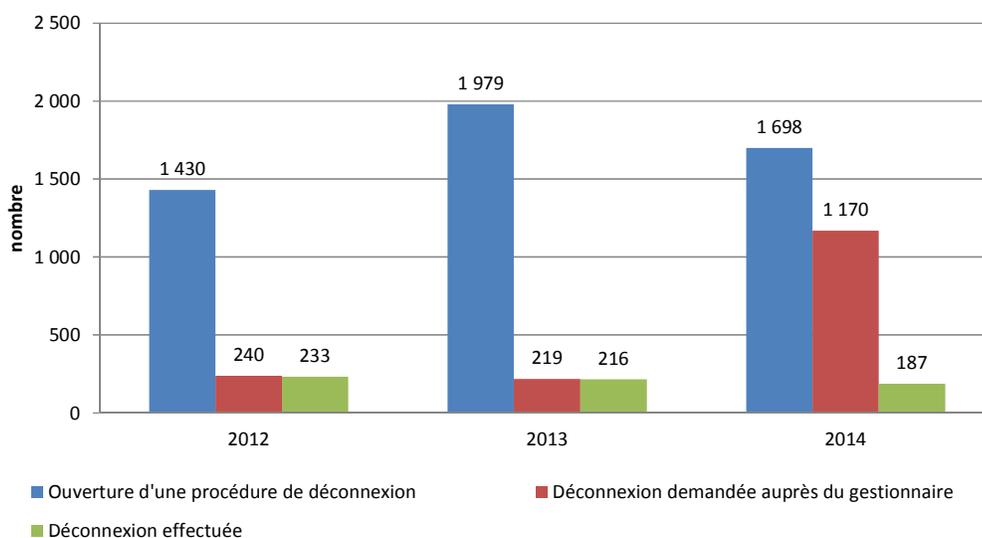
<sup>41</sup> [www.stroumagas.lu](http://www.stroumagas.lu)

<sup>42</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 2012, 2013 et 2014 auprès des clients résidentiels :



**Graphique 15 – Procédures de déconnexion – Secteur Electricité**



**Graphique 16 – Procédures de déconnexion – Secteur Gaz naturel**

Concernant le secteur de l'électricité, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 1.125 clients en défaillance de paiement en 2014. Les gestionnaires de réseau ont effectivement déconnectés 714 clients, donc 63,4% 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 2014. En général, les chiffres restent stables

au niveau des procédures entamées et on note une légère baisse du nombre de déconnexions effectuées pour défaillance de paiement.

Concernant le secteur du gaz naturel, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 1170 clients en défaillance de paiement en 2014 et ces derniers ont effectivement déconnectés 187 clients, donc presque 16% des déconnexions demandées. En général, les chiffres montrent une hausse des procédures entamées pour défaillance de paiement tandis que le nombre de déconnexions effectives est en baisse par rapport aux années précédentes. La croissance exceptionnellement forte de la hausse des procédures des déconnexions est due à un changement de comportement d'un fournisseur de gaz naturel qui introduit ces demandes avec plus de conséquence dès que la procédure légale le lui permet. Cette hausse ne se reflète pas dans les chiffres de déconnexions effectuées ce qui est signe qu'il ne s'agit pas d'une croissance forte de cas de clients défaillants.

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

Toujours dans le cadre de la protection des consommateurs, l'Institut a désigné, en 2014 et ceci pour une période de 3 ans, suivant des critères transparents et publiés 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 2014.

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.

### **4.3. 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 les lois respectives.

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>43</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.

Aucune plainte n'a été déposée auprès de l'Institut en 2014.

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>43</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

### Acteurs du marché :

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
Amprion	Amprion GmbH, l'un des gestionnaires de réseau de transport d'électricité allemands
CEER	Council of European Energy Regulators
Creos	Creos Luxembourg S.A., gestionnaire de réseau de transport d'électricité et de gaz naturel luxembourgeois
EEX	European Energy Exchange
Elia	Elia System Operator NV, gestionnaire de réseau de transport d'électricité belge
ENTSOe	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSOg	European Network of Transmission System Operators for Gas
Fluxys	Fluxys Belgium S.A., gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel belge
GRTgaz	Gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel français
ILR	Institut Luxembourgeois de Régulation
NCG	NetConnect Germany, l'une des zones d'équilibrage en Allemagne
OGE	Open Grid Europe, l'un des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel allemand
RTE	RTE S.A., gestionnaire de réseau de transport d'électricité français
Sotel Réseau	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s, gestionnaire de réseau industriel d'électricité luxembourgeois

### Abréviations :

ATC	Available Transfer Capacity
CASC	Capacity Allocating Service Company
CE	Commission Européenne
CIT	Cumulated Imbalance Tolerance
CWE	Central West Europe (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas)
DIT	Daily Imbalance Tolerance
EIC	Energy Identification Code
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRI	Gestionnaire de Réseau Industriel
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
HIT	Hourly Imbalance Tolerance
NWE	North West Europe
OSP	Open Subscription Period
OTC	Over The Counter
PCI	Project of Common Interest
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
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 developed either by ENTSOe or by ENTSOg
UE	Union Européenne
VDL	Ville de Luxembourg
ZTP	Zeebrugge Trading Point

Lois/Règlements :

Loi Electricité	Loi modifiée du 1 <sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité
Loi Gaz	Loi modifiée du 1 <sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel
Règlement E12/05/ILR	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.
Règlement(CE) N°715/2009	règlement européen n° 715/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel
Règlement(CE) N° 714/2009	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
Règlement(UE) N°1227/2011	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

## Tableaux

Tableau 1 – Infrastructure – réseaux électriques.....	20
Tableau 2 – Nombre et causes d'interruptions .....	22
Tableau 3 – Nombre des demandes de raccordement et des mises en service des installations de production d'électricité sur base de sources d'énergies renouvelables. ....	24
Tableau 4 – Tarifs d'utilisation réseau agrégés .....	27
Tableau 5 – Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité sur les marchés de gros pour les différents segments de clients finals .....	33
Tableau 6 – Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2014).....	365
Tableau 7 – Centrales de production au Luxembourg. ....	45
Tableau 8 – Bandes de tolérance. ....	50
Tableau 9 - Infrastructure - réseaux gaz naturel (au 31 décembre 2014)Capacités offertes .....	52
Tableau 10 - Prix intégré hors taxes du gaz naturel et tarifs d'utilisation réseau agrégés.....	55
Tableau 11 - Capacités offertes pour l'année 2014.....	57
Tableau 12 - Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2014) .....	60
Tableau 13 - Médiations.....	70

## Graphiques

Graphique 1 - Evolution de la consommation nationale électrique et de la pointe simultanée des deux réseaux à partir de l'année 2008 .....	21
Graphique 2 - Structure de l'approvisionnement national .....	34
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 % .....	34
Graphique 4 - Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients .....	36
Graphique 5 - Part de marché (en %) sur le segment respectif du marché de détail.....	37
Graphique 6 – Evolution du nombre absolu de changements de fournisseur par segment	38
Graphique 7 – Evolution du taux de changement de fournisseur en termes de volume (en % du volume total) par segment .....	38
Graphique 8 - Décomposition des prix résidentiels (prix courants).....	40
Graphique 9 – Développement sur le marché de gros .....	41
Graphique 10 - Evolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel à partir de l'année 2008.....	53
Graphique 11 - Répartition du marché de détail de gaz naturel par segments de clients.....	61
Graphique 12 – Parts de marché (en %) sur le segment respectif du marché de détail.....	62
Graphique 13 - Décomposition des prix du gaz naturel résidentiel (prix courants) .....	64
Graphique 14 – Développement sur le marché de gros.....	64
Graphique 15 - Procédures de déconnexion – Secteur Electricité.....	72
Graphique 16 - Procédures de déconnexion – Secteur Gaz naturel.....	72