



**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 2016**

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

Luxembourg, octobre 2017



17, rue du Fossé  
Adresse postale  
L-2922 Luxembourg

T +352 28 228 228  
F +352 28 228 229  
info@ilr.lu

[www.ilr.lu](http://www.ilr.lu)

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Introduction</b> .....	<b>3</b>
<b>1. Développements majeurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel</b> .....	<b>5</b>
<b>1.1. Compétences de l'Institut</b> .....	<b>5</b>
<b>1.2. Coopérations européennes et transfrontalières</b> .....	<b>11</b>
<b>1.3. Sécurité d'approvisionnement</b> .....	<b>13</b>
<b>2. Le marché de l'électricité</b> .....	<b>15</b>
<b>2.1. Régulation des réseaux</b> .....	<b>15</b>
2.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau.....	15
2.1.2. Fonctionnement technique .....	21
2.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux .....	30
2.1.4. Questions transfrontalières.....	36
<b>2.2. Aspects relatifs à la concurrence</b> .....	<b>39</b>
2.2.1. Marché de gros.....	39
2.2.2. Marché de détail.....	42
<b>2.3. Sécurité d'approvisionnement</b> .....	<b>52</b>
<b>3. Le marché du gaz naturel</b> .....	<b>58</b>
<b>3.1. Régulation des réseaux</b> .....	<b>58</b>
3.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau.....	58
3.1.2. Fonctionnement technique .....	59
3.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux .....	64
3.1.4. Questions transfrontalières.....	67
<b>3.2. Aspects relatifs à la concurrence</b> .....	<b>69</b>
3.2.1. Marché de gros.....	69
3.2.2. Marché de détail.....	70
<b>3.3. Sécurité d'approvisionnement</b> .....	<b>76</b>
<b>4. Conformité légale et réglementaire, protection des consommateurs et règlement de litiges</b> .....	<b>79</b>
<b>4.1. Observation du cadre législatif et réglementaire</b> .....	<b>79</b>
<b>4.2. Protection des consommateurs</b> .....	<b>84</b>
<b>4.3. Règlement de litiges</b> .....	<b>89</b>
<b>Glossaire</b> .....	<b>90</b>
<b>Tableaux</b> .....	<b>92</b>
<b>Graphiques</b> .....	<b>92</b>

## Introduction

Le présent rapport d'inscrit dans la série de rapports que l'Institut Luxembourgeois de régulation, dans sa fonction d'autorité de régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel, est tenu de dresser annuellement pour rendre compte sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il n'est non seulement destiné à la Commission européenne et à l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après « ACER »), tel que prévu aux articles 37 et 41 des respectives directives européennes 2009/72/CE sur le marché de l'électricité et 2009/73/CE sur le marché du gaz naturel, mais également à rendre public une image des marchés de l'électricité et du gaz naturel au Luxembourg.

Le rapport entend documenter les développements en 2016 sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel au Luxembourg en décrivant les activités menées et accompagnées par l'Institut dans le 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.

Outre ses activités et missions régulières, l'Institut a été impliqué par deux dossiers qui impacteront significativement le développement futur de l'environnement énergétique.

En effet, en 2016, le Gouvernement luxembourgeois a entamé son étude stratégique « Third Industrial Revolution – TIR » recherchant à encadrer la transition socio-économique qui se caractérise notamment par l'impact combiné des technologies de l'information et de la communication, des énergies renouvelables et des réseaux intelligents. L'Institut a activement contribué dans plusieurs ateliers de travail sur l'évolution du secteur énergétique et on peut s'attendre que les conclusions trouvent leurs retombées dans les années à venir. Les concepts de consommateurs actifs, les « prosumers » y compris les autoconsommateurs et les communautés énergétiques, de l'économie du partage « sharing economy », du « tout électrique » basé sur des sources renouvelables, tant pour la mobilité que pour le chauffage, conduiront nécessairement à de nouvelles approches dans le développement et la gestion des réseaux, mais également dans les modèles tarifaires à mettre en œuvre.

Suite à la publication par la Commission européenne, fin novembre 2016, d'un ensemble de propositions de modification du cadre législatif actuel en matière d'énergie (le « clean energy package - CEP »), l'Institut a activement contribué, notamment à travers le CEER (Council of European Energy Regulators), à l'évaluation des propositions de la Commission et à l'élaboration de prises de position et contributions. Il s'avère que certaines des réflexions menées dans le cadre de l'étude TIR se retrouvent également dans le CEP de façon que l'Institut a pu tirer profit de son travail au sein du TIR pour développer des positions au sein du CEER.

Au vu des développements qui s'annoncent comme suite de l'étude TIR et avec la mise en œuvre du CEP, les missions et tâches de l'Institut vont croissantes. L'Institut continuera, comme dans le passé, à œuvrer en faveur d'un marché d'énergie concurrentiel afin d'assurer à tous les consommateurs un accès efficace, sûr et à prix raisonnable à l'électricité et au gaz naturel.

---

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 2016.

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 2016, le marché de l'électricité au Grand-Duché de Luxembourg compte 298.106 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,52 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 1,1% en termes de volume d'électricité consommé.

Dans le secteur du gaz naturel, le Grand-Duché du Luxembourg compte 87.864 consommateurs représentant une consommation nationale de 9,13 TWh, légèrement en retrait par rapport à 2015 (10,1 TWh) du fait d'une baisse de la production d'électricité à partir de gaz naturel. Huit entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché, quatre sur le marché résidentiel et huit sur le marché non résidentiel.

## 1.1. Compétences de l'Institut

L'Institut se présente comme autorité indépendante 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 comparables, transparents et concurrentiels.

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

Le propriétaire et gestionnaire des réseaux de transport d'électricité et du gaz naturel Creos Luxembourg S.A. (ci-après « Creos ») fait partie d'un groupe d'entreprises verticalement intégré dans lequel les activités de fourniture et de production sont exercées par une entité juridiquement distincte, à savoir Enovos Luxembourg S.A. (ci-après « Enovos Luxembourg »). 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, Encevo S.A. (ci-après « Encevo »).

L'Institut veille à ce que les gestionnaires de réseau évitent 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 de l'article 32(2d) de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après la « Loi Electricité ») et l'article 37(3) de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative

à l'organisation du marché du gaz naturel (ci-après la « Loi Gaz naturel »), un « compliance officer » a été nommé par le comité de direction de Creos et ratifié par le conseil d'administration en date du 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 rapport transmis à l'Institut en 2016 renseigne sur la structure de l'entreprise verticalement intégrée qui est restée la même depuis sa création, mais dont l'actionnariat a changé pour voir renforcer la participation du capital public.

### **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 2016, l'Institut a déterminé la méthode tarifaire pour l'utilisation des réseaux qui maintient le principe du revenue-cap dans ses grandes lignes. L'Institut a amélioré les incitations financières pour les gestionnaires de réseau en clarifiant la comptabilisation des activités qui ne font pas partie du périmètre régulé, en optimisant la procédure des projets d'investissements significatifs et en mettant en place des rémunérations additionnelles en cas de réalisation de projets spécifiques à haute valeur ajoutée pour les consommateurs.

L'Institut a en outre développé un cadre tarifaire spécifique pour le déploiement du système de comptage intelligent. La possibilité a été ouverte pour les gestionnaires de réseau de proposer aux utilisateurs qui disposent déjà d'un compteur intelligent des tarifs se basant sur la puissance souscrite de prélèvement au lieu du volume soutiré du réseau. Moyennant une redevance pour rémunérer la disponibilité du réseau, il est également possible d'effectuer l'autoconsommation, c.à.d. la possibilité pour le consommateur de produire lui-même tout ou partie de sa consommation d'électricité.

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

- **Marché de gros**

Il est rappelé que les systèmes de l'électricité et du gaz naturel du Luxembourg ne peuvent pas être regardés isolément des marchés des pays limitrophes, alors que tant d'un point de vue technique que d'un point de vue marché, il y a une forte intégration dans le bloc allemand pour l'électricité et de forts liens avec le système belge pour le gaz naturel.

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> (ci-après dénommée « zone de prix DE/AT/LU »), 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 pour la zone DE/AT/LU. Ainsi, en 2016, les transactions sur les marchés *day-ahead* et *intraday* ont été réalisées auprès d'EpexSpot, dont le siège se trouve à Paris. Fin 2016, Nordpool AS a été désigné par l'Institut comme opérateur du marché de l'électricité (NEMO) au Luxembourg pour l'acquittement des missions liées au couplage unique *day-ahead* et *intraday*, alors qu'EpexSpot avait déjà été désigné NEMO au Luxembourg fin 2015.

En 2016, la convergence des prix *day-ahead* entre les zones de la région Centre-Ouest (couvrant la France, l'Allemagne et le Benelux), connue sous le nom de CWE, s'est fortement dégradée au cours de la période de septembre à décembre, avec des prix particulièrement élevés sur les zones de prix belge et française, qui illustrent l'importance des congestions observées dans la région.

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014<sup>2</sup> tel qu'arrêté par l'Institut, les acteurs du marché ont également la possibilité de participer au marché *intraday* et de valoriser les transactions effectuées auprès des consommateurs luxembourgeois. Cependant, les nominations des responsables d'équilibre luxembourgeois doivent actuellement être clôturées 30 minutes avant celles des acteurs allemands afin de permettre à Creos et Amprion de générer, échanger et valider les nominations transfrontalières entre eux.

Depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, avec le marché intégré « BeLux » (belgo-luxembourgeois) du gaz naturel, les fournisseurs désirant livrer au Luxembourg peuvent se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents.

L'intégration de marché BeLux au 1<sup>er</sup> octobre 2015 s'inscrit dans la logique d'intégration européenne et du GTM - Gas Target Model<sup>3</sup>.

Avec un marché de consommation de près de 20 milliards de mètres cubes par an (comparé à 1 milliard de mètres cubes par an pour le seul Grand-Duché du Luxembourg) et plus de 70 fournisseurs actifs sur le marché BeLux, un environnement de prix plus compétitifs est disponible pour les consommateurs luxembourgeois grâce à l'accès à un marché élargi. Bien que le hub ZTP ne présente pas la liquidité du hub TTF, les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché du Luxembourg sont simplifiés grâce à un accès direct au gaz de la mer du nord et de la Norvège, à l'interconnecteur avec la Grande-Bretagne, au terminal de GNL, aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négoce.

---

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

<sup>2</sup> <http://data.legilux.public.lu/file/eli-etat-leg-annexe-2014-04-fr-pdf.pdf>

<sup>3</sup> <http://www.acer.europa.eu/en/gas/gas-target-model/pages/main.aspx>

Le nouveau modèle de fonctionnement du marché permet également aux fournisseurs à Luxembourg de mieux gérer leurs portefeuilles combinés sur les deux pays en fonction de la consommation momentanée de leurs clients.

Le marché BeLux a pu être mis en place 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.

- **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 2016, le taux de changement de fournisseur sur le marché de l'électricité s'élève à 1,1 % en termes de volume avec 571 changements toutes catégories de client confondues. On note une augmentation du taux de changement en termes de volume par rapport à l'année dernière (0,9%), essentiellement due à une activité de changement de fournisseur plus élevée dans le segment des clients professionnels et des industriels.

Sur le marché de détail du gaz naturel, huit entreprises se partagent le marché au Grand-duché : quatre sont actives sur le marché résidentiel et huit sur le marché non résidentiel. Des mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs ont été observés en 2016 dans le secteur industriel (> 280 GWh/an) ainsi que dans la production d'électricité. L'Institut constate que l'implémentation du marché gazier intégré Belux a été propice à l'ouverture du marché de détail luxembourgeois du gaz naturel à d'autres fournisseurs. L'année 2016 a marqué l'entrée sur le marché de deux nouveaux fournisseurs : Eida S.A., actif sur le marché résidentiel et non résidentiel, et Gas Natural Europe S.A., uniquement actif sur le marché non résidentiel.

Le taux de changement de fournisseur sur le marché du gaz naturel reste en-dessous de 0,2% en termes de nombres de clients et s'élève à 10,6% en termes de volume avec 196 changements toutes catégories confondues.

On note que l'activité de changement de fournisseur (en nombre absolu et en termes de volume) a augmenté en 2016 par rapport à 2015, ce qui a été favorisé par la possibilité pour les clients résidentiels de consulter en ligne le comparateur de prix pour l'électricité et le gaz naturel.

Il existe des différences de prix entre les différents produits des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel qui sont nettement plus prononcées pour l'année 2016 que pour l'année 2015. En effet, l'année 2016 a vu l'apparition de nouveaux produits concurrentiels, à la fois dans l'électricité que dans le gaz naturel. L'analyse montre que les fournisseurs alternatifs ont commercialisé les produits les moins chers en 2016.



Néanmoins, les taux de changement de fournisseur sont restés faibles. Cependant, les taux de changement interne, c.-à-d. le changement d'un produit/contrat vers un autre produit/contrat du même fournisseur sont en hausse significative et se sont élevés à 9,4% en 2016 pour le secteur électrique.

Deux fournisseurs supplémentaires de gaz naturel ont fourni des consommateurs finals en 2016. Compte tenu également des nouvelles autorisations de fourniture octroyées en 2016 et 2017, l'Institut perçoit un intérêt accru auprès de fournisseurs de gaz naturel pour le marché luxembourgeois, ce qui confirme que les avantages de l'intégration gazière belgo-luxembourgeoise se font également sentir au niveau du marché de détail, même si les obligations en termes d'efficacité énergétique freinent le développement d'activités au Luxembourg.

- ***Efficacité énergétique et énergies renouvelables***

À l'égard des fournisseurs étrangers ne disposant pas de leurs propres infrastructures et établissements au Luxembourg, mais approvisionnant simplement des clients établis au Luxembourg, les obligations d'économies d'énergie constituent de véritables barrières à l'entrée sur le marché luxembourgeois étant donné qu'elles doivent être remplies sur le territoire national. La conséquence directe de la mise en œuvre du nouveau régime d'obligations d'économies d'énergie est le retrait du marché luxembourgeois de certains fournisseurs étrangers actifs sur le marché luxembourgeois.

L'Institut donne à considérer que l'abandon du marché luxembourgeois par ces fournisseurs principalement actifs auprès des consommateurs industriels réduit de facto le nombre de fournisseurs disponibles pour répondre à leurs appels d'offres aux quelques fournisseurs établis au Grand-Duché. Ce manque de pression concurrentielle peut conduire à une remontée des prix et dès lors à une perte de compétitivité pour l'industrie luxembourgeoise.

En matière de régimes de support pour les énergies renouvelables, le législateur a introduit un nouvel instrument consistant dans une « prime de marché ». Alors que le régime classique rémunérait l'ensemble de l'énergie injectée dans le réseau et reprise par le gestionnaire de réseau, dans le régime de « prime de marché » le producteur vend librement sur le marché l'électricité qu'il produit. En plus de son prix de vente, il touche une « prime de marché » qui représente le différentiel entre un prix fixé par voie réglementaire et le prix de marché en fonction de l'évolution des prix sur les marchés de gros. Ce régime tend à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le marché.

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

La composante « énergie et fourniture », les tarifs d'utilisation du réseau de distribution approuvés par l'Institut, la taxe sur l'énergie et la contribution aux obligations de service public, telle que celle au mécanisme de compensation (pour l'électricité), ainsi que la TVA, sont les quatre éléments qui déterminent le prix pour les consommateurs raccordés aux réseaux de distribution.

En 2016, les prix de la fourniture intégrée de l'électricité pour les clients résidentiels ont diminué par rapport à 2015. Cette diminution s'explique notamment par une diminution de la composante énergie

et fourniture et des taxes et obligations de service public. Ainsi, la baisse constante des coûts d'approvisionnement de l'électricité sur les marchés de gros depuis 2011 s'est reflétée sur le prix de l'électricité aux consommateurs qui a baissé par rapport à l'année 2015.

En 2016, le prix de la fourniture intégrée du gaz naturel hors taxes a diminué par rapport à 2015 pour un client résidentiel. La baisse de la facture, malgré l'augmentation de la TVA, résulte d'une baisse de la composante « énergie et fourniture » du gaz naturel qui est due à la baisse du prix du marché de gros sur les marchés organisés du gaz naturel par rapport à l'année 2015.

### **PROTECTION DES CONSOMMATEURS**

Le consommateur est un élément central dans l'activité de l'Institut. Dès lors, le site de l'Institut dédié aux consommateurs ([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<sup>4</sup>, 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.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2016, les compteurs intelligents sont systématiquement installés pour tout nouveau raccordement et remplacement de compteur avec l'objectif que 95% des compteurs constituent des compteurs intelligents fin 2019 pour l'électricité et fin 2020 pour le gaz naturel. L'Institut a défini, après consultation publique, les fonctionnalités et les spécifications techniques et organisationnelles du système de comptage intelligent. Ces fonctionnalités permettent au consommateur de mieux maîtriser sa consommation énergétique, d'avoir plus de confort et d'accéder à des offres de produits dynamiques.

Comme dans le passé, en 2016, l'Institut met le consommateur au centre de ses préoccupations. Dans ce contexte, une procédure facilitant l'accès par le consommateur à ses données de consommation a été mise en place. Cette procédure préconise un accès par Internet via un portail informatique mis à disposition par chaque fournisseur, mais permet, en l'absence d'un tel portail, également un accès via un formulaire de demande standardisé. Avec l'introduction des compteurs intelligents, la question de l'accès aux données de consommation changera, notamment à cause de la quantité plus élevée d'informations disponibles. En effet, les données seront dorénavant disponibles en quasi temps réel sur l'interface locale du compteur. Les caractéristiques et fonctionnalités du système de comptage intelligent qui ont été arrêtées par l'Institut prévoient une interface locale qui permet au consommateur

---

<sup>4</sup> [www.calculix.lu](http://www.calculix.lu)

de suivre de près sa consommation, alors que l'interface télé-communicante fournit les données à cadence quart-horaire (pour l'électricité) ou horaires (pour le gaz naturel) au gestionnaire de réseau. Dans le cadre de la transition de la mobilité vers l'électrique, l'Institut a suivi la mise en place d'une plateforme pour l'électromobilité visant le déploiement de 1600 points de charge. Dans la mesure où le législateur a confié ce déploiement aux gestionnaires de réseau, l'Institut a été mené à décider sur l'encadrement tarifaire et la prise en charge des coûts.

Une autre mesure en faveur des consommateurs consiste en la révision de la procédure de médiation qui permet à chaque consommateur qui ne parvient pas à résoudre un litige avec une entreprise d'électricité ou de gaz naturel de solliciter l'intervention de l'Institut. Cette nouvelle procédure permet maintenant l'introduction et le suivi de la procédure par voie électronique. En 2016, l'Institut a traité trois demandes de médiation, une dans le secteur de l'électricité et deux dans le secteur du gaz naturel. Une demande de règlement de litige extrajudiciaire a été déposée auprès de l'Institut fin 2016 ; la procédure s'est achevée seulement en 2017.

## 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, le CEER et la Commission européenne, de même qu'avec les autorités de régulation des autres États membres, fait partie des missions de l'Institut. Cette coopération, qui concerne notamment les questions transfrontalières et la protection de consommateurs, 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.

Un grand chantier pour l'Institut est la mise en œuvre des « codes réseaux », c'est-à-dire des règlements européens qui précisent certains fonctionnements du marché qui ont des effets transfrontaliers. Entretemps, deux bourses se sont déclarées compétentes pour la zone de prix DE-LU de façon que des règles de coordination ont dû être mises en place. L'implémentation des codes réseaux se fait en étroite collaboration avec les régulateurs des autres États membres, soit au niveau régional, soit dans le cadre de l'ACER (Agence de coopération des régulateurs d'énergie).

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 2016, la mise en œuvre opérationnelle de REMIT a principalement porté sur les dispositions relatives à

l'enregistrement des acteurs concernés et au contrôle de leur obligation de déclaration des transactions auprès de l'ACER. Conformément au règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 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 États 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 2016, l'Institut a été impliqué dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité à travers la participation dans les initiatives régionales Centre-Ouest (CWE) et Nord-Ouest, principalement concernant le suivi du 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.

Dans le cas du projet CWE *day-ahead flow-based*, l'Institut a approuvé l'évolution de la méthode de calcul de capacité journalière (décision E16/03/ILR du 3 mars 2016), basée sur une adaptation coordonnée entre gestionnaires de réseau CWE des capacités non allouées après couplage *day-ahead flow-based*. Cette méthode a été mise en place au printemps 2016.

D'autre part, des premières discussions ont eu lieu entre régulateurs et gestionnaires de réseau de transport au sein de CWE et CEE (Central & Eastern Europe), afin de développer les méthodes de calcul de capacité *day-ahead* et *intraday* au sein de la zone fusionnée (région CORE) suite à la décision de l'ACER n°06/2016 du 17 novembre 2016 définissant les régions de calcul de capacité.

Pour ce qui concerne le marché du gaz naturel, en 2016, les gestionnaires de réseau de transport luxembourgeois (Creos) et belge (Fluxys), ainsi que la société Balansys, ont continué à travailler conjointement avec les régulateurs luxembourgeois (ILR) et belge (CREG) pour finaliser les éléments nécessaires à la mise en place finale du marché intégré BeLux. Ainsi la CREG a approuvé la demande de Balansys concernant la nomination du cadre chargé du respect des engagements de Balansys conformément à la loi belge, et les travaux ultérieurs ont porté sur l'établissement et la mise en œuvre du programme d'engagements contenant les mesures à prendre pour garantir que les pratiques discriminatoires et anticoncurrentielles sont exclues.

L'Institut a contribué aux travaux de l'ACER à travers le Conseil des Régulateurs (Board of Regulators) et des différents groupes de travail portant sur le développement codes réseaux, les projets d'infrastructure et sur les initiatives régionales.

### 1.3. Sécurité d'approvisionnement

L'Institut ne dispose pas de compétences spécifiques en matière de sécurité d'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Energie en est chargé : il surveille l'équilibre entre l'offre et la demande, les capacités de production existantes et en projet, 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, il y a également lieu d'analyser les investissements dans des capacités de production additionnelles. L'adéquation entre la production et la consommation est généralement évaluée comme un critère de la sécurité d'approvisionnement.

En 2016, dans le secteur de l'électricité la capacité de production totale installée s'est élevée à 414 MW, hormis la centrale de pompage de Vianden, contre 728 MW en 2015. Cette diminution importante est due à la fermeture en octobre 2016 de la centrale TGV (turbine gaz-vapeur) exploitée par la société Twinerg S.A. qui utilisait du gaz naturel pour la production d'électricité. La fermeture définitive de Twinerg est sans répercussions directes sur le système électrique luxembourgeois compte tenu de sa participation récente uniquement à la réserve stratégique belge. La centrale ne sera néanmoins plus disponible dans le futur pour contribuer à l'adéquation offre-demande ni pour prester des services auxiliaires aux GRTs.

La capacité totale de la zone Creos se situait donc à 414 MW et représente une augmentation par rapport à l'année 2015 (352 MW). Cette croissance s'explique par l'augmentation en capacité des centrales basées sur les sources d'énergies renouvelables (+62 MW) rémunérées selon le nouveau mécanisme de la prime de marché, qui responsabilise le producteur à s'équilibrer et à commercialiser l'électricité produite. 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.

En outre, afin de pouvoir importer l'énergie requise pour couvrir la charge à venir de Creos qui ne cesse d'augmenter (mobilité électrique, data centres...), des projets de renforcement du réseau de transport avec ceux des pays voisins sont à l'étude avec les gestionnaires des réseaux de transport limitrophes. D'une part, la solution actuelle en cours d'implémentation réside dans la mise en place d'une interconnexion avec la Belgique qui va permettre de disposer d'une capacité d'interconnexion de 400 MVA via des lignes existantes, en couplant les marchés belge et allemand/luxembourgeois. Un développement à plus long terme, assurant cette fois-ci une redondance des lignes vis-à-vis du critère N-1, est examiné. D'autre part, une étude d'un renforcement avec l'Allemagne va être lancée afin d'augmenter considérablement les capacités pour couvrir les besoins à long terme.

Au niveau du gaz naturel, suite à la mise en place du marché intégré BeLux au 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 (PCI) 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. Néanmoins, ce projet a été réévalué dans le cadre du marché intégré BeLux pour finalement être retiré de la liste PCI de 2015.

## 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 3 du chapitre 2.1.2.

#### **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 de l'entreprise verticalement intégrée 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 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (ci-après « 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 de 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 Électricité 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 Électricité, 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>5</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. Aucune suite n'a été donnée à cette communication.

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 pour établir un cadre législatif assurant un certain degré d'indépendance 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 Électricité 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 pour les personnes responsables de la gestion quotidienne du gestionnaire du réseau de transport de cumul de mandats au sein des structures de l'entreprise intégrée qui sont directement ou indirectement chargée de la gestion quotidienne des activités de la branche « fourniture ou production » ;
- 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 de 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).

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

---

<sup>5</sup> Arrêté ministériel du 27 août 2009



son suivi ; le rapport de suivi du programme d'engagement 2016 a d'ailleurs été publié et est disponible sur le site internet de Creos<sup>6</sup>.

Concrètement, les règles de dissociation interdisent le cumul de mandats d'administrateurs entre Creos et Enovos Luxembourg. Depuis la nomination au 1<sup>er</sup> août 2015, de l'administrateur délégué et CEO actuel de Creos, l'interdiction de cumul des mandats est désormais respectée, même si cette personne fait toujours partie du comité de direction d'Encevo. Or, comme cette entité n'est pas directement ou indirectement en charge de la gestion quotidienne des activités de production ou de fourniture, ni des activités de transport ou de distribution, une séparation encore plus stricte, si elle était souhaitable, n'est pas légalement requise. De même, l'indépendance des dirigeants de Creos est garantie, alors que les responsables de la gestion quotidienne de Creos sont distincts de ceux d'Enovos Luxembourg et qu'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 2017, Creos employait 682 personnes) que financières, techniques et matérielles. Il y a lieu de remarquer qu'aucun des salariés de Creos n'effectue des missions pour Enovos Luxembourg et vice-versa. Ainsi, non seulement les dirigeants sont indépendants d'Enovos Luxembourg, mais l'ensemble des salariés de Creos.

En date du 3 octobre 2016, Enovos International S.A. est devenu Encevo S.A. Ce changement s'inscrit dans le développement stratégique d'Encevo de mieux se différencier de ses filiales, dont notamment Enovos Luxembourg S.A. avec ses activités de production et de fourniture et Creos Luxembourg S.A. le gestionnaire de réseau.

Le rapport sur le suivi du programme d'engagements de Creos reste muet sur la critique de l'Institut quant à la rémunération de l'administrateur délégué et CEO de Creos payée par la société holding Encevo. Le rapport publié en 2017 confirme que cette situation historique reste inchangée. L'Institut réitère dès lors sa critique par rapport à cette situation.

Au niveau des services communs, il y a lieu de remarquer que la réorganisation du service informatique au niveau du groupe a pour but d'aboutir à partir de l'année 2017 à des départements informatiques métiers séparés au sein respectivement de Creos Luxembourg S.A. et Enovos Luxembourg S.A.. Le service informatique de Encevo maintiendra cependant sa responsabilité principale de proposer aux différentes entités du groupe un ensemble de services partagés et de centres de compétence avec une organisation et des processus optimisés.

En outre, concernant la campagne d'information interne organisée dans le passé pour tout employé de Creos et 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, Creos a dédié une série de formations aux ressources humaines en 2016 au sujet de l'unbundling et à la connaissance du programme d'engagements visant les services communs. Il a été décidé de donner une introduction aux règles d'unbundling à toute personne

---

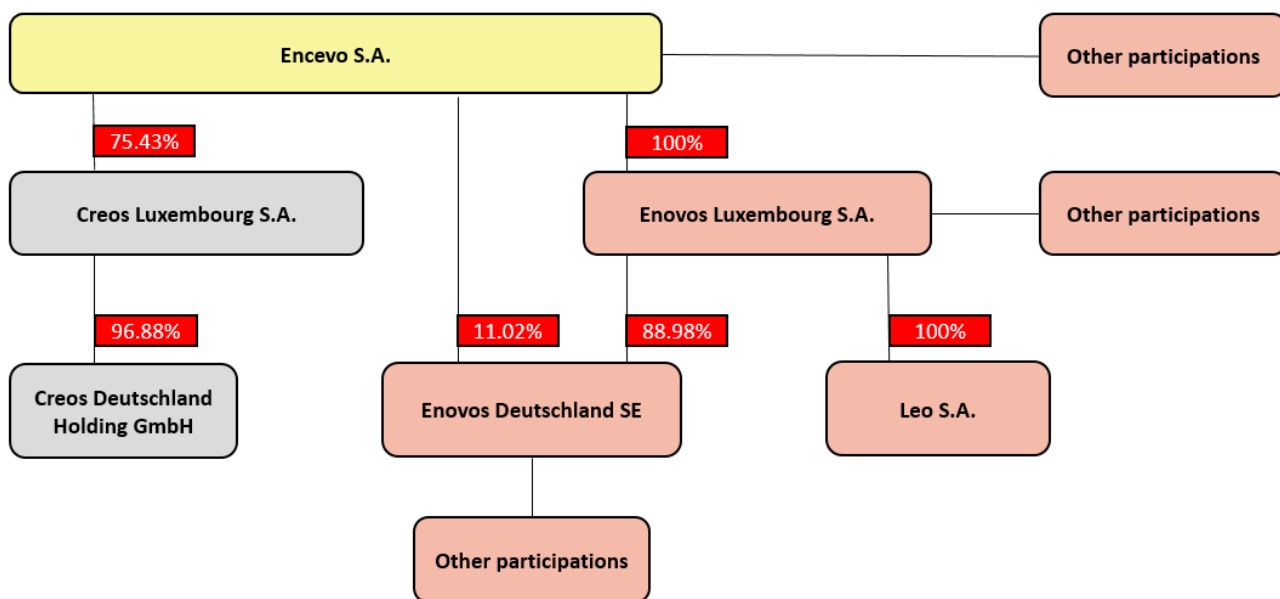
<sup>6</sup> [www.creos.net](http://www.creos.net)

nouvellement recrutée ainsi que d'inclure la formation au sujet de l'unbundling dans le catalogue des formations du groupe. 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 Encevo. Les contrats de prestations de services comportent une clause de confidentialité. Ils sont notifiés à l'Institut.

Creos doit garantir par ailleurs la confidentialité de toutes les informations à sa 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 néanmoins de soulever qu'il existe toujours un potentiel de confusion auprès du public entre Creos et les autres entités du groupe.

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.



GRAPHIQUE 1 - LE GROUPE ENCEVO EN 2016 <sup>7</sup>

Le tableau suivant montre la structure des actionnaires d'Encevo dont il est à noter que cet actionnariat se compose au 31 décembre 2016 d'un actionnariat public à hauteur de 69,81 % des parts, les autres parts étant en main privée.

<sup>7</sup> Source: Rapport annuel Encevo S.A. 2016

<b>Actionnariat du Groupe Encevo S.A. au 31.12. 2016</b>	
28.00%	Etat du Grand-Duché de Luxembourg
25.48%	ARDIAN
15.61%	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
14.20%	SNCI
12.00%	BCEE
4.71%	ENGIE
<b>100%</b>	<b>TOTAL</b>

TABLEAU 1 - ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A.<sup>8</sup>

L'actionnariat de Creos Luxembourg S.A. se compose pour plus de trois quart par Encevo, les actionnaires minoritaires de Creos étant principalement issus du secteur public dont notamment la Ville de Luxembourg.

<b>Actionnariat de Creos Luxembourg S.A. au 31.12.2016</b>	
75.43%	Encevo S.A.
20.00%	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
2.28%	Etat du Grand-Duché de Luxembourg
0.10%	Fédération des Installateurs en Equipements Sanitaires et Climatiques
2.13%	42 Administrations communales luxembourgeoises
0.05%	Creos Luxembourg S.A. (actions propres)
<b>100%</b>	<b>TOTAL</b>

TABLEAU 2 - ACTIONNARIAT DE CREOS LUXEMBOURG S.A.<sup>9</sup>

### **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 Électricité 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.

<sup>8</sup> *Ibid.*

<sup>9</sup> Source: Rapport annuel 2015 de Creos Luxembourg S.A.

- ***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 d'électricité et un réseau de distribution d'électricité. Comme déjà soulevé avant, aucun des salariés de Creos Luxembourg S.A. (gestionnaire de réseau de distribution et seul gestionnaire de réseau de transport) n'effectue des missions pour Enovos Luxembourg S.A. (fournisseur) et vice-versa. Ainsi, non seulement les dirigeants de Creos Luxembourg S.A. sont indépendants d'Enovos Luxembourg S.A., mais l'ensemble des salariés.

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.

- ***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.

Le seuil de 100.000 s'applique aussi dans le cadre de la dissociation fonctionnelle de façon que toutes les entreprises intégrées approvisionnant un nombre de clients connectés largement inférieur à 100.000 clients continuent à utiliser la même « marque » pour l'activité de vente que pour l'activité réseau, ce qui ne contribue pas à éduquer le consommateur à faire la bonne distinction entre les métiers.

Cependant, la Loi Électricité a encore introduit un autre critère visant à éviter que, par le biais du gestionnaire de réseau, une entreprise intégrée d'électricité ne puisse tirer profit de son intégration verticale pour fausser le jeu de la concurrence. En particulier, le gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée doit s'abstenir, dans ses pratiques de communication et sa stratégie de marque, de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée. L'Institut est appelé à surveiller ces activités aux termes de l'article 32(2bis) de la Loi Électricité. Or, pour le consommateur lambda, la confusion entre la branche « réseau » et la branche « fourniture » reste de mise. L'Institut constate néanmoins qu'Encevo S.A., actionnaire principal de la branche réseau (Creos) et de la branche « fourniture » (Enovos Luxembourg), suite au changement de sa dénomination, ne contient plus le terme Enovos dans son nom.

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, 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 présenté à l'Institut chaque année et publié sur le site<sup>10</sup> Internet de Creos.

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.

- ***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 Électricité, 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. À 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. Le réseau industriel luxembourgeois 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. En attendant la mise en service du transformateur-déphaseur (PST) destiné à réaliser une interconnexion entre le Luxembourg et la Belgique (voir § 2.1.4), la connexion entre le réseau de transport et le réseau industriel sert uniquement à des fins de secours mutuel, le

---

<sup>10</sup> [www.creos.net](http://www.creos.net)

disjoncteur ouvert en temps de fonctionnement normal empêchant des flux de transit entre l'Allemagne et la Belgique ou la France.

### **SERVICES D'AJUSTEMENT**

À 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 désirent 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 ; ce contrat ne prévoit cependant pas que des consommateurs ou producteurs luxembourgeois puissent prester des services d'équilibrage.

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 infra-journaliers 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 lors de la nomination.

Depuis fin 2014, tous les responsables d'équilibre peuvent accéder à un processus de nominations *intraday* décrit dans le manuel d'équilibre pour favoriser un échange d'énergie aussi proche que possible du temps réel, tel qu'indiqué à l'article 33(9) de la Loi Électricité, afin de limiter le recours à l'énergie d'ajustement. Néanmoins, les nominations des responsables d'équilibre luxembourgeois doivent actuellement être clôturées 30 minutes avant celles des acteurs allemands afin de permettre à Creos et Amprion de générer, échanger et valider les nominations transfrontalières entre eux, Amprion se chargeant ensuite de se procurer l'énergie nécessaire pour l'équilibrage auprès des prestataires de services d'équilibrage allemands.

L'Institut constate que la qualité des nominations de l'année 2016 s'est maintenue par rapport à 2015, avec un recours aux ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) s'élevant à 168 GWh, soit légèrement supérieur au recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle) qui se sont élevés à 125 GWh. Ces ajustements ont été facturés/crédités aux prix applicables par Amprion.

## RÉGIME DES CONCESSIONS

La Loi Électricité 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 Électricité, 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 2016, 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>11</sup>.

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

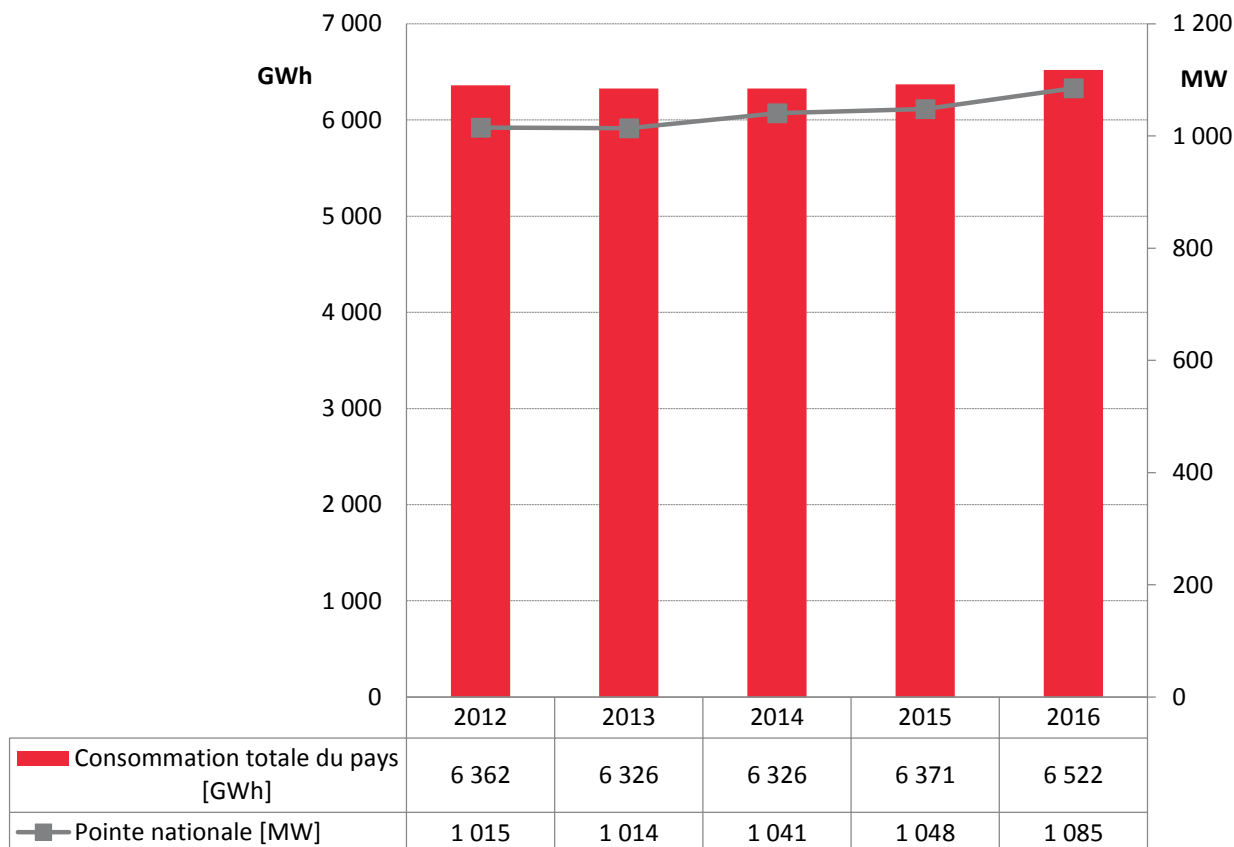
Fonction	Gestionnaire de réseau	Nombre de raccordements	Longueur du réseau en km (> 35 kV)	Longueur du réseau en km (< 35 kV)	Propriétaire du réseau
GRT	Creos Luxembourg S.A.	267.957	585,0	9.117,3	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A., Commune de Steinfort, Ville de Vianden
GRD	Hoffmann Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.	3.990	0	169,0	Hoffmann Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.
GRD	Ville de Diekirch	3.696	0	181,0	Ville de Diekirch
GRD	Sudstrom S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	18.897	0	543,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	4.697	0	98,5	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s	13	124,9	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 3 - INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX ÉLECTRIQUES - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2016

<sup>11</sup> <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Acteurs/Le-marche-et-les-acteurs/Acteurs/Pages/default.aspx>

## ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation en 2016 était de 6,52 TWh. La puissance de pointe enregistrée dans la zone Creos s'élevait à 795 MW, celle dans la zone Sotel Réseau à 329 MW. La pointe simultanée des deux zones était de 1.085 MW et a eu lieu le 19 janvier 2016 à 18.30 heures.



GRAPHIQUE 2 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ÉLECTRIQUE ET DE LA POINTE SIMULTANÉE DES DEUX<sup>12</sup> RÉSEAUX À PARTIR DE L'ANNÉE 2012

La consommation d'énergie électrique nationale ainsi que la pointe nationale ont augmenté par rapport à 2015.

## QUALITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

Le règlement E11/26/ILR du 20 mai 2011 sur les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité de l'électricité<sup>13</sup> fixe que, sont considérées comme interruptions les événements où la tension résiduelle est inférieure à 1% de la tension nominale ou contractuelle pendant plus de 3 minutes.

L'évolution du nombre d'interruptions, planifiées et non-planifiées et de leur causes est renseignée dans le tableau 4 ci-dessous :

<sup>12</sup> Creos et Sotel

<sup>13</sup> <http://data.legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2011/05/20/n1/jo>



Nombre d'interruptions		2014	2015	2016
Interruptions planifiées		808	751	600
Interruptions non-planifiées	conditions atmosphériques	18	12	5
	force majeure	3	1	0
	dommage causé par un tiers	264	271	281
	cause interne	224	274	205
	réseau en amont	2	4	0
	réseau en aval	5	4	2
Total des interruptions		1 324	1 317	1 093

TABLEAU 4 - NOMBRE ET CAUSES D'INTERRUPTIONS<sup>14</sup>

Le nombre d'interruptions était en légère baisse en 2016, avec un total de 1093 interruptions. Un peu plus de la moitié (600) de ces interruptions étaient planifiées par le GRD et notifiées au préalable aux clients, alors que 493 interruptions étaient non-planifiées. Les causes principales d'interruptions non-planifiées sont des dommages causés par des tiers d'une part, et les causes internes au réseau d'autre part.

Étant donnée la valeur limitée du simple nombre d'interruptions comme indicateur de qualité et en termes de comparabilité, l'Institut calcule et surveille aussi deux indicateurs communément utilisés dans le secteur de l'électricité – le SAIDI<sup>15</sup> et le SAIFI<sup>16</sup>, dont l'évolution est documentée dans le tableau suivant<sup>17</sup> :

	2013	2014	2015	2016
<b>SAIFI (non-planifié)</b>	0.32	0.29	0.36	0.23
<b>SAIDI (non-planifié)</b>	21.6	18.5	22.8	16.6

TABLEAU 5 - INDICATEURS SUR LES INTERRUPTIONS NON-PLANIFIÉES<sup>18</sup>

Le SAIFI, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de raccordement pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2016 de 0,23 interruptions par année et par point de raccordement.

Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement, est pour l'année 2015 de 16,6 minutes par année et par point de raccordement.

<sup>14</sup> Nouvelle méthode de calcul par rapport à l'année 2014: 1) les interruptions dont l'origine se situe en basse tension sont également incluses ; 2) le nombre d'utilisateurs affectés correspond au nombre de points de raccordement. Les valeurs de 2013 et 2014 ont été recalculées pour refléter ces modifications.

<sup>15</sup> System Average Interruption Duration Index – indicateur représentant la durée d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

<sup>16</sup> System Average Interruption Frequency Index – indicateur représentant la fréquence d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

<sup>17</sup> Pour la détermination du SAIDI et du SAIFI, les événements «force majeure», «réseau en amont» et «réseau en aval» du chapitre 1.3.2 point 4 du règlement E11/26/ILR ne sont pas considérés.

<sup>18</sup> Nouvelle méthode de calcul par rapport à l'année 2014: 1) les interruptions dont l'origine se situe en basse tension sont également inclus ; 2) le nombre d'utilisateurs affectés correspond au nombre de points de raccordement. Les valeurs de 2013 et 2014 ont été recalculées pour refléter ces modifications.

Après une légère hausse en 2015, les usagers du réseau ont donc en moyenne été impactés moins souvent et moins longtemps par des interruptions en 2016.

### **CRITÈRES DE QUALITÉ DE SERVICE**

En plus de la qualité d’approvisionnement, donc de la qualité purement technique de la prestation des gestionnaires de réseau, l’Institut considère aussi que la qualité du service du gestionnaire de réseau envers le client est particulièrement importante.

En 2016, l’Institut a pour la première fois documenté et mesuré certains indicateurs relatifs à cette qualité de service sur base des règlements E15/60/ILR et E15/61/ILR du 18 décembre 2015 déterminant les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité du service de l’électricité et du gaz naturel. Étant donné que les données collectées restent encore incomplètes, elles ne se portent pas encore à interprétation. L’Institut a donc décidé de ne pas publier l’intégralité ces données pour 2016, mais, le cas échéant, de les intégrer dans ses rapports futurs.

L’Institut dispose néanmoins de données appropriées au sujet des dépassements des délais entre les demandes de raccordement et le traitement des raccordements. Ce relevé montre que le nombre de raccordements qui n’ont pas été effectués dans les délais prévus a baissé de manière significative entre 2015 et 2016. En effet, seulement 6% des demandes de raccordement effectuées par des clients résidentiels n’ont pas été traitées dans les 10 jours prévus par la loi, contre 13% en 2015. De même, 2% des raccordements n’ont pas été réalisés 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, contre 16% en 2015.

### **MESURES DE SAUVEGARDE**

Les mesures de sauvegarde pour faire face aux déficits d’approvisionnement 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 serait activé par le gestionnaire de réseau de transport Creos. Ce plan décrit la stratégie et les méthodes de travail utilisées par Creos pour rétablir le plus rapidement possible et d’une manière coordonnée l’alimentation de ses clients après un black-out partiel ou total, en fixant notamment les procédures opérationnelles applicables à l’ensemble des acteurs concernés (gestionnaire de réseau de transport Creos, utilisateurs du réseau de transport, gestionnaires de réseaux de distribution, fournisseurs et responsables d’équilibre). Ce plan est publié sur le site internet de Creos<sup>19</sup>.

### **RÉGIME D’ACCÈS AU RÉSEAU POUR PRODUCTEURS RENOUVELABLES**

L’article 5 de la Loi Électricité précise le régime général du raccordement au réseau imposé aux gestionnaires de réseau et les oblige à raccorder à leur réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande et qui est situé dans sa zone de transport ou de distribution. Depuis 2015, les

---

<sup>19</sup> <http://www.creos-net.lu/entreprises/electricite/code-de-reconstitution.html>

gestionnaires de réseau doivent prévoir des procédures simplifiées et normalisées pour le raccordement de producteurs décentralisés d'électricité produite par cogénération à haut rendement ou sur base d'énergies renouvelables, visant à donner à ces derniers plus de prévisibilité et de clarté sur les coûts et le calendrier de leur raccordement.

D'autres dispositions de l'article 16 de la directive 2009/28/CE sont transposées par l'article 19(2bis) de la Loi Électricité, qui garantit l'accès 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 ainsi que par l'article 19(3), qui dispose que les gestionnaires de réseau ne peuvent pas refuser l'accès à leur réseau à un producteur d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, même dans le cas où un renforcement du réseau deviendrait nécessaire suite à ce raccordement.

Le règlement grand-ducal du 23 juillet 2016 est venu modifier le règlement grand-ducal du 1er août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables pour le rendre conforme aux nouvelles lignes directrices<sup>20</sup> concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 de la Commission Européenne. Celles-ci prévoient une obligation de vente directe sur le marché pour l'électricité produite par les centrales excédant 500 kW respectivement 3 MW ou 3 unités de production pour les centrales éoliennes. Le nouveau règlement grand-ducal a donc introduit un système de primes de marché remplaçant les contrats de rachat pour les centrales excédant les puissances limites définies par la Commission. Étant donné qu'aucune rémunération n'est actuellement prévue pour les centrales photovoltaïques d'une puissance supérieure à 200 kW, le système des primes de marché ne s'applique pas aux centrales photovoltaïques.

En outre, le règlement grand-ducal du 23 juillet 2016 a introduit un mécanisme de soutien pour des centrales photovoltaïques d'une puissance crête entre 30 kW et 200 kW à condition que le producteur revête la forme juridique d'une société coopérative<sup>21</sup> composée d'au moins sept personnes physiques.

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 2016 :

	<b>Nombre</b>	<b>Puissance installée [kW]</b>
Demandes de raccordement en 2016	519	35 865
Mises en service en 2016	385	4 919
Mises en service en 2016 (sur base d'une demande antérieure à 2016)	64	64 021

**TABEAU 6 - NOMBRE DES DEMANDES DE RACCORDEMENT ET DES MISES EN SERVICE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SUR BASE DES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES**

<sup>20</sup> [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=FR](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=FR)

<sup>21</sup> Une nouvelle modification du règlement grand-ducal en question datant d'avril 2017 a étendu le support pour les centrales photovoltaïques d'une puissance crête entre 30 et 200 kW aux producteurs revêtant la forme juridique d'une société coopérative ou d'une société civile qui sont composées d'au moins sept personnes qui sont des personnes physiques, des associations sans but lucratif ou des fondations.

En 2016, 519 nouvelles demandes de raccordement ont été faites auprès des GRD, un chiffre stable par rapport à 2015 (527 demandes). La puissance correspondant à ces demandes, par contre, est en forte baisse avec 35 865 kW contre 74 644 kW en 2015. En termes d'installations mises en services, l'Institut constate que le nombre de centrales est resté plus ou moins constant avec 449 centrales mises en service, dont 64 sur base de demandes antérieures, par rapport à 452 en 2015. Néanmoins, en termes de puissance mise en service, on constate une forte augmentation, avec presque 70 MW installés contre 17,5 MW en 2015. Cette augmentation s'explique surtout par la mise en service de 22 centrales éoliennes fin 2016 représentant une puissance cumulée de près de 63 MW. Ces installations reflètent la puissance élevée qui avait été notée dans les demandes de raccordement en 2015. En 2016, le nombre de demandes de raccordement reste élevé, mais la puissance que ces demandes représentent une baisse de 75 à 36 MW par rapport à 2015.

### **LA COMMUNICATION DE MARCHÉ**

Le modèle de communication de marché 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 ont développé conjointement un modèle de communication du marché automatisé. Les travaux de développement ont continué à avancer en 2016, en vue d'un démarrage de la phase productive du projet en 2017.

L'Institut a suivi le processus de développement en tant qu'observateur actif, et a, en septembre 2016, lancé une deuxième consultation publique au sujet des projets du modèle de communication en cours de développement, après la consultation de janvier 2015, ceci afin de garantir la transparence du processus de développement et d'assurer que les processus de communication soient acceptés par tous les acteurs du marché.

### **LE COMPTAGE INTELLIGENT**

L'année 2016 a marqué le début de la phase d'implémentation du comptage intelligent au Luxembourg. Ce déploiement est prescrit par la Loi Électricité et la Loi Gaz qui prévoient une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients d'électricité et de gaz naturel à déployer « au plus tard à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016 »<sup>22</sup> et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2019 pour l'électricité<sup>23</sup> et d'au moins 90% au 31 décembre 2020 pour le gaz naturel<sup>24</sup>.

En 2016, l'Institut a arrêté, après consultation publique, les spécifications techniques et fonctionnalités du système de comptage intelligent par les règlements E16/38/ILR du 3 octobre 2016 concernant les fonctionnalités du système de comptage intelligent et des installations connexes et E16/39/ILR du 3

---

<sup>22</sup> Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>23</sup> Art. 29 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

<sup>24</sup> Art. 35 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

octobre 2016 concernant les spécifications techniques et organisationnelles du système de comptage intelligent et des installations connexes, définissant ainsi de manière précise le cadre technique des compteurs intelligents ainsi que du système central par lequel ils sont gérés.

Le règlement E16/38/ILR fixe les fonctionnalités que doit remplir le système de comptage intelligent. Les compteurs installés au Luxembourg doivent pouvoir être relevés et gérés à distance par le gestionnaire de réseau. La mise à disposition de données de consommation d'électricité et de gaz doit avoir lieu au moins une fois par jour via une interface à distance et « au fil de l'eau et à fréquence élevée » sur une interface standardisée locale. Ces deux interfaces doivent être sécurisés de manière à empêcher toute lecture ou manipulation des données par un tiers non-autorisé. Les données mesurées et communiquées doivent permettre l'application de modèles tarifaires évolués, par exemple des tarifs qui diffèrent en fonction de la plage horaire ou qui se basent sur le temps de pointe. Au-delà de ces fonctionnalités de base, les compteurs intelligents doivent aussi permettre la commande à distance de relais électriques et la limitation à distance de la puissance électrique allant jusqu'à une coupure complète du raccordement. Cette fonctionnalité permet aussi de faire fonctionner le compteur en mode prépaiement. Le compteur intelligent permet aussi au gestionnaire de détecter des tentatives de fraude et de surveiller la qualité de la fourniture d'électricité.

Le système de comptage intelligent au Luxembourg est géré par un système central commun à tous les gestionnaires de réseau. Pour l'opération de ce système, les gestionnaires ont mis en place un groupement d'intérêt économique, Luxmetering GIE. Le règlement E16/39/ILR établit les spécifications techniques et organisationnelles de ce système central, des compteurs ainsi que des concentrateurs de données qui font fonction d'interface entre les compteurs individuels et le système central. Ce règlement dispose des caractéristiques techniques détaillées notamment en ce qui concerne les interfaces de communication, les relais électriques, les données à enregistrer, la sécurité du système et les normes et standards à respecter.

Fin 2016, les gestionnaires de réseau de distribution ont commencé l'installation des compteurs intelligents suivant un plan de déploiement national. Au 31 décembre 2016, près de 3% des points de comptage d'électricité en basse tension étaient déjà équipés d'un compteur « Smarty ». En gaz, 3.8% des points de comptage étaient équipés d'un compteur intelligent au 31 décembre 2016. Ce déploiement continue en 2017 de manière à ce que près de 10% des points de comptage en basse tension étaient équipés d'un « Smarty » au 30 juin 2017. À cette date, près de 8% des clients gaz naturel étaient équipés d'un compteur intelligent.

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

### **LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE**

Dans le but de promouvoir la mobilité douce et durable ainsi que les transports publics, le gouvernement luxembourgeois a publié sa stratégie d'éco-mobilité en 2012. L'objectif fixé à l'époque est d'avoir, à

l'horizon 2020, un parc roulant composé de 10% par des voitures électriques, soit 40.000 voitures. Cette vision ne peut pas se réaliser sans l'existence d'un réseau public d'infrastructures de recharge.

À cet effet, le déploiement d'une infrastructure commune de bornes de charge publiques pour véhicules électriques est entamé, les premières bornes « Chargy » ont été installées au courant de l'année 2016 par les gestionnaires de réseau de distribution qui se sont vu attribuer par la Loi Électricité la tâche de déployer cette infrastructure sur le terrain défini par leur concession. L'exploitation et l'entretien de l'infrastructure est également assurée par les gestionnaires de réseau.

Les frais cumulés encourus au niveau de tous les gestionnaires de réseau de distribution et liés au déploiement, à la mise en place, à l'exploitation et à l'entretien des équipements sont pris en compte dans le calcul des tarifs d'utilisation des réseaux ou des tarifs des services accessoires et sont répartis équitablement sur tous les clients finals raccordés aux réseaux de distribution basse tension.

Par sa décision E16/50/ILR du 8 novembre 2016, l'Institut a accepté les propositions des gestionnaires de réseau concernant les coûts forfaitaires d'acquisition et d'installation d'une borne de charge publique.

Le règlement grand-ducal du 3 décembre 2015 relatif à l'infrastructure publique liée à la mobilité électrique définit les tâches des gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre du déploiement de l'infrastructure publique liée à la mobilité électrique, décrit les spécifications techniques des bornes de charge publiques et du système central commun et fixe le nombre maximal de bornes de charge publiques à être installées et mises en service sur les parkings-relais et parkings de co-voiturage (400) et sur les emplacements de stationnement publics respectivement les parkings publics dans les communes (400). Ce règlement détermine également l'échéancier endéans lequel l'infrastructure publique doit être mise en place.

Le règlement ministériel du 5 février 2016 ayant finalement fixé le plan d'implantation général en définissant le nombre de bornes de charges à installer pour les parkings relais, les parkings publics et les emplacements de stationnement publics communaux, le déploiement des bornes publiques a pu être entamé.

### *2.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux*

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi Électricité, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux. La méthode applicable en 2016 est 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. Fin 2015 et début 2016 l'Institut a intensifié ses travaux sur la méthode tarifaire pour la deuxième période de régulation allant de 2017 à 2020. Ces travaux ont été finalisés dans le cadre du règlement E16/12/ILR du 13 avril 2016.

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

L'Institut a effectué, en ayant recours à l'avis d'experts externes, les travaux préparatoires pour la deuxième période de régulation allant de 2017 à 2020. Plusieurs réunions de concertation ont été organisées avec les gestionnaires des réseaux pour présenter et discuter les développements de la méthode tarifaire. Deux consultations publiques ont été lancées fin 2015, l'une portant sur la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau et des services accessoires et l'autre sur les taux de rémunération des capitaux investis par les gestionnaires de réseau. Ces travaux ont conduit au règlement E16/12/ILR du 13 avril 2016 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2017 à 2020 et abrogeant le règlement E12/05/ILR du 22 mars 2012. L'Institut a maintenu les piliers de la méthode précédente tout en apportant des adaptations ponctuelles pour corriger les effets non désirables.

Les règlements sur les méthodes tarifaires fixent 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 E16/12/ILR continue à tenir compte du découplage partiel entre les charges réelles et les revenus autorisés et d'une évaluation individuelle des projets d'investissements significatifs.

Un élément du revenu autorisé est représenté par les charges contrôlables pour lesquelles le montant est défini durant l'année de base. Ces charges sont adaptées annuellement 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 règlement E16/12/ILR a permis de redéfinir le niveau des charges contrôlables en retenant l'année 2015 comme nouvelle année de base pour la période tarifaire 2017 à 2020. De cette manière les consommateurs vont profiter des efficacités réellement atteintes par les gestionnaires de réseau durant la première période de régulation. Le revenu autorisé pour couvrir les charges d'exploitation non contrôlables correspond au montant réellement encouru de ces charges.

Malgré le maintien des grands principes de la méthode précédente, le nouveau règlement apporte des adaptations au niveau de certains effets non désirables constatés au cours de la première période de régulation, à savoir :

- Introduction d'une incitation à développer les projets d'investissement individuels en accord avec la planification du projet tout en gardant la flexibilité nécessaire en cas d'imprévus ;
- Introduction d'un avantage financier pour le gestionnaire de réseau et les utilisateurs en cas d'une bonne gestion financière du projet.



Pour l'estimation des paramètres du coût moyen pondéré du capital (WACC ou Weighted Average Cost of Capital), l'Institut a maintenu dans son nouveau règlement E16/12/ILR du 13 avril 2016 une approche à moyen terme à visibilité suffisante introduite initialement suite à une consultation publique organisée en 2015/2016, et qui avait pour objectif d'être proche des marchés financiers tout en évitant une volatilité non souhaitée. L'Institut est d'avis que cette continuité permet de garantir la prévisibilité pour les entreprises régulées et leurs actionnaires avec un taux de rémunération représentant le coût d'opportunité du capital. L'optique moyen terme permet de fixer un taux de rémunération dont les paramètres sont revus après une période de 4 ans à moins que l'évolution sur les marchés financiers rende une adaptation préalable indispensable. L'Institut souligne que la cyclicité dans le développement des taux d'intérêts exige l'application cohérente dans le temps d'une même méthodologie choisie pour la détermination des paramètres du coût moyen pondéré du capital, puisque les variations s'équilibrent au fil du temps. Le maintien de la méthodologie englobant une approche à moyen terme, en cohérence avec la méthodologie actuelle, est dès lors indispensable pour éviter des effets non désirables pour les utilisateurs du réseau ou les gestionnaires de réseau. À l'issue de la consultation publique le nouveau taux du coût moyen pondéré du capital a été fixé à 6,12%, comparé à un taux de 7,60% durant la première période de régulation. Cette diminution s'explique par une nette réduction du taux sans risque, estimé à partir des taux d'intérêt à long terme publiés pour le Luxembourg, sur une optique à moyen terme.

Étant donné que les mesures incitatives appliquées aux charges d'exploitation et aux charges de capital ne sont pas coordonnées entre elles, le règlement E16/12/ILR définit la proportion annuelle maximale des charges d'exploitation capables à être portées à l'actif. L'objectif de cette mesure est d'éviter que les transferts comptables résultent en gains ou pertes d'efficacité non justifiés lorsque le volume des investissements est variable d'année en année.

Des adaptations à la structure tarifaire ont été introduites pour rendre son application plus transparente et pour incorporer adéquatement les développements en matière d'autoconsommation et de comptage intelligent.

En matière d'autoconsommation, le règlement E16/12/ILR a introduit une composante de disponibilité du réseau, appliquée lorsqu'une installation locale de production d'électricité réduit l'électricité prélevée au point de fourniture de l'utilisateur du réseau. En effet, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, les tarifs réseau sont appliqués aux prélèvements des réseaux au lieu de la consommation comme jusqu'à présent, ce qui rend nécessaire cette composante pour rémunérer la puissance mise à disposition par le réseau en cas de non-disponibilité de l'installation de production. Par ces dispositions, l'auto-consommateur dispose d'un statut bien défini dans la méthode tarifaire et les gestionnaires de réseau disposent d'un élément qui leur permet de clarifier leur facturation. En effet, avant l'introduction de cette composante, un auto-consommateur était facturé sur base de consommation totale sans distinguer si sa consommation est couverte par sa propre production à un moment donné, ou non. Ce changement permet à l'utilisateur du réseau de substituer l'achat d'électricité par sa propre production, d'économiser la contribution sur le mécanisme de compensation sur l'énergie autoconsommée et de mettre à disposition du marché et du réseau la flexibilité éventuelle de son installation.



Au niveau du comptage intelligent, l'Institut a introduit le règlement E16/14/ILR du 14 avril 2016 fixant les modalités de détermination des coûts et les mesures incitatives liés au déploiement du système de comptage intelligent. Les dispositions de ce règlement permettent de vérifier l'avancement de déploiement ainsi que de vérifier l'atteinte des objectifs fixés par la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, à savoir un déploiement dans le calendrier indiqué et à des coûts raisonnables.

En complément le règlement E16/12/ILR fixe un cadre pour la mise en place de tarifs communs entre les différents gestionnaires de réseau, en exigeant dans ce cas l'élaboration d'un système de compensation permettant à chacun d'entre eux de couvrir son revenu autorisé. L'introduction de rémunérations additionnelles donne des incitations financières aux gestionnaires de réseau qui réalisent volontairement des projets à haute valeur ajoutée pour le consommateur, à savoir :

- la mise en place d'une péréquation nationale ;
- l'équipement des postes de la moyenne et basse tension par des systèmes de surveillance et de commande à distance ;
- la dissociation des métiers pour rendre indépendant les gestionnaires de réseau verticalement intégrés ;
- l'inscription du gestionnaire de transport sur la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne ;
- l'acceptation de nouveaux fournisseurs qui commencent l'activité de fourniture à des clients finals sur le réseau de la moyenne ou basse tension et qui n'avaient encore jamais fourni de l'électricité à des clients finals au Luxembourg ;
- l'introduction d'une plateforme informatique centralisée des informations énergétiques ;
- l'intégration avec le marché d'ajustement allemand et
- la mise en place d'une structure tarifaire évoluée permettant d'améliorer la participation de l'utilisateur du réseau à l'efficacité du système.

L'activité principale du gestionnaire de réseau est son activité de transport ou de distribution, de facto et de jure constituée d'un monopole naturel. Cependant, la loi luxembourgeoise n'interdit pas aux gestionnaires de réseau de proposer des services en-dehors des activités de transport ou de distribution, pour autant qu'ils ne sont pas en relation avec la fourniture ou la production d'électricité. Plus le gestionnaire de réseau propose des services non liés au transport ou à la distribution, plus le besoin de supervision et de contrôle par le régulateur de la dissociation comptable et fonctionnelle est important.

Le règlement E16/12/ILR reprend cette thématique et stipule que les services accessoires sont à comptabiliser parmi les activités de transport et/ou de distribution.

Chaque service presté qui n'est pas un service lié à l'activité de transport ou de distribution est analysé cas par cas pour déterminer son appartenance au périmètre régulé ou non.

Dans un but d'augmenter la visibilité des services offerts par les gestionnaires de réseau, un catalogue de services sera élaboré et publié par les gestionnaires de réseau. Ce catalogue contient le descriptif de

chaque service ainsi que les conditions financières correspondantes. Le cas échéant, les services non liés à l'activité de transport et de distribution doivent être clairement identifiables.

### TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Au cours de l'année 2016, l'Institut a examiné et accepté la proposition commune des tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseaux d'électricité, résultat de la péréquation nationale incitée par le nouveau règlement E16/12/ILR du 13 avril 2016. À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, les tarifs d'utilisation du réseau électrique sont désormais identiques dans tous les réseaux de distribution luxembourgeois.

Les tarifs d'utilisation du réseau en moyenne et haute tension 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 prélevée du réseau. Pour les clients basse tension, le tarif se compose d'une redevance d'accès mensuelle et d'une partie proportionnelle à la quantité d'énergie prélevée du réseau.

En matière de 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 de chaque année<sup>25</sup>, pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuelle [MWh]	Frais d'utilisation réseau [EUR / MWh] <sup>26</sup>					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Client résidentiel DC	2,5 - 5	71,4	73,0	73,1	71,0	71,0	74,6
Client industriel IC	500 - 2.000	24,8	24,0	24,5	25,9	25,8	36,7

TABLEAU 7 - TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS

Les tarifs pour clients moyenne tension montrent en 2016 une augmentation de 42 % par rapport à 2015. Plusieurs effets ont contribué à ce résultat. Au niveau de la haute tension, le timbre-poste<sup>27</sup> a connu une hausse suite aux apurements d'écarts antérieurs pratiqués dans le passé mais pas poursuivis en 2016.

<sup>25</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

<sup>26</sup> Données issues d'Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>). Les données annuelles sont basées sur les sources de données du 2<sup>ème</sup> trimestre de chaque année.

<sup>27</sup> Une tarification « timbre-poste » est une tarification de l'accès au réseau indépendante de la distance parcourue par l'énergie électrique. Dans ce contexte le timbre est un prix en EUR / kW pour un niveau de tension donné. Ce prix est déterminé en divisant l'ensemble des revenus autorisés, pour ce niveau de tension, par la puissance maximale affectable à ce niveau de tension, au moment de la pointe.

L'effet des réseaux en amont sur l'augmentation du timbre en moyenne tension reste modéré. Par contre, l'adaptation des coefficients de simultanéité<sup>28</sup> a accentué la hausse tarifaire. En effet, en application des coefficients de simultanéité préalables, le revenu autorisé n'a pas pu être couvert par les tarifs de manière à ce que les coefficients ont dû être portés à la hausse pour éviter les déficits futurs.

Pour les clients résidentiels, l'augmentation est de 5% entre 2015 et 2016. D'un côté la hausse du timbre-poste pour raison d'un apurement d'écarts antérieurs moins élevé en 2016 est en partie limitée par la baisse des coefficients de simultanéité.

### **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 Électricité 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 2016, aucun refus d'accès n'a été porté à la connaissance de l'Institut.

Par son règlement E16/40/ILR du 13 octobre 2016, l'Institut a arrêté de nouvelles conditions techniques de raccordement au réseau basse tension, valables pour les réseaux de tous les gestionnaires de réseau, qui, par rapport à la version précédente adaptent notamment :

- Les modalités d'autorisation et de mise en service des installations de consommation électrique,
- Les modalités d'agencement des armoires électriques et des dispositifs de comptage,
- Les exigences pour la mise en place des infrastructures de communication, et
- Les exigences pour les systèmes de stockage et les installations de production électrique, y inclus les auto-producteurs.
- Les schémas de raccordement spécifiant notamment les dispositions pour le comptage pour les centrales de production avec ou sans autoconsommation ou stockage. Ces schémas reflètent la nécessité de mesurer l'énergie produite ainsi que l'énergie injectée dans et soutirée du réseau pour pouvoir déterminer correctement les différentes bases applicables aux taxes et redevances.

---

<sup>28</sup> Quotient entre la puissance de prélèvement quart-horaire d'un utilisateur du réseau au moment de la puissance maximale quart-horaire de prélèvement du niveau de tension considéré et sa puissance maximale quart-horaire de prélèvement. Les coefficients de simultanéité sont déterminés pour chaque niveau de tension sur base des données de comptage historiques des utilisateurs du réseau à un même niveau de tension. Ces coefficients doivent être acceptés par l'Institut.

De plus, les nouvelles conditions de raccordement incluent des dispositions spécifiques à l'installation de bornes de charge pour des véhicules électriques et les dispositions relatives au comptage ont été adaptées pour refléter que seuls des compteurs intelligents peuvent être installés depuis le premier juillet 2016.

En outre, de nouvelles réglementations européennes pour le raccordement des installations de production d'électricité<sup>29</sup> sont entrées en vigueur depuis mai 2016 (voir § 4.1). Dans ce cadre, l'Institut a, en concertation avec ses homologues européens, des demandes de fabricants pour être considéré en tant que technologies émergentes qui disposent alors de dispositions transitoires particulières.

#### 2.1.4. Questions transfrontalières

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

#### UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. La capacité d'importation maximale (980 MW) n'a pas été atteinte ; en 2016, la puissance maximale mesurée était de 676 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 actuellement 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 ont légèrement augmenté pour atteindre 4,31 TWh en 2016. Les importations physiques nettes d'énergie électrique en provenance de la Belgique se sont élevées à 0,31 TWh et en provenance de la France à 1,14 TWh. Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique ont encore baissé pour atteindre 0,006 TWh (0,49 TWh en 2015) du fait de la fermeture de la centrale TGV d'Esch-sur-Alzette. Il n'y avait pas d'exportations significatives vers la France<sup>30</sup> et vers l'Allemagne.

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<sup>31</sup> + Royaume-Uni).

Les projets relatifs à l'attribution de capacité de transport transfrontalière à court terme concernés sont :

<sup>29</sup> Règlement européen publié en 2016 : « Règlement (UE) n° 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité »

<sup>30</sup> Exportations < 5 MWh

<sup>31</sup> Pays nordiques : Danemark, Finlande, Norvège, Suède.

- l'allocation de capacité en *day-ahead* au sein de la région CWE (modèle Flow-based);
- l'allocation de capacité en *day-ahead* au sein de la région NWE (flow-base CWE couplé à ATC – Available Transfer Capacity – hors CWE);
- l'allocation de capacité en *intraday* au sein de la région NWE (Projet XBID<sup>32</sup>- modèle ATC).

Creos participe également dans la société de services JAO qui résulte de la fusion entre la société de services CASC.EU fondée en 2008 sous le leadership de 7 GRTs de l'Europe de l'Ouest avec la société de services CAO active en Europe du Centre et de l'Est. La société JAO, 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 27 frontières réparties entre 17 pays européens.

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 ligne entre Moulaine (F) et Belval (L) avec une capacité d'environ 350 MW. Une partie des lignes de Sotel Réseau est dès lors mise à disposition pour secourir, en cas de besoin, 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 vise à améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg (voir § 2.3) et à favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité.

À cette fin, un transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV a été construit en 2015 sur le poste haute tension de Schiffange au Luxembourg. L'installation de cet équipement permettra de créer un corridor d'échanges commerciaux entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne grâce à une meilleure gestion des flux d'énergie électrique, tout en utilisant des lignes existantes. Après une étude approfondie et une analyse de données détaillées sur l'impact prévu du PST sur le marché day-ahead, les gestionnaires de réseau de transport Creos et Elia ont décidé de reporter la commercialisation de cet interconnecteur dans la mesure où les simulations actuelles ont montré que l'impact serait neutre sur le bien-être de la région Centre-Ouest tandis que les processus opérationnels deviendraient bien plus complexes. À l'issue d'une phase de test d'un an, dont le démarrage est prévu courant 2017 dès finalisation des modalités opérationnelles, un examen approfondi sera effectué pour vérifier les hypothèses de base retenues lors de la définition des marges de sécurité à l'horizon day-ahead, en tenant compte des enseignements tirés de l'utilisation effective en temps réel afin de déterminer si une mise à disposition de capacités de transport plus élevée peut être envisagée sur l'interconnecteur.

La deuxième phase à plus long terme consistant à construire une nouvelle ligne 220 kV à deux ternes pour relier les sous-stations de Bascharage sur le réseau de transport luxembourgeois de Creos et d'Aubange sur le réseau de transport belge d'Elia n'a cependant pas été reconduite pour la 3<sup>ème</sup> liste de PCIs de 2017, au vu des reconsidérations de développements de réseau potentiels avec les pays voisins, notamment avec l'Allemagne.

<sup>32</sup> XBID : Cross Border Intraday projet pour la frontière belgo-néerlandaise.

Ces développements s'inscrivent dans l'accompagnement de la demande croissante en électricité prévue d'ici 2035, du fait de la croissance démographique, de l'augmentation du nombre de data centres implantés au Luxembourg (100 MW additionnels estimés) et de l'essor de la mobilité électrique.

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

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/72/CE en droit national, la Loi Électricité dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan d'investissement du réseau de transport national, à mettre à jour tous les 2 ans, est prévu à l'article 17 de la Loi Électricité. Ce plan est établi par le gestionnaire de réseau de transport selon des critères de sécurité technique 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, et selon des prescriptions techniques devant assurer l'interopérabilité des réseaux, être objectives et non-discriminatoires. Le dernier plan décennal reçu début 2017 (plan 2017-2026) reprend les phases futures des projets d'interconnexion à l'étude mentionnés plus haut.

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 TYNDP 2016 ne reprend que le projet d'interconnexion avec la Belgique, dans la mesure où l'étude d'expansion du réseau côté allemand n'a été lancée que courant 2016. Dans le cadre de l'interconnexion avec la Belgique, la phase de renforcement interne entre Heisdorf et Berchem via deux lignes à haute tension (Luxring) destinées à assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité au centre et au sud du Luxembourg qui figure au TYNDP a été finalisée au cours de 2016.

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 (CWE) et Nord-Ouest.

En 2016, 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.

Dans le cas du projet CWE *day-ahead flow-based*, l'Institut a approuvé l'évolution de la méthode de calcul de capacité journalière (décision E16/03/ILR du 3 mars 2016), basée sur une adaptation coordonnée entre gestionnaires de réseau CWE des capacités non allouées après couplage *day-ahead flow-based*. Cette méthode a été mise en place au printemps 2016.

D'autre part, des premières discussions ont eu lieu entre régulateurs et gestionnaires de réseau de transport au sein de CWE et CEE (Central & Eastern Europe), afin de développer les méthodes de calcul

de capacité day-ahead et intraday au sein de la zone fusionnée (région CORE) suite à la décision de l'ACER n°06/2016 du 17 novembre 2016 définissant les régions de calcul de capacité.

## 2.2. Aspects relatifs à la concurrence

### 2.2.1. Marché de gros

Le réseau de transport luxembourgeois d'électricité ne présente pas de congestion sur les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne. Le marché de gros luxembourgeois est ainsi intégré au marché de gros allemand, et à la zone de prix correspondante. Le marché de gros luxembourgeois de l'électricité, pris isolément, ne présenterait en outre que très peu de liquidité. Les acteurs de marché peuvent donc participer aux échanges d'électricité sur un marché plus vaste et bénéficier de la liquidité élevée de la zone de prix DE/AT/LU.

Ainsi, en 2016, les transactions sur les marchés *day-ahead* et *intraday* ont été réalisées auprès d'EpexSpot, dont le siège se trouve à Paris. Fin 2016, Nordpool AS a en outre été désigné par l'Institut comme opérateur du marché de l'électricité (NEMO) au Luxembourg pour l'acquittement des missions liées au couplage unique *day-ahead* et *intraday* (voir § 4.1).

En 2016, la convergence des prix *day-ahead* entre les zones de prix de la région Centre-Ouest, s'est fortement dégradée au cours de la période de septembre à décembre, avec des prix particulièrement élevés sur les zones de prix belge et française, qui illustrent l'importance des congestions observées dans la région. À cela deux explications principales :

- une part importante des congestions en 2016 se sont produites sur les lignes de transport internes de certains gestionnaires de réseau de transport ce qui a limité les échanges,
- le nombre d'heures durant lesquelles les échanges de capacité long terme n'ont pu être garanti que par une adaptation du domaine flow-based day-ahead.

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014<sup>33</sup> tel qu'arrêté par l'Institut, les acteurs du marché ont également la possibilité de participer au marché *intraday* et de valoriser les transactions effectuées auprès des consommateurs luxembourgeois. Cependant, les nominations des responsables d'équilibre luxembourgeois doivent actuellement être clôturées 30 minutes avant celles des acteurs allemands afin de permettre à Creos et Amprion de générer, échanger et valider les nominations transfrontalières entre eux.

### **SURVEILLANCE DES MARCHÉS 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

<sup>33</sup> <http://data.legilux.public.lu/file/eli-etat-leg-annexe-2014-04-fr-pdf.pdf>



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 États membres. La Loi Électricité fixe les compétences d'enquête et d'exécution dont est pourvu l'Institut.

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.

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, conformément à l'article 9 du règlement REMIT. En total, 9 acteurs de marché se sont enregistrés en 2016 sur le registre européen CEREMP par le biais de l'Institut par le fait qu'ils sont établis au Grand-Duché et qu'ils exercent depuis le Luxembourg des transactions soumises à déclaration sous REMIT. Fin 2016, le Luxembourg comptait sur CEREMP 26 acteurs de marché. À côté de ces acteurs de marché, 3 entités établies au Luxembourg agissent fin 2016 en tant que mécanismes de déclaration enregistrés auprès de l'ACER (« Registered Reporting Mechanisms » ou « RRM ») et une en tant que PPAT – Person Professionally Arranging Transactions.

Conformément à l'article 12(2) du règlement d'exécution (UE) n°1348/2014 depuis le 7 octobre 2015, tous les acteurs de marché doivent déclarer à l'ACER toutes les transactions du marché de gros de l'énergie conclues sur les Places de marché organisées (OMPs – Organised Market Places), y compris les ordres, ainsi que les données fondamentales, qui sont soumises à l'obligation de reporting envers l'ACER en application de l'article 8(1) de REMIT. En outre, selon l'article 12(2) du règlement d'exécution précité,



depuis le 7 avril 2016 les obligations de reporting vers l'ACER de transactions prévues à l'article 8(1) de REMIT ont été élargies également aux acteurs de marché concluant des transactions du marché de gros de l'énergie hors OMPs.

Au cours de l'année 2016 la mise en œuvre opérationnelle de REMIT a continué sur les activités de communication avec les acteurs du marché de l'énergie enregistrés auprès de l'Institut sur la plateforme CEREMP mise à disposition par l'ACER.

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 a pu être entamé par la signature d'un accord de coopération avec le régulateur allemand BNetzA et le régulateur autrichien E-Control. Cette coopération régionale entre régulateurs de l'énergie au courant de l'année 2016 s'est élargie pour inclure également le régulateur belge fédéral CREG, le régulateur français CRE ainsi que le régulateur néerlandais ACM. La création des partenariats régionaux avec d'autres régulateurs de l'énergie, principalement des pays voisins, permet à l'Institut de mettre en place les fondements pour les collaborations transfrontalières dans le cadre des investigations et des processus d'enquête en vue de prévenir ou de détecter tout délit d'initié et toute manipulation des marchés de gros et, par conséquent, de favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final.

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 15,0% de l'énergie consommée en 2016, dont 70,6% provient de centrales de production du régime réglementé.<sup>34</sup>

La plupart des fournisseurs qui sont actifs au Grand-Duché s'approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers. Le tableau 8 analyse le mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité sur les marchés de gros par segment de client pour les années 2014, 2015 et 2016 : l'approvisionnement se fait majoritairement par des contrats à long terme. Néanmoins, la part de contrats à court terme sur les marchés spot est en constante augmentation depuis 2014, pour atteindre 12% en moyenne en 2016.

---

<sup>34</sup> Il s'agit de valeurs physiques.

	Clients résidentiels	Clients professionnels		Moyenne 2016	Moyenne 2015	Moyenne 2014
		(< 2 GWh/an)	(> 2 GWh/an)			
<b>Marchés organisés "SPOT"</b> (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts )	5%	4%	17%	12%	9%	5%
<b>Marchés organisés "à terme"</b> (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardises contracts)	2%	4%	34%	22%	2%	5%
<b>Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans</b> (p.ex. OTC)	63%	67%	31%	45%	80%	73%
<b>Autres contrats bilatéraux d'une durée &gt; à 2 ans</b> (p.ex. OTC)	30%	24%	18%	21%	9%	17%

TABLEAU 8 - MODE D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS DE GROS POUR LES DIFFÉRENTS SEGMENTS DE CLIENTS FINALS

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'Économie. La procédure d'autorisation, se basant sur des critères objectifs, est prescrite par la Loi Électricité. Une liste des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché du Luxembourg (27 fournisseurs autorisés au 31 décembre 2016) est accessible sur le site<sup>35</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 298.106 consommateurs<sup>36</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<sup>37</sup>.

Par rapport à 2015, il n'y a pas eu de nouveaux entrants sur le marché de détail de l'électricité.

### PARTS DE MARCHÉ

Les tableaux 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.

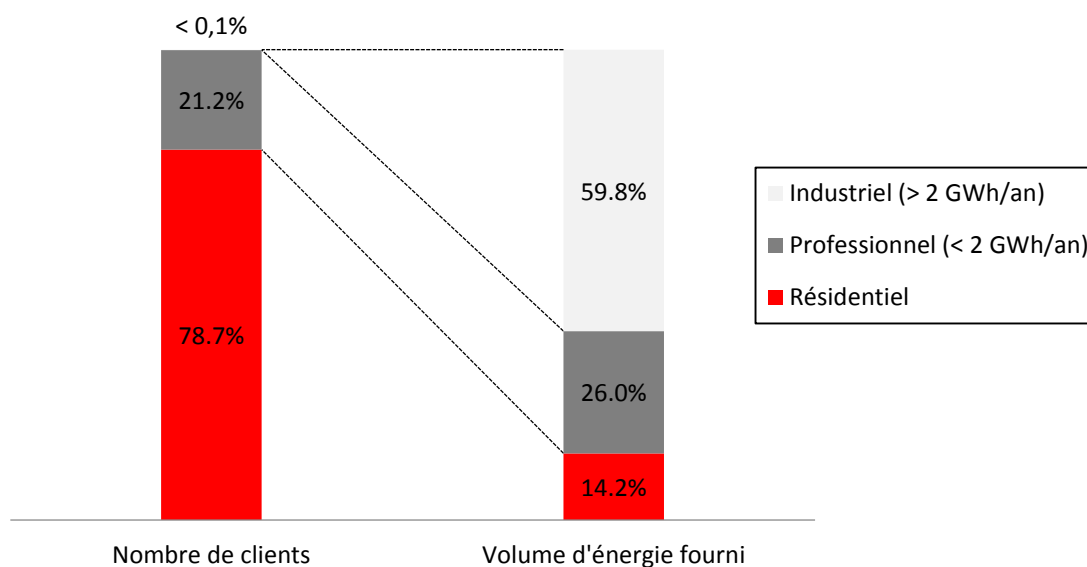
<sup>35</sup><https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-65.pdf>

<sup>36</sup> Points de fourniture

<sup>37</sup> À noter que pas tous les consommateurs professionnels avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh sont forcément des consommateurs industriels ; dans ce rapport, pour simplification, on considère tous les consommateurs avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh comme étant des consommateurs industriels.

	Volume d'énergie fournie 2016 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	0,9	234 736
Secteur professionnel (≤ 2 GWh/an)	1,6	63 156
Secteur industriel (> 2 GWh/an)	3,8	214

TABLEAU 9 - RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINAUX AU 31 DÉCEMBRE 2016

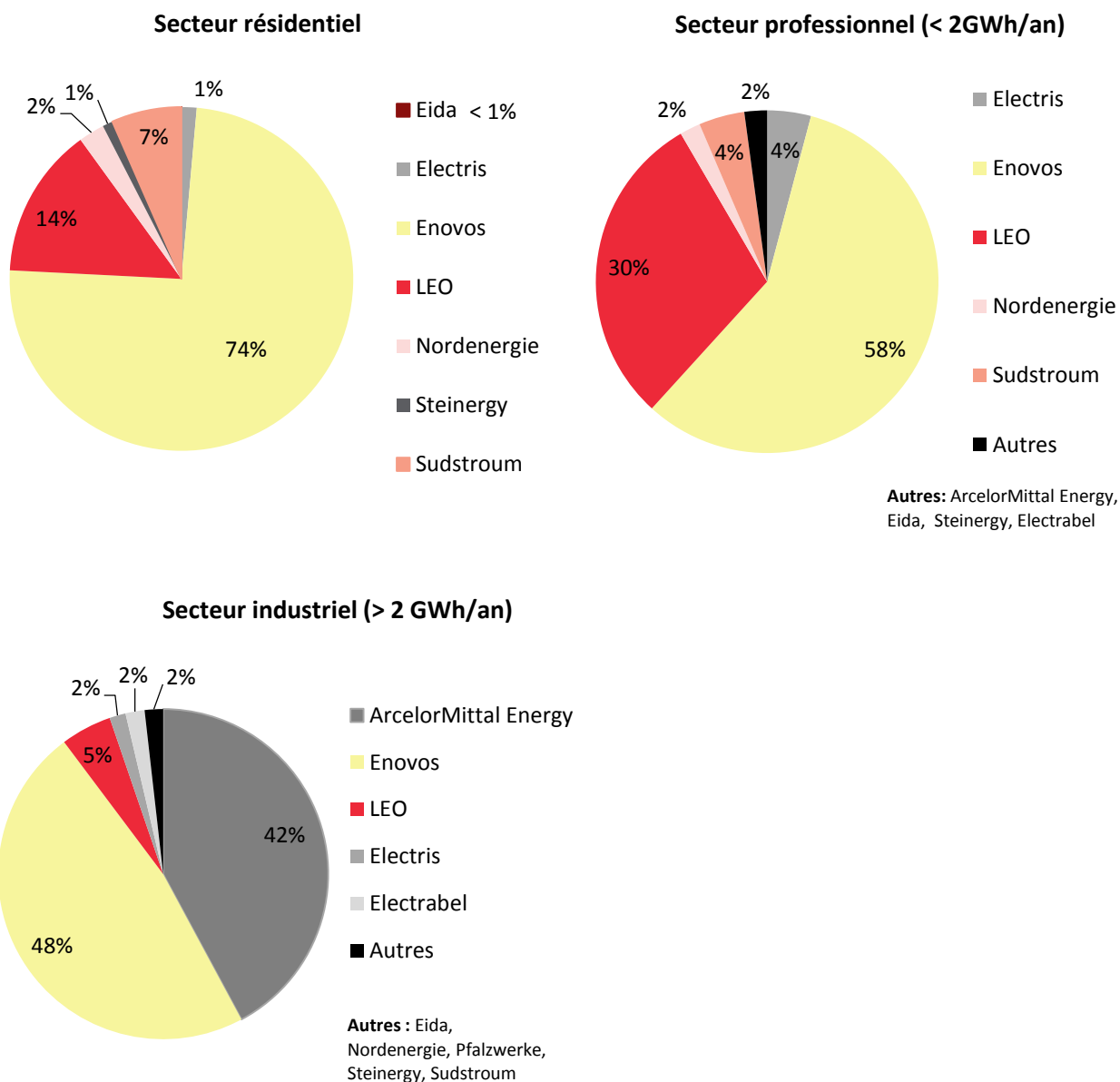


GRAPHIQUE 3 - RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL D'ÉLECTRICITÉ PAR SEGMENT DE CLIENTS

Volume d'énergie fournie (en TWh)	2012	2013	2014	2015	2016
Résidentiel	0,907	0,913	0,914	0,914	0,903
Secteur professionnel (< 2GWh)	1,485	1,637	1,585	1,607	1,651
Secteur industriel (> 2GWh)	3,996	3,914	3,756	3,847	3,803

TABLEAU 10 - ÉVOLUTION DU VOLUME D'ÉNERGIE FOURNIE AUX DIFFÉRENTS SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL

Sept entreprises d'électricité ont été actives sur le marché résidentiel et dix sur le marché non-résidentiel en 2016. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 4. 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., Steinerger S.A.), ceci surtout sur le secteur résidentiel et le secteur des PME.

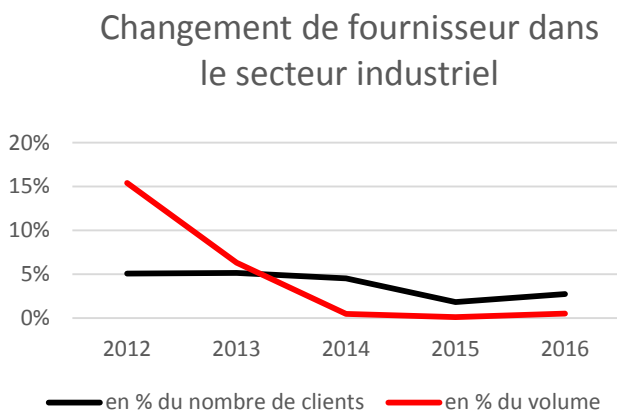
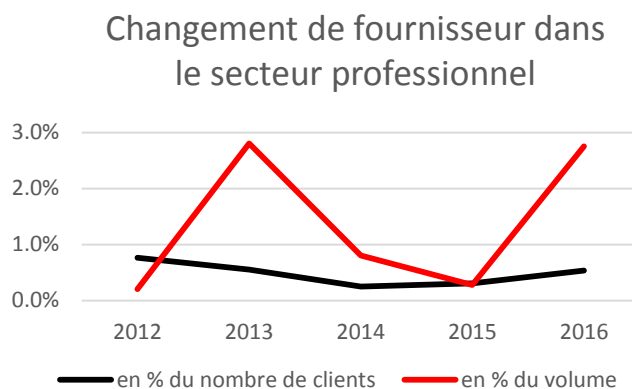
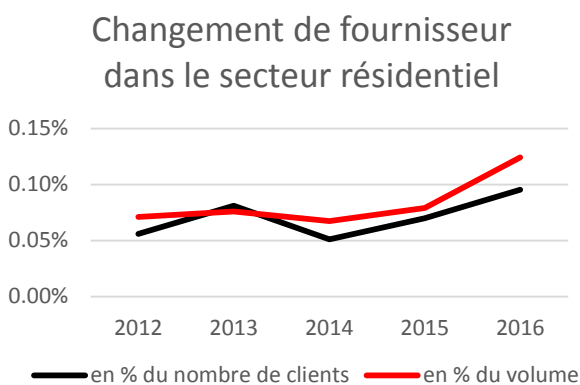


GRAPHIQUE 4 - PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ

### TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2016, 571 consommateurs ont changé de fournisseur, contre 357 en 2015. Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, a été de 1,1 % en termes de volume et de 0,2 % en termes de nombre de clients.

Le graphique ci-après donne une indication des taux de changement en termes de volume et en termes de nombre de clients dans les segments respectifs du marché de détail.



GRAPHIQUE 5 - ÉVOLUTION DU TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ EN TERMES DE VOLUME ET EN TERMES DE NOMBRE DE CLIENTS PAR SEGMENT

Le graphique montre une volatilité élevée du taux de changement de fournisseur en termes de volume, notamment pour les clients professionnels et industriels. En effet, un petit nombre de clients professionnels et 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, on note que l'activité de changement de fournisseur (en termes de nombre de clients et en termes de volume) a été plus élevée en 2016 par rapport à 2015, ce qui a été favorisé par la popularité du comparateur en ligne de prix pour l'électricité et le gaz naturel, dont le nombre des sessions enregistrées a augmenté en 2016 de presque dix fois par rapport à l'année 2013.

- **Segment résidentiel**

Dans le segment des ménages, qui représente en volume d'énergie environ 14,2% du marché de l'électricité, 224 changements de fournisseur ont été opérés en 2016 ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,1% en volume (voir Graphique 5). À première vue, ce faible taux peut s'expliquer par la faible différence de prix entre les offres des différents fournisseurs d'électricité. Cependant, cette différence de prix n'est pas négligeable pour un petit ménage et elle devient encore plus importante pour les ménages plus grands. En effet, un consommateur moyen (4000 kWh) en 2016 pouvait épargner environ 90 euros par an et un ménage de plus de 4 personnes jusqu'à 135 euros en changeant le produit du fournisseur standard avec celui du moins cher. Une comparaison des offres de prix de fourniture d'électricité pour les clients résidentiels a été récapitulée au tableau 11 pour les années 2013 à 2016 (à titre exemplaire pour la Ville de Luxembourg). La comparaison a été

effectuée grâce à l’outil Calculix, comparateur des prix mis en place par l’Institut qui peut être consulté sur Internet.<sup>38</sup> La consommation par nombre de personnes dans le ménage est indicative :

Écart calculix entre produit standard et produit le moins cher				
année	consommation	ménage	écart	date contrôle
2016	4000 kWh/an	2 personnes	<b>88,56 €</b>	10.12.2016
	6000 kWh/an	4 personnes	<b>119,88 €</b>	
	7000 kWh/an	4+ personnes	<b>135,54 €</b>	
2015	4000 kWh/an	2 personnes	32,40 €	10.12.2015
	6000 kWh/an	4 personnes	40,12 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	45,33 €	
2014	4000 kWh/an	2 personnes	32,40 €	10.12.2014
	6000 kWh/an	4 personnes	44,63 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	53,18 €	
2013	4000 kWh/an	2 personnes	32,40 €	10.12.2013
	6000 kWh/an	4 personnes	44,64 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	53,18 €	

TABEAU 11 - ÉVOLUTION DE LA COMPÉTITIVITÉ DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ FOURNIE AUX CLIENTS RÉSIDENNELS

Les offres se différencient également par les caractéristiques des produits offerts, tel que l’origine (hydroélectrique, solaire, éolienne, etc...) de la production d’électricité.

On peut remarquer que l’écart de prix entre le produit standard et le produit le moins cher a augmenté pour toutes tailles de ménages entre 2015 et 2016, ce qui peut suggérer une amélioration de l’environnement compétitif pour tous les ménages.

Au sein d’un même fournisseur, il y a eu un total de 21 965 changements de contrats de fourniture par les clients résidentiels en 2016 (tous fournisseurs confondus), alors que l’année précédente ils étaient seulement 2 644, ce qui sur une totalité de 234 736 clients résidentiels au Grand-Duché de Luxembourg représente un taux de changement interne auprès d’un même fournisseur de 9.4%, par rapport à 1% de l’année 2015. Même si le nombre de changements entre fournisseurs est faible, on constate un nombre important de changements de contrats au sein du même fournisseur, c.-à-d. des changements de contrats de fourniture sans changement de fournisseur. Ainsi 21 965 fois, les clients ont opté pour une nouvelle formule de prix auprès de leur fournisseur existant. Ceci est un signe que les clients commencent à reconsidérer leurs conditions d’approvisionnement.

En ce qui concerne les contrats de fourniture intégrée offerts aux clients résidentiels, ceux-ci ont généralement une durée indéterminée (92,7%) tout en étant résiliables à brève échéance, normalement égale ou inférieure à un mois. Des contrats à durée déterminée (7,3%), 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. En particulier, fin 2016 57% avaient opté pour la facturation électronique, contre 43% de clients qui sont restés avec la facturation papier.

<sup>38</sup> <http://www.calculix.lu/>

- **Segment professionnel (< 2 GWh)**

Parmi le segment du commerce et de l'industrie moyenne, 341 clients ont changé de fournisseur au cours de l'année 2016. Ces clients représentent un volume annuel total de 44,9 GWh, soit une augmentation de 40,4 GWh par rapport à 2015. Avec un taux de changement en termes de nombre des clients dans ce segment de 0,5% et en termes de volume de 2.7%, ce taux a augmenté par rapport à 2015. En 2015, il se situait à 0,3% en volume par rapport à 0,8% en 2014.

- **Segment industriel (> 2 GWh)**

Dans le secteur industriel, 6 clients industriels ont changé de fournisseur pour un volume total de 21,7 GWh, soit une augmentation de 17 GWh par rapport à 2015 ce qui représente un taux de changement en 2016 de 0,6% 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.

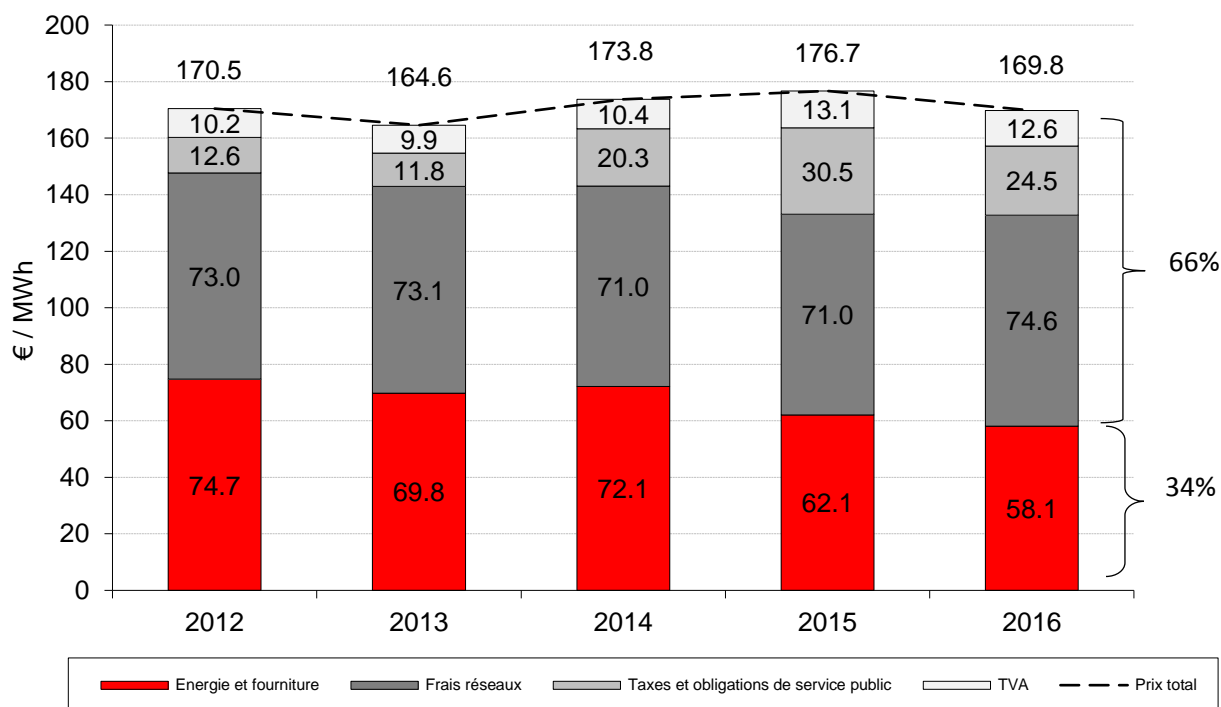
Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les quatre composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

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, ainsi que la contribution aux obligations de service public telle que celle au mécanisme de compensation ;
4. 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>39</sup> pour le second semestre des années 2012 à 2016.

---

<sup>39</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.



GRAPHIQUE 6 - DÉCOMPOSITION DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS)

Les prix de la fourniture intégrée pour les clients résidentiels ont diminué de 4% en 2016 par rapport à 2015. La diminution s'explique notamment par une moindre contribution au mécanisme de compensation (obligations de service public) ainsi que par une diminution du prix de l'énergie proprement dite.

Le graphique 7 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)<sup>40</sup> - EEX<sup>41</sup> Power Derivatives -Phelix Futures and Options) avec livraison entre 2010 et 2015 ainsi que le développement sur le marché « spot » (Power Spot Market (SM)<sup>42</sup> - EpexSpot - Market Area Germany/Austria) pour les années 2011 à 2016.

Une variété de stratégies d'approvisionnement de l'électricité sur les marchés à terme (3-years-ahead, 2-years-ahead, year-ahead)<sup>43</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.

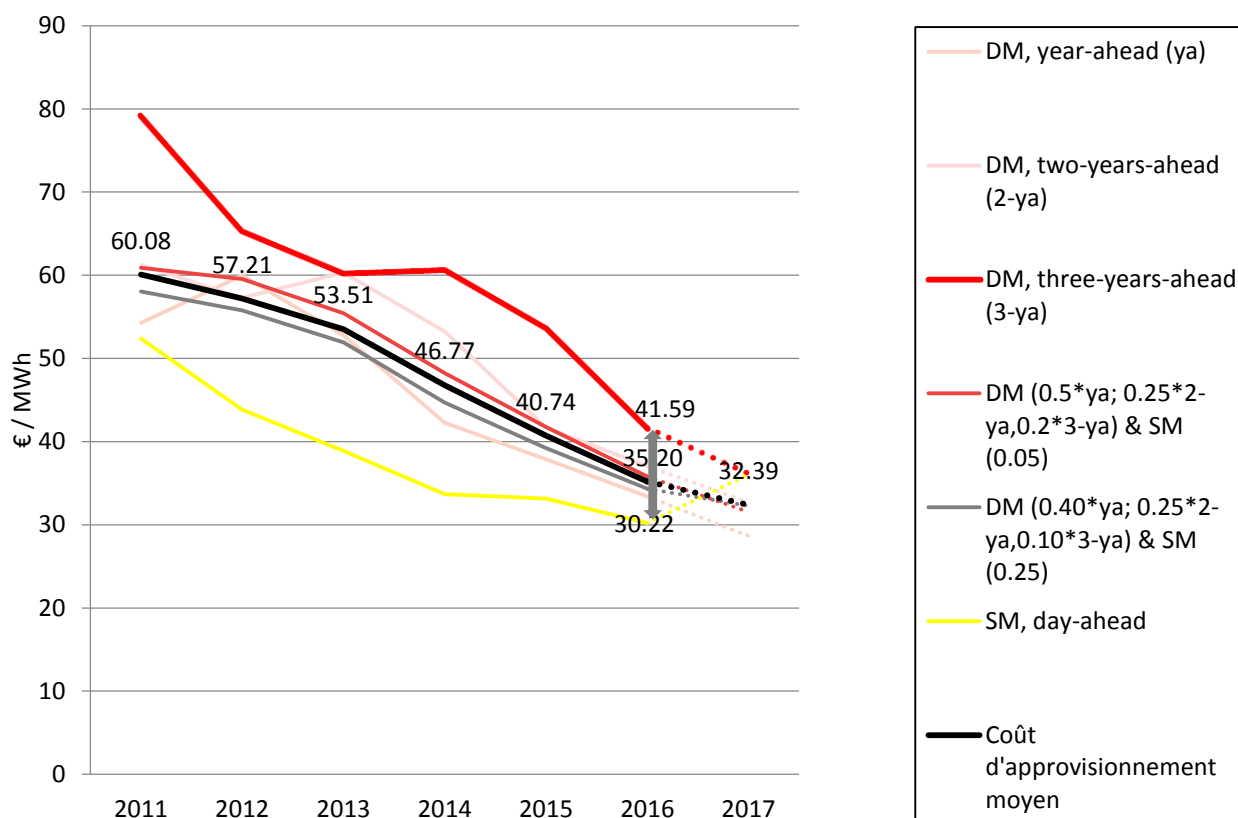
<sup>40</sup> Power Derivatives Market (DM) = marché à terme : marché où les règlements se font à une échéance ultérieure, et prévue à l'avance de celle où les transactions sont conclues.

<sup>41</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>42</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.

<sup>43</sup> Approvisionnement d'électricité 1, 2 ou 3 années avant la livraison.





GRAPHIQUE 7 - DÉVELOPPEMENT SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

Un domaine repéré sur le graphique 7 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 2016, les coûts d'approvisionnement sur la bourse pour un fournisseur se situent entre 30,2 €/MWh et 41,6 €/MWh. Le coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne des prix résultant des différentes stratégies d'approvisionnement de l'électricité, se situe à 35,20 €/MWh.

L'Institut remarque que les coûts d'approvisionnement de l'électricité ont diminué depuis 2011. Ce constat est vrai pour chaque scénario représenté et donc également pour la moyenne des scénarios. En effet, la plupart des produits « à terme » et le produit « spot » ont connu une diminution de prix. Par exemple, le produit à terme « year-ahead » a baissé d'environ 44%, et le produit « spot » de 31% entre 2011 et 2016.

Pour la période 2011 à 2016, sauf pour l'année 2014, il existe une corrélation entre le prix du marché de gros et le prix du marché de détail offert aux clients résidentiels. 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. En particulier, les prix de gros ont diminué en moyenne de 5,55 €/MWh entre 2015 et 2016. Cette diminution a été reflétée au Luxembourg par une baisse du prix de la fourniture de 4 €/MWh.

Le rapport sur l'évolution des prix de l'électricité<sup>44</sup> publié fin de l'année 2016 reprend cette analyse plus en détail pour la période 2011-2015<sup>45</sup>.

L'évolution des prix de l'électricité pour les clients industriels est disponible sur les pages Internet d'Eurostat<sup>46</sup>.

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

En vertu de l'article 54 (3 bis) de la Loi Électricité, 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 encourage les clients à procéder à l'analyse des offres afin de choisir le produit et le fournisseur répondant au mieux à leurs attentes. Le client résidentiel peut comparer les offres disponibles sur [www.calculix.lu](http://www.calculix.lu), qui facilite la comparaison de l'ensemble des offres pour les clients résidentiels.

L'Institut constate que le consommateur doit être mieux informé sur la formation des prix ainsi que sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel et la façon d'y participer. L'Institut recommande aux fournisseurs de mettre à disposition du public des informations plus détaillées, comme par exemple la décomposition du prix de la fourniture intégrée dans ses différentes composantes (Frais réseau, Énergie et fourniture, Taxes et TVA), les remises éventuelles, etc. ou encore la manière avec laquelle les prix sont sensés évoluer. Ces informations devraient être facilement accessibles, par exemple sur leurs sites Internet et aux points de vente. Une augmentation significative de la transparence de l'évolution des prix de la fourniture pourrait être atteinte, si les fournisseurs proposaient des formules de prix se basant sur des indicateurs publiquement accessibles ou rendaient accessibles les formules sur lesquelles se base le calcul de leur prix.

En plus, au cours de l'année 2016, l'Institut a vérifié la mise en œuvre pratique des nouvelles dispositions introduites par la loi du 19 juin 2015 suivant lesquelles le fournisseur d'électricité et de gaz naturel a l'obligation d'avertir les clients résidentiels en temps utile et en tout cas trente jours à l'avance, de manière transparente et compréhensible, de toute intention de modifier les conditions contractuelles et de tout changement des prix de la fourniture d'électricité, et les informer qu'ils sont libres de résilier sans préavis et sans frais pour eux le contrat avant l'entrée en vigueur dudit changement. À ce sujet, l'Institut recommande aux fournisseurs de rendre plus efficace et ponctuelle la communication envers les consommateurs lors de changements prévus des conditions contractuelles, étant donné qu'au cours de l'année 2016 les nouvelles dispositions n'ont pas été implémentées en pratique de façon satisfaisante.

---

<sup>44</sup> <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-316.pdf>

<sup>45</sup> Le prochain rapport de l'ILR sur l'évolution des prix de l'électricité pour la période 2012-2016 sera publié fin de l'année 2017.

<sup>46</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

En outre, l'Institut invite les fournisseurs à respecter une cohérence entre l'évolution du prix de la fourniture, le prix des marchés de gros sous-jacents et leur marge brute. La situation actuelle ne permet pas à l'Institut de conclure sur le caractère raisonnable de l'évolution de la marge brute.

L'Institut, pour sa part, entend étendre ses activités à destination des consommateurs. 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 incluant du matériel didactique et informatif sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Les consommateurs sont invités à s'informer, notamment par le biais des fiches d'information qui sont disponibles sur ce site et qui renseignent 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. Enfin, un aide-mémoire comprenant des informations pratiques sur les droits des consommateurs ainsi qu'un glossaire sont disponibles sur le site de l'Institut<sup>47</sup> ainsi que sur le site du guichet unique de l'énergie [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu) et sur les sites des fournisseurs.

---

<sup>47</sup> Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

## ÉTIQUETAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

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.

À 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. À 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.

L'Institut a adopté le règlement E16/37/ILR du 3 octobre 2016 abrogeant le règlement modifié E10/23/ILR du 21 septembre 2010 concernant la détermination de la composition et de l'impact environnemental de l'électricité fournie. Le règlement E16/37/ILR du 3 octobre 2016 permet de clarifier les concepts de « mix résiduel » et de « valeurs par défaut de l'impact environnemental ».

Les caractéristiques du mix résiduel de l'année civile révolue ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental sont déterminées par l'Institut et communiquées à chaque fournisseur avant le 31 mars de chaque année. Les caractéristiques du mix résiduel sont à utiliser par chaque fournisseur pour l'établissement du mix du produit et du mix du fournisseur pour les quantités d'électricité fournies à des clients finals lorsque l'origine de cette électricité ne peut pas être vérifiée par un traçage explicite. Les valeurs par défaut de l'impact environnemental sont à utiliser par chaque fournisseur pour l'établissement du mix du produit et du mix du fournisseur lorsqu'aucune information vérifiable et certifiée par un organisme indépendant n'est disponible.

En 2016, le mix national se compose de 55% d'énergies renouvelables, de 35% d'énergies fossiles et de 10% d'énergie nucléaire. Cette composition reste donc stable par rapport à 2015. À noter que pour les consommateurs résidentiels l'ensemble des offres disponibles se base exclusivement sur des produits d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

### 2.3. Sécurité d'approvisionnement

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

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

Dans l'accomplissement de cette surveillance, il communique un rapport bisannuel 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'ÉQUILIBRE 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'Énergie ; elle couvre notamment l'adéquation entre l'offre et la demande, les capacités de production existantes, celles en projet ou en construction, ou encore le niveau d'investissements nécessaires au bon fonctionnement actuel et futur des infrastructures. Les perspectives à moyen et long terme sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité sont documentées par le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie dans son rapport bisannuel dont le dernier en date est de juillet 2016<sup>48</sup>.

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

Le rapport du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie mentionne le rapport de mars 2015<sup>49</sup> rédigé par les gestionnaires de réseau de transport de la région Centre-Ouest établi dans le cadre du Forum Penta-latéral. Ce rapport montre qu'aucune conclusion négative ne peut être tirée quant à la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg. Néanmoins, dans la mesure où la Belgique et la France sont susceptibles de rencontrer des problèmes de charge, il convient de surveiller la situation de près.

Les centrales de production principales sur le territoire luxembourgeois sont :

- La centrale turbine-gaz-vapeur (TGV) d'Esch-sur-Alzette, d'une puissance de 376 MW. En octobre 2016, la centrale a été mise hors service définitive par l'exploitant après que la centrale n'a pas été retenue pour faire partie de la réserve stratégique belge pour l'hiver 2015/2016, ni au-delà de cette période. De plus, la centrale ne présentait pas d'intérêt potentiel pour fournir les services systèmes à Creos et à son homologue belge Elia.
- La centrale hydroélectrique de Vianden, centrale à accumulation par pompage. Cette centrale, ayant une puissance de pompage de 1.296 MW, est située à la frontière avec l'Allemagne et fait électriquement partie du système allemand étant donné son raccordement direct au réseau d'Amprion.

La capacité de production totale installée s'est élevée à 414 MW en 2016, contre 728 MW en 2015 (voir tableau 12 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

<sup>48</sup> <http://www.gouvernement.lu/6317177/Bericht-ueber-die-Versorgungssicherheit-im-Strombereich-in-Luxemburg-2016.pdf>

<sup>49</sup> Penta-lateral Energy Forum Support Group 2 - Generation Adequacy Assessment - Studie, 05. März 2015

1.085 MW. Cette diminution est due à la fermeture en octobre 2016 de la centrale TGV d'Esch-sur-Alzette.

Dans la zone Creos, 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) 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. Les nouveaux parcs éoliens ayant vu le jour en 2016 sont Oekostroum Weiler S.A. avec 21 MW, Wandpark Hengischt S.A. avec 20,7 MW et Wandpark Kehmen-Heischent S.A. avec 19,7 MW.

La capacité totale disponible dans la zone Creos est de 414 MW. Cette augmentation par rapport à l'année 2015 (352 MW) est due à une augmentation en capacité des centrales basées sur les sources d'énergie renouvelables (+ 62 MW). Au cours de l'année 2016, 22 nouvelles éoliennes avec une puissance installée de 62,7 MW ont été mises en service alors que 8 éoliennes (6,8 MW) ont été démontées. En outre la puissance installée des centrales photovoltaïques a augmenté de 6 MW en 2016 par rapport à l'année précédente.

## CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG

	31.12.2015		31.12.2016	
	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales
<b>COGENERATION:</b>				
Centrales industrielles:	15 800	2	15 800	2
Petites Centrales:	85 130	87	85 130	87
Microcentrales:	919	43	919	43
Autoproduction:	2 560	1	2 560	1
<b>Total:</b>	<b>104 409</b>	<b>133</b>	<b>104 409</b>	<b>133</b>
<b>THERMIQUE:</b>	<b>393 250</b>	<b>2</b>	<b>17 250</b>	<b>1</b>
<b>HYDRO-ELECTRIQUE:</b>				
Centrale de pompage:	1 296 000	1	1 296 000	1
Centrales Moselle, Sûre:	32 300	4	32 300	4
Microcentrales:	1 966	29	2 018	30
<b>Total:</b>	<b>1 330 266</b>	<b>34</b>	<b>1 330 318</b>	<b>35</b>
<b>EOLIENNE:</b>	<b>63 794</b>	<b>54</b>	<b>119 694</b>	<b>68</b>
<b>BIOGAZ:</b>	<b>9 570</b>	<b>26</b>	<b>9 940</b>	<b>26</b>
<b>GAZ DES STATIONS D'EPURATION D'EAUX USEES:</b>	<b>2 258</b>	<b>7</b>	<b>2 258</b>	<b>7</b>
<b>GAZ DE DECHARGE:</b>	<b>75</b>	<b>1</b>	<b>75</b>	<b>1</b>
<b>PHOTOVOLTAIQUE: (*)</b>	<b>116 272</b>	<b>5 979</b>	<b>121 896</b>	<b>6 414</b>
<b>BOIS DE REBUT:</b>	<b>3 750</b>	<b>1</b>	<b>3 750</b>	<b>1</b>
<b>BIOMASSE SOLIDE:</b>	<b>165</b>	<b>1</b>	<b>165</b>	<b>1</b>
<b>TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES:</b>	<b>2 023 809</b>	<b>6 238</b>	<b>1 709 755</b>	<b>6 687</b>
<b>TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALE DE POMPAGE):</b>	<b>727 809</b>	<b>6 237</b>	<b>413 755</b>	<b>6 686</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 12 - CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG

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

Pour éliminer les risques à long terme vis-à-vis de la sécurité d'approvisionnement, le renouvellement du réseau en cours est poursuivi.

Des investissements ont également été réalisés pour supprimer le risque de congestions internes sur certaines lignes de transport luxembourgeoises. Ainsi, une ligne haute tension double à 220 kV permettant le transport entre le poste de Heisdorf et le Centre / Sud du pays (« Luxembourg-Ring ») a été mise en service fin 2016.

En outre, afin de pouvoir importer l'énergie requise pour couvrir la charge à venir de Creos qui ne cesse d'augmenter (mobilité électrique, data centres...), des projets de renforcement du réseau de transport avec ceux des pays voisins sont à l'étude avec les gestionnaires des réseaux de transport limitrophes. D'une part, la solution actuelle en cours d'implémentation réside dans la mise en place d'une interconnexion avec la Belgique qui va permettre de disposer d'une capacité d'interconnexion de 400 MVA via des lignes existantes, en couplant les marchés belge et allemand/luxembourgeois. Un développement à plus long terme, assurant cette fois-ci une redondance des lignes vis-à-vis du critère N-1, est examiné. D'autre part, une étude d'un renforcement avec l'Allemagne va être lancée afin d'augmenter considérablement les capacités pour couvrir les besoins à long terme.

Le déploiement des compteurs intelligents au Luxembourg permettra également de mieux connaître le comportement d'utilisation du réseau de sorte que les gestionnaires de réseau sauront répondre plus efficacement aux besoins et adapter l'expansion des réseaux en conséquence.

## ***MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS 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 Électricité, 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 de juillet 2016 mentionne qu'une coopération plus étroite entre les régions est essentielle pour évaluer et garantir la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg car l'évolution de l'énergie dans les pays limitrophes a un impact majeur sur le Luxembourg. Cela concerne notamment les services systèmes et l'équilibrage fournis par le gestionnaire de réseau allemand Amprion.

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 de juillet 2016 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 2030, 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 trouve 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 13 du chapitre 3.1.2. 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 la directive 2009/73/CE, le législateur luxembourgeois a tout de même transposé ladite directive établissant ainsi un cadre législatif assurant un degré d'indépendance spécifique au gestionnaire de réseau de transport. Dès lors, un gestionnaire de réseau de transport faisant partie d'une entreprise de gaz naturel verticalement intégrée doit répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et de prise de décision qu'un gestionnaire de réseau de distribution. 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).

Les efforts opérés par le gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel Creos Luxembourg S.A. pour répondre aux exigences de dissociation juridique, fonctionnelle et comptable, rapportés sous la section 2.1.1. du présent rapport, sont également de vigueur pour le marché du gaz naturel.

Avec la mise en place du marché intégré BeLux entre le Luxembourg et la Belgique depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, un système commun d'équilibrage a été mis en place au sein de ce marché. Pour assurer la gestion de l'équilibrage, une nouvelle entité, la société Balansys S.A., fut créée conjointement par Creos et Fluxys (le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel en Belgique), et désignée comme coordinateur d'équilibre pour le Luxembourg par arrêté ministériel du 27 juillet 2015. Alors que le cadre légal belge requis pour l'intégration des régimes d'équilibrage transfrontaliers a été déjà mis en place, certaines décisions de la part du régulateur fédéral belge (la CREG) restent à être finalisées pour que Balansys puisse devenir le coordinateur d'équilibre pour l'ensemble de la zone BeLux. Dans ce rôle, la société doit également se doter d'un « compliance officer » et établir un programme d'engagement à soumettre à la CREG pour avis et à l'approbation de l'ACER – l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

## **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 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 en provenance de Russie, du Qatar, de la Mer du Nord ou des Pays-Bas, abstraction faite des 5,46 millions de mètres cube - soit 60,6 GWh - de biogaz (produit par méthanisation) injectées localement dans le réseau en 2016, 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.

## **ACCÈS AU RÉSEAU 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 physiques :

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

Avec la mise en place du marché intégré BeLux entre le Luxembourg et la Belgique depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, les droits d'accès entrée-sortie entre la Belgique et le Grand-Duché du Luxembourg ont été supprimés et le Zeebrugge Trading Point (ZTP) est devenu le point d'échange de gaz de la zone intégrée. Étant donnée la suppression du point d'interconnexion Bras/Pétange de l'offre commerciale, les utilisateurs du réseau de transport ne doivent plus réserver de capacité en ce point pour acheminer du gaz entre la Belgique et le Luxembourg. L'approvisionnement du Luxembourg peut 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.

Le point d'interconnexion Remich devient une entrée pour le marché intégré BeLux, reliant ainsi le hub NCG au hub ZTP. Creos y commercialise un produit de capacité conditionnel pour le transport de gaz naturel de la zone NCG vers la zone ZTP, nécessaire à la sécurisation de l'approvisionnement du Luxembourg pour des journées de consommation élevée. Ce produit, commercialisé à travers un mécanisme d'enchères sous la forme de produits trimestriels, dont le prix de réserve est approuvé par l'Institut, est lié à des obligations de nomination garantissant les flux nécessaires à la sécurisation des clients luxembourgeois. Il n'est pas nécessaire pour les fournisseurs de souscrire de la capacité de sortie du réseau allemand au point d'interconnexion Remich : Creos souscrit et exploite cette capacité de sortie pour le compte des fournisseurs ayant souscrit le produit de capacité d'entrée conditionné.

## **AJUSTEMENT ET ÉQUILIBRAGE**

Depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, un système commun d'équilibrage, conforme 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, a été mis en place au sein du marché intégré BeLux. Les services d'équilibrage offerts concernent 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 intra-journaliers et journaliers, et facturation.

Ainsi, pour la zone H BeLux et la zone L belge, le coordinateur d'équilibre calcule la position d'équilibrage individuelle de chaque utilisateur réseau actif et la position d'équilibrage du marché basée sur les informations provisoires envoyées par les gestionnaires de réseau de transport de la zone BeLux et par le gestionnaire du hub ZTP, pour chaque heure de la journée gazière.

En cours de journée gazière (infra-journalier), le coordinateur d'équilibre n'intervient pas tant que la position d'équilibrage du marché reste dans les limites supérieures et inférieures (seuils de marché) qu'il a prédéfinies pour le marché BeLux. Si la position d'équilibrage du marché dépasse le seuil de marché (niveau supérieur ou inférieur), l'excès ou le déficit est immédiatement réglé proportionnellement avec les utilisateurs du réseau à l'origine de cet excès ou de ce déficit via leur position d'équilibrage individuelle. Le coordinateur d'équilibre initie alors une transaction de vente ou d'achat sur le marché des commodités, respectivement pour la quantité d'excès ou de déficit. En 2016, 30 interventions réparties sur 16 jours ont eu lieu pour compenser à chaque fois un déficit de gaz sur le marché BeLux, pour un coût global de 841 k€.

En fin de journée, la position d'équilibrage de chaque utilisateur réseau et la position d'équilibrage du marché sont ramenées à zéro via un règlement d'équilibrage. En 2016, la situation du marché BeLux en fin de journée a été déficitaire en gaz sur 63% des jours et excédentaire en gaz sur 37% des jours. Les actions d'achat et de ventes de gaz pour ramener la position des acteurs et du marché à zéro ont représenté respectivement 9.6 millions € et 5.8 millions d'euros.

Les tarifs d'équilibrage se composent d'une redevance de déséquilibre journalier et d'une redevance de déséquilibre infra-journalier, ainsi que d'une redevance d'équilibrage à des fins de neutralité. Un petit ajustement, visant à encourager les utilisateurs du réseau à réduire le déséquilibre du marché, est appliqué dans le cadre de la formule du prix de vente marginal et du prix d'achat marginal pour la redevance de déséquilibre journalier, respectivement intra-journalier. La valeur de ce petit ajustement peut varier selon qu'il est appliqué pour les utilisateurs réseau qui contribuent au déséquilibre du marché (les contributeurs) ou pour les utilisateurs réseau qui réduisent le déséquilibre du marché (les réducteurs).

Depuis le juillet 2015, la société Balansys est désignée comme coordinateur d'équilibre pour assurer la gestion de l'équilibrage pour le Luxembourg. Dès que les décisions y relatives de la part du régulateur belge seront finalisées, Balansys deviendra également le coordinateur d'équilibre pour l'ensemble de la zone BeLux. En attendant, des mesures transitoires ont été instaurées de sorte que Fluxys continue à assumer l'ensemble de ses tâches liées à l'équilibrage en Belgique.

Les modalités de recouvrement des frais de fonctionnement du coordinateur à des fins de neutralité ont été approuvées par l'Institut (règlement E15/38/ILR) après consultation. En ce qui concerne les tarifs d'équilibrage tels que prévus dans le règlement européen, la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité a été modifiée par l'introduction d'une charge de neutralité non nulle tandis que les valeurs des petits ajustements sont restés les mêmes (approbation par règlement E16/59/ILR).

## ACCÈS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Au niveau de la distribution, les différents gestionnaires de réseau de gaz naturel sont repris dans le tableau 13 suivant :

Fonction	Gestionnaire de réseau / Propriétaire	Longueur du réseau Haute pression (km)	Longueur du réseau Moyenne pression (km)	Longueur du réseau Basse pression (km)
GRT, GRD	Creos Luxembourg S.A.	281,8	427,4	1.350,1
GRD	Sudgaz S.A.	13,3	315,8	782,4
GRD	Ville de Dudelange	0	12,4	76,0

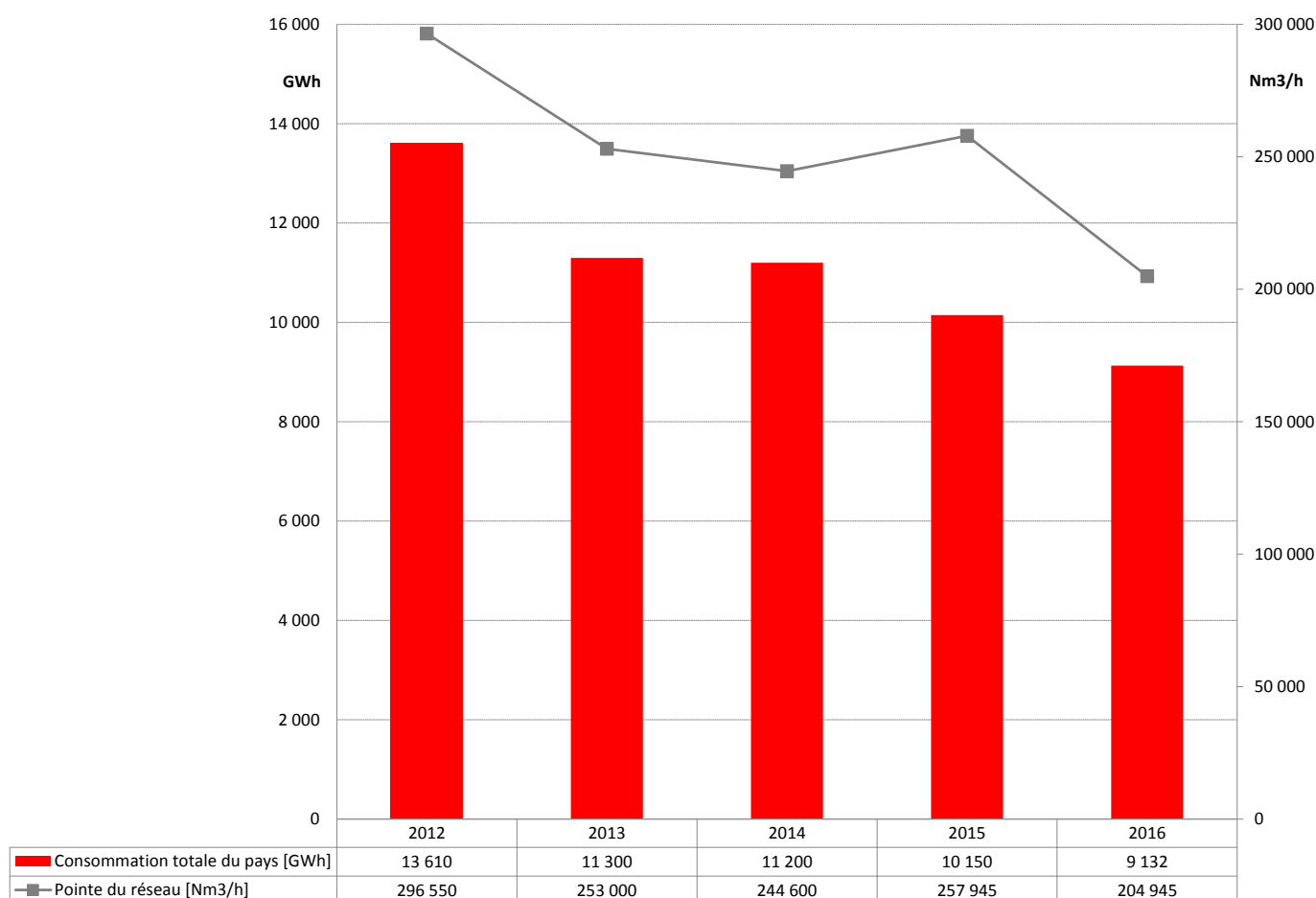
TABLEAU 13 - INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX GAZ NATUREL - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2016

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.

Avec les nouvelles règles d'équilibrage au sein du marché BeLux, la mise en place d'allocations horaires pour que les Expéditeurs aient une vision régulière de leur déséquilibre au cours de la journée, a été introduite dans le code de distribution ; ceci implique que les gestionnaires de réseau de distribution doivent communiquer au GRT Creos les informations de consommations sur base horaire, et non plus sur base journalière. En outre, les conditions générales d'accès au réseau de distribution de Creos ont été modifiées en conséquence.

## ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

En 2016, la consommation nationale (9,13 TWh) était inférieure par rapport à l'année précédente (10,1 TWh en 2015). Cette diminution est liée à une baisse de consommation dans le secteur des producteurs d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération) par rapport à 2015.



GRAPHIQUE 8 - ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ET DE LA POINTE DU RÉSEAU DE GAZ NATUREL À PARTIR DE L'ANNÉE 2012

### MESURES DE SAUVEGARDE

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg<sup>50</sup> a été élaboré de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, conformément à la Loi Gaz. Le délestage est une démarche organisée de réduction sensible temporaire de la consommation d'énergie, qui peut être engagée par les gestionnaires de réseau de transport ou de distribution, afin de 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 de personnes. Il constitue un outil utilisable en ultime recours par les gestionnaires de réseaux d'énergie du Grand-Duché de Luxembourg pour prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences lorsque ces derniers se produisent. En vertu du règlement (UE) n° 994/2010, le Ministère de l'Économie, 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>51</sup> et un plan d'urgence<sup>52</sup>. Le plan d'action préventif contient une présentation des obligations imposées aux entreprises de gaz naturel au Luxembourg dans le cadre

<sup>50</sup> <http://www.creos-net.lu/entreprises/gaz-naturel/professionnels-dso/plan-de-delestage.html>

<sup>51</sup> <http://www.gouvernement.lu/4604916/plan-action.pdf>

<sup>52</sup> <http://www.gouvernement.lu/4579863/plan-urgence.pdf>

législatif en vigueur, les résultats de l'évaluation des risques, une évaluation de la situation de Luxembourg vis-à-vis des normes d'infrastructures et d'approvisionnement du règlement (UE) n° 994/2010, une présentation des mesures préventives visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement. Le plan d'urgence contient le cadre législatif luxembourgeois, la définition des niveaux de crise selon le règlement (UE) n° 994/2010, une vue d'ensemble des acteurs et de leurs rôles respectifs, les modalités de déclenchement des niveaux de crise, la présentation des étapes clés des procédures de crise et des flux d'information entre acteurs.

En outre, un mécanisme d'effaçabilité introduit dans le cadre du marché intégré BeLux constitue une mesure supplémentaire pour éviter le déclenchement des mesures du plan de délestage en cas d'événements exceptionnels annoncés ou prévisibles (voir § 3.3).

### **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.

#### **3.1.3. Tarifs 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.

En 2016 après consultation publique, le nouveau Règlement E16/13/ILR a été adopté le 13 avril. Il couvre la période de régulation 2017 à 2020 et abroge le règlement modifié E12/06/ILR du 22 mars 2012.

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

Le règlement <sup>E</sup>16/13/ILR du 13 avril 2016 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. Comme pour la première période de régulation, l'Institut a maintenu la méthode tarifaire pour le marché du gaz naturel similaire à celle du marché de l'électricité. Pour plus d'informations, le lecteur est invité de se diriger vers la section correspondante dans le chapitre 2 du présent rapport relatif au marché de l'électricité.

Néanmoins certaines différences se sont imposées par rapport à l'électricité. En particulier, les rémunérations additionnelles ont été adaptées au secteur du gaz naturel et comprennent la mise en place d'une péréquation tarifaire nationale, la dissociation des métiers, l'inscription du gestionnaire du réseau de transport sur la liste publiée au journal officiel de l'Union européenne, l'accueil de nouveaux fournisseurs sur les réseaux de distribution ainsi que la mise en place d'une plateforme informatique centralisée des informations énergétiques.

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



Les tarifs approuvés par l'Institut peuvent être consultés sur son site Internet<sup>53</sup>, ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux.

Depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, le modèle de tarification a été adapté dans le cadre de la mise en œuvre du projet BeLux de façon à appliquer les tarifs principalement aux points de sortie.

Ainsi, les fournisseurs désirant livrer au Luxembourg peuvent dorénavant se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents sans devoir réserver de la capacité de transport vers le Luxembourg ; ils n'ont donc plus à payer les frais d'acheminement correspondants. Les seuls tarifs applicables pour l'utilisation du réseau au Luxembourg sont des tarifs de sortie, que ce soit sur le réseau de transport ou le réseau de distribution ; ces tarifs de sortie rémunèrent l'ensemble des infrastructures de réseau depuis l'entrée dans la zone de marché intégrée jusqu'au point de sortie sur le réseau de transport ou le réseau de distribution. La tarification du réseau est donc devenue plus transparente et clairement identifiable à chaque point de sortie du réseau.

Par ailleurs, certaines dispositions particulières s'appliquent au point d'entrée Remich qui est devenu un point d'entrée pour toute la zone BeLux.

Pendant le développement du projet BeLux, l'Institut a pris soin de veiller à ce que l'approvisionnement en gaz naturel ne devienne pas, dans son ensemble, plus onéreux pour le consommateur. Il est incontestable que certains frais de transport, jusqu'à présent à charge des fournisseurs, sont intégrés dans les nouveaux tarifs de sortie du réseau. En contrepartie, le prix de fourniture du gaz naturel a dû baisser en conséquence.

La structure tarifaire harmonisée pour les réseaux de distribution répartit les utilisateurs des réseaux de distribution en trois catégories. L'affectation à la catégorie correspondante se fait en fonction du type de compteur installé chez l'utilisateur du réseau :

- À la catégorie 1 appartiennent les clients ayant un compteur G4 à G16. Cette catégorie paie une composante volume ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau, cette dernière étant identique dans tous les réseaux de distribution ;
- À la catégorie 2 appartiennent les clients ayant un compteur G25 à G40. Cette catégorie paie une composante volume, une composante capacité ainsi qu'une redevance 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 ;
- À la catégorie 3 appartiennent les clients ayant un compteur G65 ou supérieur. Cette catégorie paie 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.

---

<sup>53</sup>[https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Gaz-naturel/Commun/Decisions-et-reglements-ILR/\\_layouts/15/ILR.Internet/Publications.aspx](https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Gaz-naturel/Commun/Decisions-et-reglements-ILR/_layouts/15/ILR.Internet/Publications.aspx)

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.

Concernant le tarif d'utilisation du réseau de transport, le système de tarifs de sortie au point de fourniture distribution distingue entre tarif annuel de sortie pour la capacité effaçable et tarif annuel de sortie pour la capacité non effaçable. Ces deux tarifs sont appliqués à la capacité horaire maximale respective de chaque réseau de distribution pendant une année calendaire et facturés au gestionnaire de réseau de distribution concerné. Un rabais sur les tarifs d'utilisation du réseau de distribution est accordé aux utilisateurs du réseau dont la consommation de gaz naturel est effaçable à la demande du gestionnaire de réseau de distribution. En effet, la législation prévoit des mesures de sécurité d'approvisionnement, en particulier pour protéger les consommateurs résidentiels. Les coûts relatifs à cette protection seront attribués explicitement aux catégories de clients visés par la protection. Ainsi les clients raccordés directement au réseau de transport n'y contribueront pas. Les clients d'une certaine taille qui sont raccordés aux réseaux de distribution pourront, lorsqu'ils répondent aux critères définis, sortir de la protection et opter pour le régime "effaçable à la demande du gestionnaire de réseau". En contrepartie de son engagement à s'effacer au besoin, un tel client ne contribuera pas aux frais de la sécurisation.

Le tableau 14 ci-après renseigne sur les prix total du gaz naturel (énergie et frais réseau, hors taxes) tels que publiés par Eurostat pour le second semestre des années 2012-2016<sup>54</sup>, pour deux catégories de clients différents.

		CLIENT RÉSIDENTIEL <sup>55</sup> 20-200 [GJ/an] 5,6-55,6 [MWh/an]	CLIENT INDUSTRIEL <sup>56</sup> 10.000-100.000 [GJ/an] 2.778-27.778 [MWh/an]
<b>PRIX TOTAL DU GAZ NATUREL (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>2015</b>	41,40	35,90
	<b>2016</b>	35,20	31,70

TABLEAU 14 - PRIX INTÉGRÉ HORS TAXES DU GAZ NATUREL

Le tableau 15 ci-après renseigne sur l'estimation des frais d'utilisation de réseau pour les deux mêmes catégories de clients.

<sup>54</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)

<sup>55</sup> Client résidentiel D2 tel que défini par Eurostat

<sup>56</sup> Client industriel I3 tel que défini par Eurostat

		CLIENT RÉSIDENTIEL 20-200 [GJ/an] 5,6-55,6 [MWh/an]	CLIENT INDUSTRIEL <sup>57</sup> 10.000-100.000 [GJ/an] 2.778-27.778 [MWh/an]
<b>Estimation des frais d'utilisation du réseau (EUR / MWh)</b>	<b>2012</b>	9,44	4,15
	<b>2013</b>	9,73	5,02
	<b>2014</b>	10,55	5,77
	<b>2015<sup>58</sup></b>	12,85	5,36
	<b>2016</b>	14,31	4,94

TABLEAU 15 - TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS - ESTIMATIONS ILR

La comparaison des deux tableaux ci-dessus, permet de déduire dans le cas standard étudié ici, que le client résidentiel paye plus pour sa fourniture en énergie (prix de l'énergie et marge du fournisseur) que le client industriel. Cette différence est plus prononcée en 2016 (5,68 EUR / MWh) que dans le passé. Cet écart n'est pas explicable à ce stade, en l'absence de connaissances sur les stratégies commerciales et d'approvisionnement sur le marché de gros des différents fournisseurs.

### 3.1.4. Questions transfrontalières

#### ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET GESTION DES CONGESTIONS

À partir du 1<sup>er</sup> octobre 2015 avec le marché intégré BeLux, les utilisateurs du réseau de transport ne doivent plus réserver de capacité en ce point pour acheminer du gaz au Luxembourg. La capacité doit être réservée aux points de sortie, et elle est ferme hormis les restrictions pour clients effaçables. La réservation est faite par les utilisateurs du réseau de transport pour approvisionner les clients finaux sur ce même réseau, et des pénalités sont prévues en cas de dépassement de la capacité. En revanche, Creos alloue de manière implicite aux GRD la capacité au point de sortie vers la zone de distribution.

Pour le point d'interconnexion Remich, Creos participe aux enchères pour acheter la capacité annuelle en sortie d'Allemagne et commercialise en entrée un produit de capacité trimestriel conditionné afin de garantir les flux nécessaires à la sécurisation des clients luxembourgeois.

<sup>57</sup> Tarif pour un client catégorie 3, avec un compteur G100. La remise pour clients effaçables est incorporée dans les calculs à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2015.

<sup>58</sup> 2015 : estimation des frais d'utilisation du réseau pour une consommation annuelle moyenne - pondération 9/12 sur base des tarifs en vigueur entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 30 septembre 2015 c'est-à-dire avant l'intégration du marché de gaz « BeLux » et 3/12 sur base des tarifs en vigueur entre le 1<sup>er</sup> octobre 2015 et le 31 décembre 2015. Jusqu'au 30 septembre 2015, 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. À partir du 1<sup>er</sup> octobre 2015, en raison du marché intégré « BeLux », les tarifs incorporent des frais de transport qui étaient auparavant à charge des fournisseurs.

## UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Dans le cadre du marché intégré BeLux, les enchères pour la commercialisation de produits de capacité trimestriels au point d'interconnexion Remich ayant eu lieu en juin 2016 pour le premier et le deuxième trimestre de l'année gazière 2016-2017 ont donné lieu à un premium par rapport au prix de réserve préalablement approuvé par l'Institut, après plusieurs tours d'enchères entre deux acteurs (voir tableau ci-dessous). Les enchères de juillet 2016 pour le troisième et le quatrième trimestre de l'année gazière 2016-2017 n'ont quant à elles pas engendré de premium. Les recettes des enchères sont portées en déduction du revenu autorisé à couvrir par les tarifs de sortie.

Période	Prix de réserve (cent/kWh/h/runtime)	Prix de clôture des enchères (cent/kWh/h/runtime)
01/10/2016 - 01/01/2017	3.447	13.447
01/01/2017 – 01/04/2017	3.447	13.447

## DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Le projet d'une nouvelle route d'approvisionnement en provenance de la France avec GRTgaz initialement incluse dans la liste 2013 de l'Union européenne des projets d'intérêt commun (PCI) a été réévalué dans le cadre du marché intégré BeLux pour finalement être retiré de la liste PCI 2015. Aucun autre PCI concernant le Luxembourg n'a été déposé depuis pour être intégré à la liste 2017.

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'établissement du plan décennal national, mis à jour tous les 2 ans, est prévu à l'article 17 de la Loi Gaz naturel. Le dernier plan décennal en date transmis à l'Institut couvre la période 2016-2025. Ce plan ne contient aucun investissement transfrontalier ; il contient les développements nationaux destinés à moderniser les équipements pour veiller au parfait état de fonctionnement des infrastructures afin d'assurer la continuité et la qualité de l'alimentation en gaz naturel, tout en respectant et en assurant la protection des personnes et l'environnement naturel.

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 2015-2035) reprend les projets de développement de conduites avec la France et la Belgique mentionnés précédemment, étant donné qu'ils n'ont été annulés que fin 2015.

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

### **COOPÉRATION RÉGIONALE**

En 2016, les gestionnaires de réseau de transport luxembourgeois (Creos) et belge (Fluxys), ainsi que la société Balansys, ont continué à travailler conjointement avec les régulateurs luxembourgeois (ILR) et belge (CREG) pour finaliser les éléments nécessaires à la mise en place finale du marché intégré BeLux. Ainsi la CREG a approuvé la demande de Balansys concernant la nomination du cadre chargé du respect des engagements de Balansys conformément à la loi belge, et les travaux ultérieurs ont porté sur l'établissement et la mise en œuvre du programme d'engagements contenant les mesures à prendre pour garantir que les pratiques discriminatoires et anticoncurrentielles sont exclues.

Des échanges bilatéraux ont également eu lieu entre l'ILR et la CREG, notamment en ce qui concerne la révision annuelle des tarifs d'équilibrage.

L'Institut a contribué 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.

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

### **3.2.1. Marché de gros**

Depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, avec le marché intégré BeLux, les fournisseurs désirant livrer au Luxembourg peuvent se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents.

### **SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS**

Pour en savoir plus, le lecteur est invité à consulter dans la partie 3.2.2. la section *Surveillance de prix*.

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

En 2016 le nombre de fournisseurs actifs de gaz naturel a augmenté de six à huit ce qui peut être considéré comme une retombée positive de l'intégration de marché BeLux qui a eu lieu au 1er octobre 2015 et qui s'inscrit dans la logique d'intégration européenne et du GTM - Gas Target Model. Avec un marché de consommation de près de 20 milliards de mètres cubes par an (comparé à 1 milliard de mètres cubes par an pour le seul Grand-Duché du Luxembourg) et plus de 70 fournisseurs actifs sur le marché BeLux, un environnement de prix plus compétitifs est disponible pour les consommateurs

luxembourgeois grâce à l'accès à un marché élargi. Bien que le hub ZTP ne présente pas la liquidité du hub TTF, les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché du Luxembourg sont simplifiés grâce à un accès direct au gaz de la mer du nord et de la Norvège, à l'interconnecteur avec la Grande-Bretagne, au terminal de GNL, aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négoce.

Le marché BeLux a pu être mis en place 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 2016, huit entreprises de fourniture<sup>59</sup> se partagent le marché de détail du gaz naturel au Grand-Duché du Luxembourg qui représente 87.864 points de fourniture avec une énergie fournie de 9,1 TWh. La baisse de l'énergie par rapport à l'année 2015 (10,1 TWh) s'explique notamment par le déclin de la production d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération). 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.

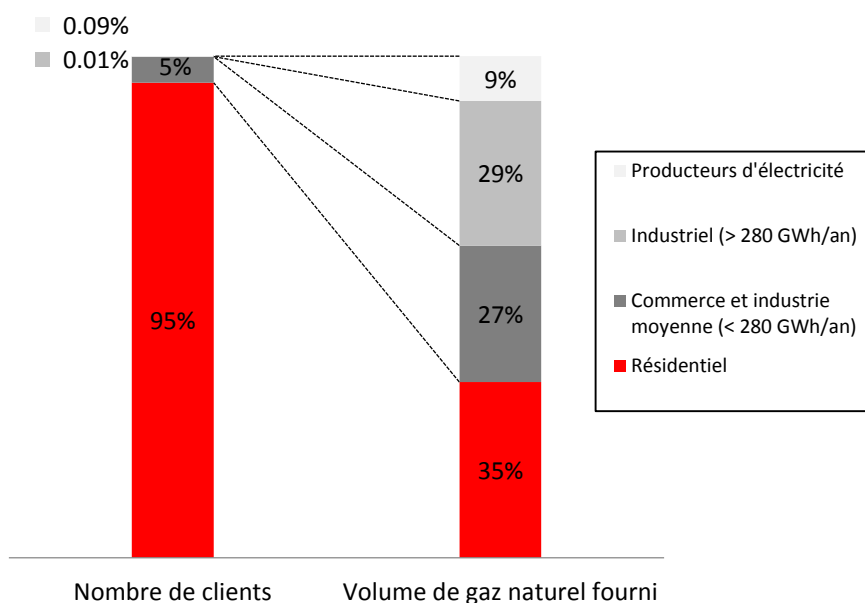
#### **PARTS DE MARCHÉ**

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.

	<b>Consommation 2016 (TWh)</b>	<b>Nombre de points de fourniture</b>
<b>Secteur résidentiel</b>	3,2	83.200
<b>Secteur professionnel (&lt; 280 GWh/an)</b>	2,5	4.579
<b>Secteur industriel (&gt; 280 GWh/an)</b>	2,6	5
<b>Production d'électricité</b>	0,8	80

TABLEAU 16 - RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DÉCEMBRE 2016

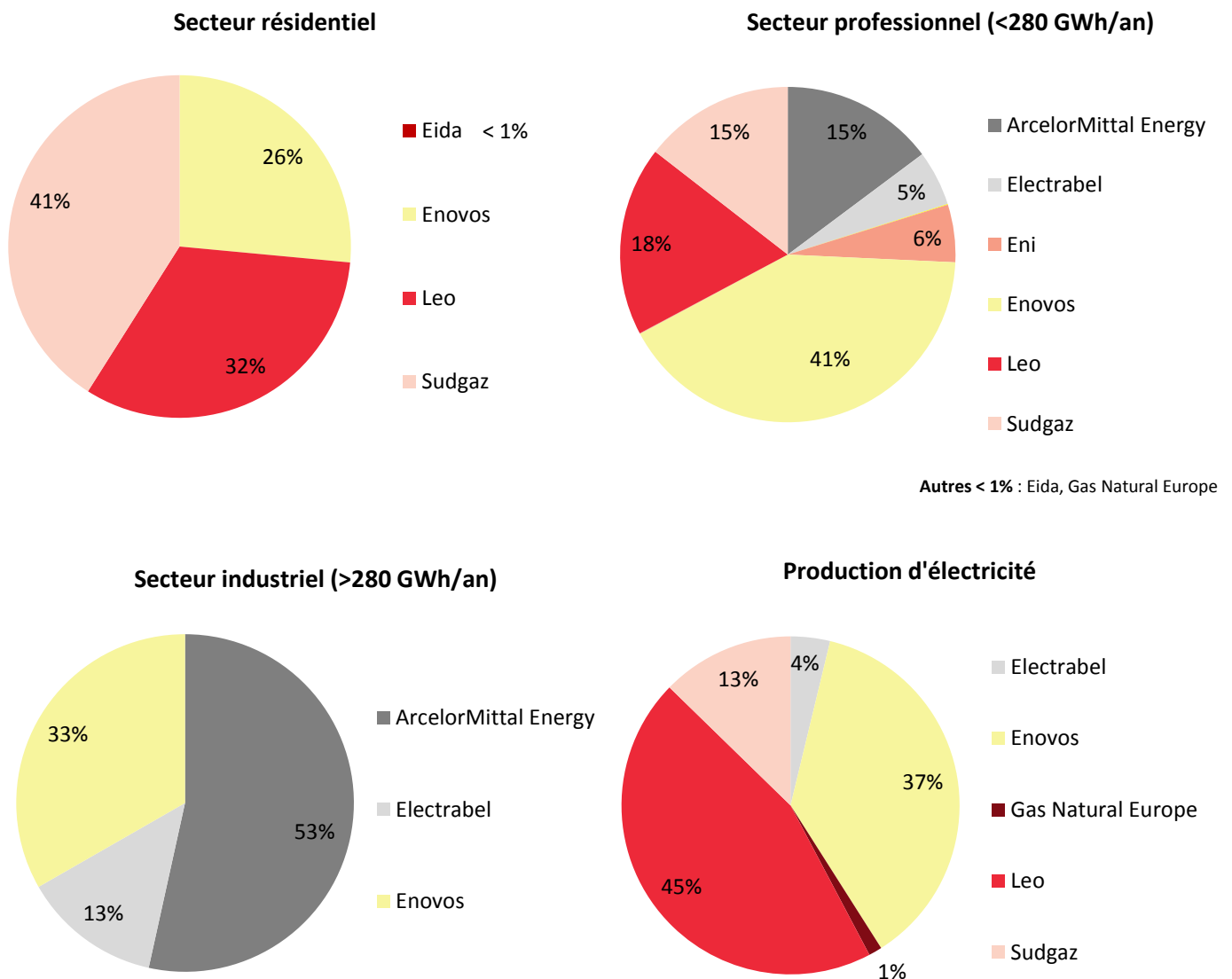
<sup>59</sup>Une liste des fournisseurs de gaz naturel autorisés est publiée sur le site web de l'Institut : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-207.pdf>



GRAPHIQUE 9 - RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE GAZ NATUREL PAR SEGMENT DE CLIENTS

Quatre entreprises de gaz naturel ont été actives sur le marché résidentiel et huit sur le marché de détail (résidentiel et non-résidentiel) en 2016. Leurs parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le graphique 10.

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 ont été observés en 2016 dans le secteur industriel (> 280 GWh/an) ainsi que dans la production d'électricité. En 2016, les clients industriels ont été approvisionnés par ArcelorMittal Energy S.C.A., Electrabel S.A. et Enovos Luxembourg S.A., ce dernier a remplacé Eni S.p.A. qui encore en 2015 était le deuxième fournisseur des industriels. À noter que dans le secteur industriel, Enovos Luxembourg S.A. tenait encore 100% des parts de marché en 2013.



GRAPHIQUE 10 - PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ NATUREL

L'Institut constate que l'implémentation du marché gazier intégré Belux a été propice à l'ouverture du marché de détail luxembourgeois du gaz naturel à d'autres fournisseurs. L'année 2016 a marqué l'entrée sur le marché de deux nouveaux fournisseurs : Eida S.A., actif sur le marché résidentiel et non résidentiel, et Gas Natural Europe S.A., uniquement actif sur le marché non résidentiel.

**TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR**

La concurrence sur le marché du gaz naturel en 2016 s'est développée dans tous les segments de clients avec un nouveau fournisseur entrant dans le segment résidentiel, deux nouveaux fournisseurs entrants dans le segment du commerce et de l'industrie moyenne (secteur professionnel < 280 GWh/an), un changement radicale de parts de marché entre 2015 et 2016 dans le segment industriel (> 280 GWh/an) et un nouveau entrant dans le segment « production d'électricité ». En 2016, le taux de changement de fournisseur, avec 196 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, par



rapport à seulement 18 en 2015, se situe à 0,2% en termes de points de fourniture, alors qu'il arrive à 10,6% en termes de volume d'énergie.

- ***Segment résidentiel***

Les ménages représentent environ 35% en volume du marché du gaz naturel. 151 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2016, par rapport à seulement 10 en 2015.

- ***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 41 changements de fournisseurs, par rapport à seulement 5 en 2015. Ce segment représente environ 27% du marché national.

- ***Segment industriel***

Uniquement 5 clients finals à consommation annuelle supérieure à 280 GWh représentent le segment industriel, qui compte cependant pour 29% du marché. Pour l'année 2016 le taux de changement dans ce segment s'élève à 33.3% en termes de volume alors que 2 clients industriels ont changé de fournisseur. Compte tenu du faible nombre des industries composant ce secteur, un changement de fournisseur par un seul consommateur industriel peut déjà entraîner des taux de changement significatifs.

- ***Producteurs d'électricité***

Les producteurs d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération) représentent 9% de la consommation de gaz naturel, par rapport à 21% en 2015. Cette diminution importante résulte de la fermeture définitive en 2016 de la centrale turbine gaz-vapeur exploitée par Twinerg.

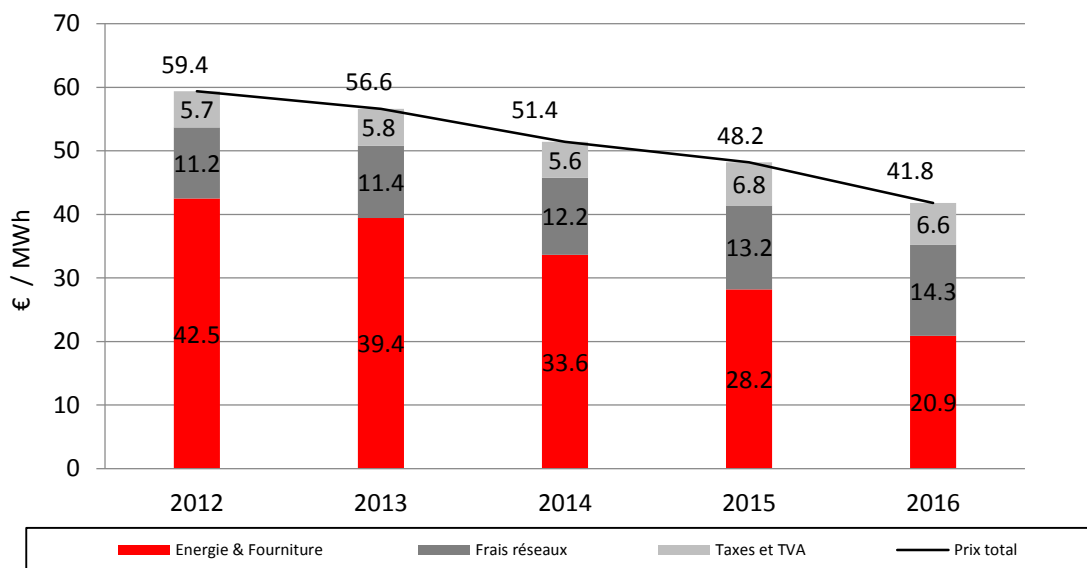
## ***SURVEILLANCE DES PRIX***

Au Luxembourg, le marché du gaz naturel a été complètement ouvert à la concurrence au 1<sup>er</sup> juillet 2007. Un prix de fourniture régulé n'ayant jamais existé, 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 fournie par le 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>60</sup> pour le second semestre des années 2012 à 2016. Les frais réseaux sont calculés par l'Institut<sup>61</sup>.



GRAPHIQUE 11 - DÉCOMPOSITION DES PRIX DU GAZ NATUREL AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS)

La composante « Frais Réseaux » a augmenté par rapport à l'année 2015, cette augmentation est due au changement de méthode tarifaire suite à l'implémentation de BeLux. La diminution de la facture totale a donc son origine dans une baisse significative de la composante « Energie & Fourniture ». Cette dernière a diminué de 7,3 €/MWh en 2016. Le prix de la fourniture intégrée du gaz naturel en 2016 a atteint un prix encore inférieur à celui en 2010.

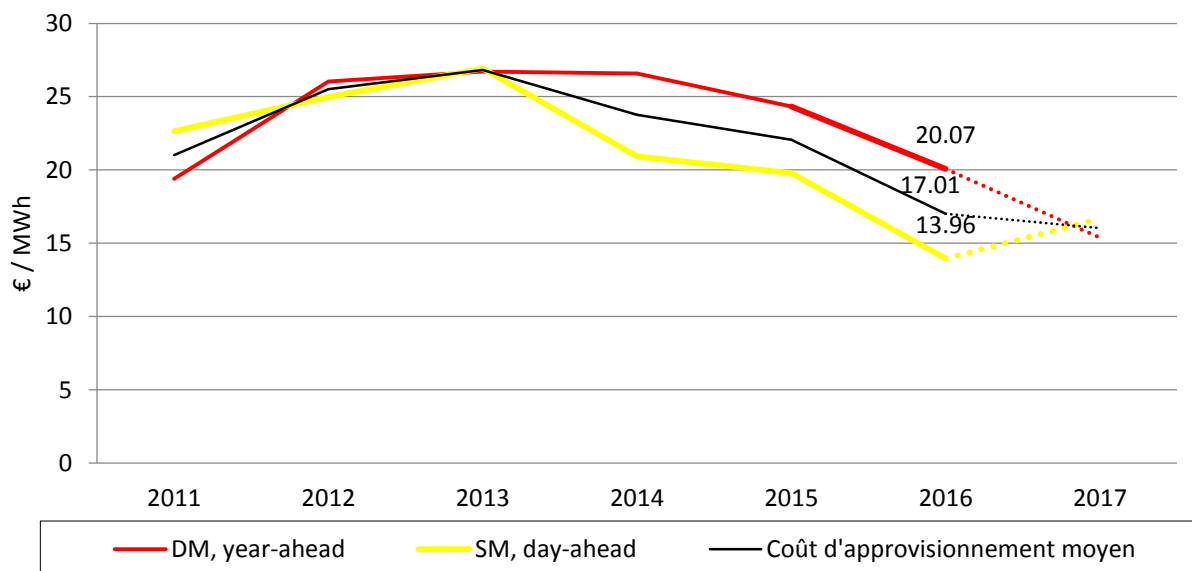
Le prochain graphique représente le développement du prix du gaz naturel sur le marché « à terme » (TTF<sup>62</sup>- Gas Base Load Futures - year-ahead<sup>63</sup>) avec livraison entre 2011 et 2016 ainsi que le développement sur le marché « spot » (TTF – day-ahead) pour les années 2011 à 2016.

<sup>60</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>61</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. Pour 2015 ces frais représentent la situation après mise en place du marché BELUX au 1<sup>er</sup> octobre 2015.

<sup>62</sup> "Title Transfer Facility" (TTF) est un point d'échange virtuel de gaz naturel aux Pays-Bas.

<sup>63</sup> Il s'agit du prix à terme moyen pour l'année suivante.



GRAPHIQUE 12 - DÉVELOPPEMENTS SUR LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ NATUREL

Avant 2013, les coûts d’approvisionnement en gaz naturel ont augmenté significativement. Après 2013, le prix moyen du produit à terme diminue d’année en année et se situe à 20,07 €/MWh en 2016. Le produit « spot » a déjà diminué de 2013 à 2014 pour se situer à 13,96 €/MWh en moyenne en 2016. Le coût d’approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne du prix sur le marché « à terme » et sur le marché « spot », se situe à 17,01 €/MWh en 2016.

L’Institut constate une corrélation entre la composante « Énergie 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 diminution depuis 2014. La mise à jour du rapport sur l’évolution des prix du gaz naturel reprenant cette analyse sera publiée fin de l’année 2017.

### 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 sur l’évolution des prix<sup>64</sup> qui vise à fournir plus de transparence au niveau des prix et sert à mieux évaluer le fonctionnement des marchés respectifs de l’électricité et du gaz naturel<sup>65</sup>.

<sup>64</sup> Le dernier rapport de l’Institut sur l’évolution des prix est consultable sur <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-316.pdf>

<sup>65</sup> Veuillez-vous référer à la section « Recommandations sur les prix de fourniture » (§ 2.2.2) pour plus de détails sur les activités de l’institut menées en 2016 dans le domaine de la transparence des prix de fourniture.

En ce qui concerne la qualité de service, il y a lieu de se référer à la section Électricité.

### **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’Énergie 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’Énergie (Ministère de l’Économie) assure le suivi de l’état général des réseaux ainsi que la sécurité et la qualité de l’approvisionnement. À 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>66</sup> son rapport le plus récent en juillet 2016.

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

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 renforce les dispositions qui visent à maintenir la sécurité de l’approvisionnement en gaz naturel et à mettre en œuvre les mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus garantir la sécurité de l’approvisionnement.

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

Quant à l’Institut, il doit tenir compte, dans le cadre de l’approbation des tarifs de sortie, 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 de gaz naturel des clients protégés,.

Le Luxembourg remplit ses obligations envers ce règlement :

- la protection des clients protégés, renforcée grâce à l’intégration des marchés de gaz naturel luxembourgeois et belge depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015 ;
- 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>).

Le Luxembourg dispose néanmoins d’une dérogation jusqu’au 3 décembre 2018, selon l’article 6(10)a de ce règlement, en ce qui concerne la mise en œuvre de mesures nécessaires pour satisfaire la demande totale de gaz pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière (critère N-1).

<sup>66</sup> <http://www.gouvernement.lu/6317234/Bericht-ueber-die-Versorgungssicherheit-im-Gasbereich-in-Luxemburg-2016.pdf>

## ***SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE 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. À cette fin, Creos a conclu un accord opérationnel d'équilibrage avec Fluxys pour gérer les flux en temps réel.

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'Économie dans le cadre de sa compétence en matière de sécurité de l'approvisionnement. Dans son dernier rapport de juillet 2016, le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie indique un maintien de la demande maximale en gaz naturel entre 2016 et 2030, à environ 800 millions Nm<sup>3</sup>/h par an. La fermeture de la centrale TGV d'Esch-sur-Alzette a en effet un impact majeur sur les besoins futurs puisqu'elle comptait pour environ 40% de la consommation de gaz naturel au Luxembourg entre 2004 et 2012.

## ***DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS***

Depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux permettent 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 DÉFICITS 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'Énergie est chargé de surveiller ces aspects de la sécurité de l'approvisionnement.

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

En cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie ou de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des équipements ou des installations, ou encore pour l'intégrité du réseau, le Gouvernement, l'avis du régulateur demandé, peut prendre temporairement les mesures de sauvegarde

nécessaires. L'Institut ne dispose pas de compétences propres pour imposer ou prendre des mesures d'urgences et de sauvegarde.

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg a été élaboré de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. De plus, le Ministère de l'Économie 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 dispose 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. L'intégration des marchés belge et luxembourgeois depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015 a permis l'augmentation de capacité ferme pour le Luxembourg, et ainsi la couverture de la pointe pour ces clients.

En outre, dans le cadre du marché intégré BeLux, la notion de client effaçable à la demande du gestionnaire de réseau de distribution luxembourgeois a été introduite. Les clients non protégés au sens du règlement européen n° 994/2010 peuvent 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. En 2016, 35 clients répartis sur les réseaux des 3 gestionnaires de réseau de distribution se sont enregistrés comme clients effaçables. Néanmoins, les gestionnaires n'ont pas eu besoin d'activer le mécanisme d'effaçabilité.

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

### 4.1. Observation du cadre législatif et réglementaire

Dans le cadre de la transposition de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, des modifications du cadre légal et réglementaire luxembourgeois ont été opérées par les lois du 19 juin 2015<sup>67</sup>.

La directive met le cadre commun de mesures pour la promotion de l'efficacité énergétique dans l'Union, en vue d'assurer la réalisation du grand objectif fixé par l'Union d'accroître de 20% l'efficacité énergétique d'ici 2020. En outre, elle prévoit l'établissement d'objectifs indicatifs nationaux d'efficacité énergétique pour 2020.

La directive vise à cet effet le renforcement de la participation active du consommateur final au marché de l'électricité et du gaz naturel. Ainsi, le consommateur doit être informé de manière plus détaillée sur sa consommation réelle et les coûts s'y rapportant pour lui permettre de réguler sa propre consommation. Dans ce cadre s'inscrit aussi le déploiement des compteurs intelligents.

La révision du cadre légal permet ainsi de créer la base légale nécessaire pour la mise en œuvre d'un mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique à charge des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel.

Le nouvel article 48*bis* de la Loi Électricité (article 12*bis* de la Loi Gaz naturel) impose aux fournisseurs une obligation d'économies d'énergie dont l'objectif cumulé à atteindre dans la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 décembre 2020 est fixé par la voie du règlement grand-ducal du 7 août 2015 relatif au fonctionnement du mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique. Ce règlement précise le calcul des volumes annuels individuels d'économies d'énergie à réaliser par les parties obligées respectives, le type de mesures à prendre en considération et la quantité d'économies d'énergie à comptabiliser, les modalités de notification des économies d'énergie réalisées et les modalités de contrôle des économies d'énergie réalisées par le ministre ou un organisme agréé.

Lorsque les parties obligées n'atteignent pas les volumes annuels d'économies d'énergie, l'Institut prononce des amendes d'ordre qui ne peuvent dépasser les 2 euros par MWh, sans que cette sanction ne dispense de la réalisation des volumes d'économie d'énergie manquants au cours de l'année civile suivante.

À l'issue de la première année de mise en œuvre des nouvelles dispositions, le bilan des mesures d'économies d'énergie réalisées par tous les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel actifs sur le marché luxembourgeois montre que les fournisseurs éprouvent de grandes difficultés à atteindre les

---

<sup>67</sup> Loi du 19 juin 2015 modifiant la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité; la loi modifiée du 30 mai 2005 portant 1) organisation de l'Institut Luxembourgeois de Régulation; 2) modification de la loi modifiée du 22 juin 1963 fixant le régime des traitements des fonctionnaires de l'État.

Loi du 19 juin 2015 modifiant la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

volumes d'économies d'énergie notifiés par le Ministère de l'Économie. Si le plus souvent, les volumes déclarés sont insuffisants par rapport aux buts fixés, les raisons du manquement sont les plus diverses.

Au constat du fait que les fournisseurs n'ont pas atteint les objectifs fixés, en partie justifié par le fait que la mesure est devenue applicable seulement au courant de l'année 2015 avec cependant un effet rétroactif sur toute l'année, les moyens employés pour mettre en œuvre ce nouveau régime ne semblent pas appropriés.

En effet, et plus particulièrement à l'égard des fournisseurs étrangers ne disposant pas de leurs propres infrastructures et établissements au Luxembourg, mais approvisionnant simplement des clients établis au Luxembourg, les obligations d'économies d'énergie constituent de véritables barrières à l'entrée sur le marché luxembourgeois étant donné qu'elles doivent être remplies sur le territoire national. Ces fournisseurs sont en dernière conséquence tributaire des mesures que les clients sont prêts à mettre en œuvre pour réaliser les volumes d'économies imposés. Si, comme dans l'un ou l'autre cas, le nombre de clients se limite à quelques-uns, les efforts des fournisseurs pour faire réaliser les économies d'énergie ne se justifient plus à l'égard des résultats financiers réalisés au Luxembourg, si ces efforts ne sont pas condamnés à l'échec dès le départ.

La conséquence directe de la mise en œuvre du nouveau régime d'obligations d'économies d'énergie est le retrait du marché luxembourgeois de certains fournisseurs étrangers actifs sur le marché luxembourgeois. Le signal donné par ces départs est un signal d'alerte aux autres fournisseurs étrangers, potentiellement intéressés à entrer sur le marché luxembourgeois, que le régime des obligations d'économies d'énergie, dans sa forme actuelle, est une barrière à l'entrée presque insurmontable. Au constat de cet échec, le régime des économies d'énergie pourrait se prêter à une refonte, surtout pour faire lever cette barrière à l'entrée sur le marché luxembourgeois. L'Institut donne à considérer que l'abandon du marché luxembourgeois par ces fournisseurs principalement actifs auprès des consommateurs industriels réduit de facto le nombre de fournisseurs disponibles pour répondre à leurs appels d'offres aux quelques fournisseurs établis au Grand-Duché. Ce manque de pression concurrentielle peut conduire à une remontée des prix et dès lors à une perte de compétitivité pour l'industrie luxembourgeoise.

Les obligations découlant de l'article 48*bis* de la Loi Électricité, respectivement de l'article 12*bis* de la Loi Gaz naturel, sont considérées comme des obligations de service public dont les charges induites par leur exécution peuvent être compensées par des contributions de l'État dans le cadre de la législation européenne sur les aides d'État.

#### **OBSERVATION DU CADRE LÉGAL EUROPÉEN PAR LE RÉGULATEUR**

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 Électricité et article 51, paragraphe 5, point (f) de la Loi Gaz naturel). Jusqu'au 31 décembre 2016, 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 États 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 États 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 matière d'électricité**, les discussions ont notamment portées sur le développement des orientations-cadre et des codes réseaux portant sur l'allocation des capacités long terme et l'équilibrage.

Les règles de marché européennes ont été complétées par la publication du règlement (UE) n°2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

D'autre part, le cadre législatif communautaire a été élargi par trois règlements portant sur les exigences techniques à respecter en matière de raccordement électrique :

- le règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (ci-après « Règlement RfG »);
- le règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation ;
- le règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

Dans ce cadre, l'Institut a lancé une consultation du 23 décembre 2016 au 25 janvier 2017 en vue de définir les critères servant de base pour déterminer l'octroi d'une dérogation à l'une ou plusieurs dispositions de ces règlements si une entité raccordée ou un gestionnaire de réseau en fait la demande. L'Institut a également reçu 5 dossiers de candidature par des entreprises souhaitant être classées en technologie émergente ce qui leur permettrait de ne pas avoir à respecter les exigences techniques du règlement RfG et a participé conjointement avec les autres régulateurs aux discussions pour décider d'une telle classification.

En outre, les règles européennes de fonctionnement du système électrique (System Operation Guideline) et de situation d'urgence et restauration du système (Emergency and Restoration network

code) ont respectivement été votées en mai 2016 et en octobre 2016, avec une entrée en vigueur prévue courant 2017.

L'Institut a participé au début de la mise en œuvre du règlement européen (UE) n° 2015/1222 portant sur l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion publié le 24 juillet 2015 et entré en vigueur le 14 août 2015 (ci-après « Règlement CACM »). Dans ce cadre, l'Institut a désigné la société Nordpool AS comme opérateur du marché de l'électricité (NEMO) pour le Luxembourg. Le Luxembourg ayant dorénavant 2 NEMOs, conformément aux articles 45 et 57 du règlement CACM Creos a dû définir les modalités concernant la présence de plusieurs NEMOs dans une seule zone de dépôt des offres avec les gestionnaires de réseau de transport allemands et autrichien, qui ont été approuvées par l'Institut après une demande d'amendement pour aligner la solution retenue aux pratiques envisagées dans le cadre du projet pilote pour l'allocation de capacité en *intraday*. L'Institut a également coopéré étroitement avec l'ensemble des régulateurs européens pour prendre position vis-à-vis de la proposition commune par tous les NEMOs pour le plan d'exercice conjoint des fonctions d'opérateur de couplage du marché (OCM) conformément à l'article 7(3) du règlement CACM, ce qui a amené tous les régulateurs à demander des amendements partiellement pris en compte dans la proposition modifiée soumise en décembre 2016. Les discussions concernant la proposition commune de tous les gestionnaires de réseau de transport concernant la détermination des régions pour le calcul de la capacité n'ont cependant pas permis d'arriver à un accord entre tous les régulateurs, ce qui a amené l'ACER à prendre une décision (décision n° 06/2016 du 17 novembre 2016). Enfin, l'Institut a reçu les propositions communes de tous les gestionnaires de réseau de transport concernant la méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation conformément à l'article 16 du règlement CACM, la méthodologie pour le modèle de réseau commun conformément à l'article 17 du règlement CACM, l'heure limite de fermeture journalière conformément à l'article 69 du règlement CACM, les heures d'ouverture et de fermeture du guichet infra-journalier entre zones conformément à l'article 59 du règlement CACM.

**En matière de gaz naturel**, une nouvelle étape dans la mise en place du marché unique du gaz naturel a été franchie en 2016 avec le vote d'un quatrième code réseau européen, qui établit des structures tarifaires harmonisées pour le transport du gaz naturel.

D'autre part, des amendements au règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz ont été votés en octobre 2016.

Ces codes réseau sont d'application pour tous les États Membres, à l'exception de ceux qui comme le Grand-Duché de Luxembourg bénéficient d'une dérogation au titre de l'article 49 de la directive 2009/73/CE. Néanmoins, l'Institut et le gestionnaire de réseau Creos ont participé, sur base volontaire et dans le cadre du marché intégré BeLux, au rapport de mise en œuvre du code réseau portant sur l'équilibrage.

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 Énergie 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<sup>68</sup>. Étant donnée 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.

L'exigence de transparence se traduit par ailleurs par une obligation légale de communication des données de consommation du client final incombant aussi bien aux fournisseurs qu'aux gestionnaires de réseau.

---

<sup>68</sup>[https://transparency.entsoe.eu/content/static\\_content/Static%20content/terms%20and%20conditions/terms%20and%20conditions.html](https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/terms%20and%20conditions/terms%20and%20conditions.html)

## **ACCÈS AUX DONNÉES DE CONSOMMATION**

Sur demande du client, les fournisseurs et les gestionnaires de réseau doivent donner un accès aux fournisseurs et aux fournisseurs de services énergétiques aux données sur la consommation passée de leur client. Cet accès est gratuit.

Par ailleurs, les fournisseurs doivent fournir à leurs clients résidentiels, ou à un tiers agissant en leur nom, des données relatives à la consommation sous une forme aisément compréhensible et comparable, tandis que les clients non résidentiels ont accès à leurs relevés de consommation directement par le biais de leur gestionnaire de réseau.

L'Institut s'est vu chargé de la mission d'établir une méthode facilement compréhensible de présentation harmonisée au niveau national des données de consommation et de garantir l'accès rapide de tous les consommateurs à ces données.

Dans ce contexte, l'Institut a adopté 2 règlements, à savoir le règlement E16/30/ILR du 15 juillet 2016 déterminant la méthode de présentation et la procédure d'accès aux données de consommation d'électricité ainsi que le règlement E16/31/ILR du 15 juillet 2016 déterminant la méthode de présentation et la procédure d'accès aux données de consommation de gaz naturel. Ces règlements prévoient la mise en place d'un accès personnalisé des clients sur le site internet de leur fournisseur respectivement de leur gestionnaire de réseau. À défaut d'un accès personnalisé, un formulaire de demande de communication des données de consommation doit être mis à disposition des clients sous format électronique. Ce formulaire doit pouvoir être introduit par voie électronique.

Les fournisseurs sont nombreux à avoir mis un tel formulaire à disposition de leurs clients sur internet. Le client en a été informé par courrier. L'Institut invite les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux à optimiser l'accessibilité d'un tel formulaire en ligne, entre autres, par l'inclusion d'un lien bien visible dans la page d'accueil.

## **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.

### **PROCÉDURE DE MÉDIATION**

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<sup>69</sup>. 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

---

<sup>69</sup> Article 6 de la Loi Électricité, respectivement l'article 10 de la Loi Gaz naturel.

contraignante et les parties sont libres de l'accepter ou de la refuser. En 2016, l'Institut a modifié la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel<sup>70</sup> en conformité avec les nouvelles dispositions de la loi en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation<sup>71</sup>. Désormais les fournisseurs et les gestionnaires de réseau présents sur le marché de l'énergie luxembourgeois peuvent bénéficier gratuitement des services de médiation offerts par l'Institut, en vue de trouver une solution simple et rapide à une situation litigieuse les opposant à leurs clients finals.

Les demandes de médiation peuvent être introduites en ligne via le site internet de l'Institut dans les trois langues administratives. Les parties à la médiation peuvent désormais également communiquer avec le médiateur par la voie électronique.

En novembre 2016, le Ministère de l'Économie a reconnu l'Institut en tant qu'entité qualifiée, c'est-à-dire en tant qu'entité de médiation qui satisfait aux exigences légales en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation et qui figure de ce fait sur une liste officielle au sein de l'Union Européenne.

En 2016, l'Institut a reçu une seule demande de médiation dans le secteur de l'électricité. Au cours de l'année 2016, il a également clôturé 2 médiations dans les secteurs de gaz naturel et de l'électricité qui avaient été introduites en 2015 auprès de l'Institut. Ces 3 médiations n'ont néanmoins pas abouti à une solution à l'amiable entre les parties concernées.

### **GUICHET UNIQUE EN LIGNE**

Dans le cadre de la refonte de son site internet, l'Institut a renouvelé le portail [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu), géré par l'ILR en qualité de guichet unique. Ce portail fournit au consommateur luxembourgeois toute une panoplie d'informations sur ses droits et devoirs dans le contexte du marché libéralisé de l'énergie. Les consommateurs sont invités à s'informer, notamment par le biais des fiches d'information disponibles sur ce site. Ces fiches renseignent entre autres sur les acteurs des 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, et le raccordement au réseau. Enfin, un aide-mémoire comprenant des informations pratiques sur les droits des consommateurs, ainsi qu'un glossaire sont disponibles sur le site de l'Institut<sup>72</sup>, tout comme sur le site du guichet unique de l'énergie [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu).

### **RÈGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNÉRABLES**

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*

---

<sup>70</sup> Règlement E16/16/ILR du 25 avril 2016 fixant la procédure de médiation en matière d'électricité  
Règlement E16/17/ILR du 25 avril 2016 fixant la procédure de médiation en matière de gaz naturel.

<sup>71</sup> Loi du 17 février 2016 portant introduction du règlement extrajudiciaire des litiges de consommation dans le Code de la consommation et modifiant certaines autres dispositions du Code de la consommation, Mémorial A n° 60.

<sup>72</sup> Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

*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 Électricité définit une procédure à suivre par les entreprises d'électricité en cas de défaillance de paiement du client. Ainsi, le client doit être informé par écrit lors du deuxième rappel de la possibilité de déconnexion dans un délai de trente jours en cas de non-paiement<sup>73</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.

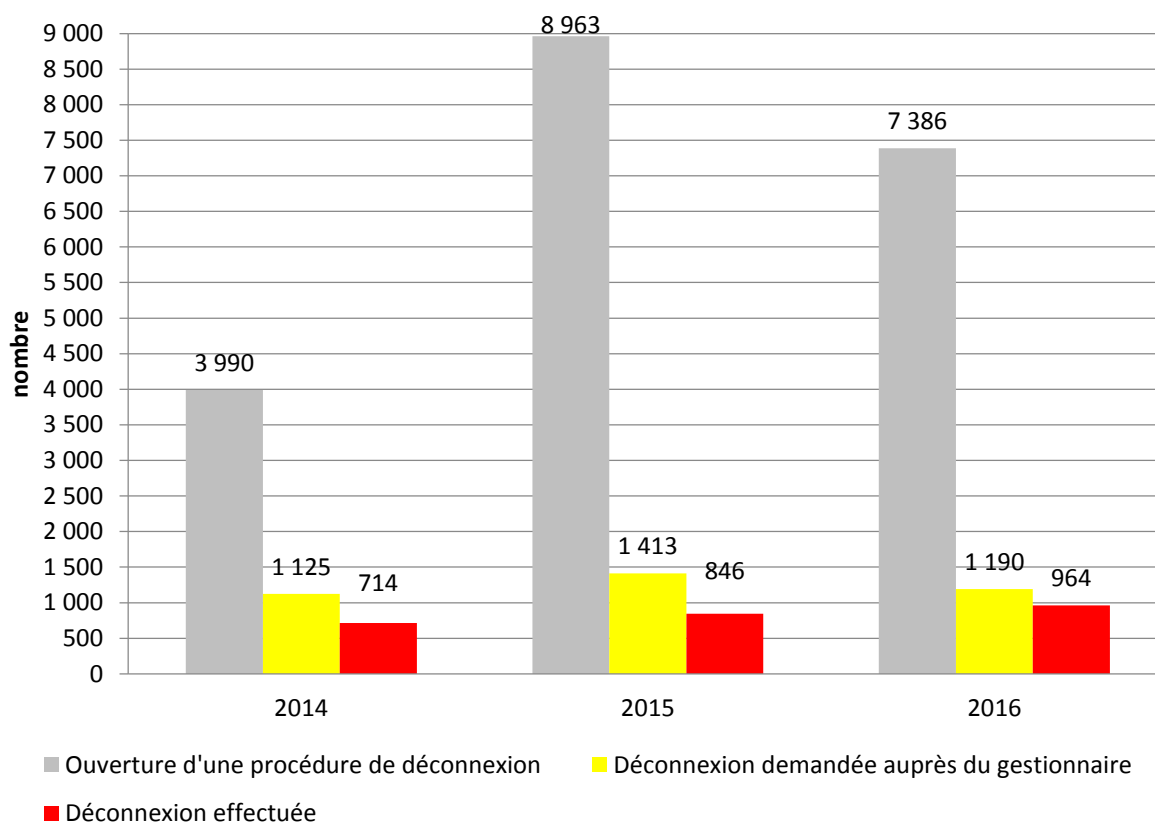
En pratique, l'encadrement par les offices sociaux se fait rétroactivement à travers un apurement des factures échues restées impayées. Les offices sociaux sont obligés de prendre « les initiatives appropriées pour diffuser toute information utile sur les différents formes d'aide qu'il(s) octroie(nt)». 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.

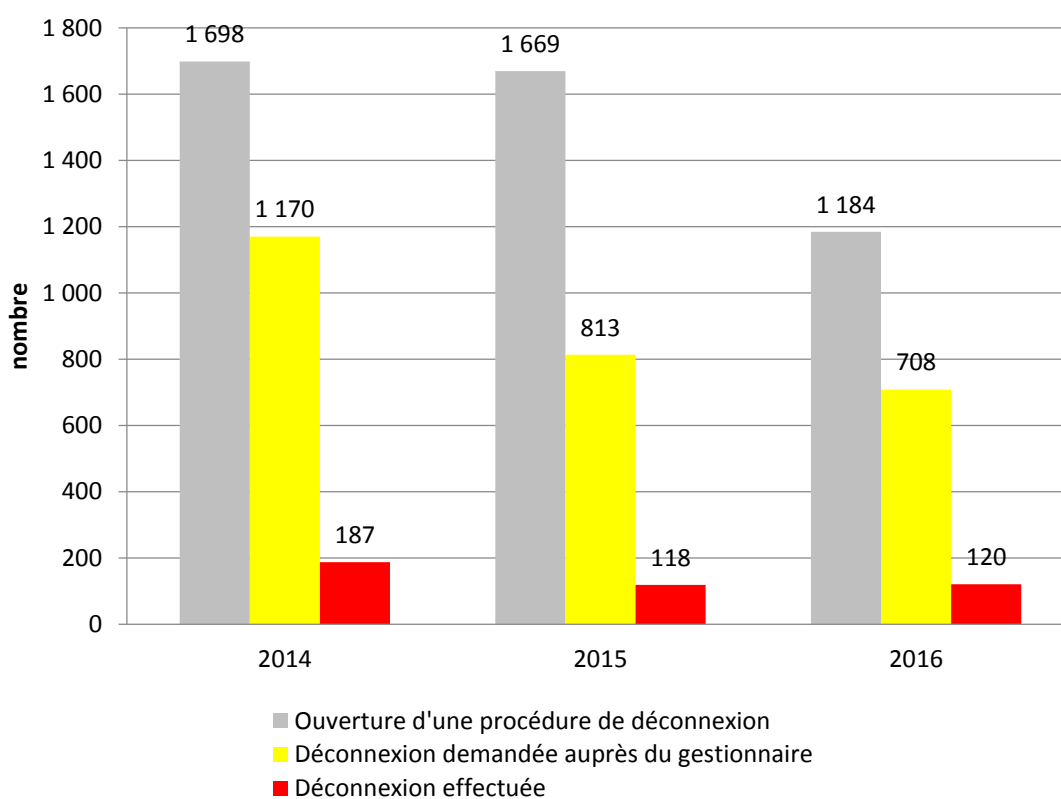
Les graphiques suivants renseignent sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que les déconnexions effectuées en 2013, 2014 et 2015 auprès des clients résidentiels :

---

<sup>73</sup> La loi du 7 août 2012 a étendu le délai de déconnexion à trente jours au lieu de quinze jours auparavant.



GRAPHIQUE 13 - PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR ÉLECTRICITÉ



GRAPHIQUE 14 - PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR GAZ NATUREL

Concernant le secteur de l'électricité, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 1.190 clients en défaillance de paiement en 2016. Les gestionnaires de réseau ont effectivement déconnectés 964 clients, donc 81% 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 2016. Le nombre d'ouvertures d'une procédure de déconnexion (en interne auprès des fournisseurs) a diminué par rapport à l'année 2015. Les déconnexions demandées auprès du gestionnaire ont légèrement diminué en 2016. On note pourtant une légère hausse 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 708 clients en défaillance de paiement en 2016 et ces derniers ont effectivement déconnectés 120 clients, donc presque 17% des déconnexions demandées. En général, les chiffres montrent une baisse des procédures entamées pour défaillance de paiement par rapport à l'année 2015.

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

Toujours dans le cadre de la protection des consommateurs, l'Institut a désigné en 2014 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 2015.

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.

Dans le cadre de la mise en place du marché gazier intégré BeLux au 1<sup>er</sup> octobre 2015, certaines adaptations ont été apportées au cadre réglementaire régissant la fourniture du dernier recours. Suite à une consultation publique, l'Institut a arrêté les règlements déterminant les modalités de fonctionnement de la fourniture du dernier recours (règlement E15/32/ILR du 5 août 2015) et les critères de désignation du fournisseur du dernier recours (règlement E15/33/ILR du 5 août 2015).

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

Comme déjà indiqué ci-avant, avec le troisième Paquet Énergie, 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 4.2 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>74</sup>. Le recours à l'Institut est ainsi limité aux réclamations ayant trait à l'application :

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

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

En 2016, l'Institut a été formellement saisi d'une plainte à l'encontre d'un gestionnaire de réseau de distribution concernant le raccordement à une nouvelle ligne ainsi que la facturation.

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. Aucune demande n'a été introduite dans ce sens en 2016.

---

<sup>74</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

### Lois / Règlements :

Loi Électricité	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

Abréviations :

ATC	Available Transfer Capacity
CASC	Capacity Allocating Service Company
CE	Commission Européenne
CWE	Central West Europe (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas)
DCC	Demand Connection Code
EIC	Energy Identification Code
FCA	Forward Capacity Allocation
GNL	Gaz naturel liquéfié
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRI	Gestionnaire de Réseau Industriel
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
GTM	Gas Target Model
HVDC	High Voltage Direct Current
JAO	Joint Allocation Office, issu de la fusion entre CASC et la plateforme CAO active à l'est de l'Europe
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
PME	Petites Moyennes Entreprises
PST	Phase Shifter Transformer
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RfG	Requirements for Generators
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

## Tableaux

TABLEAU 1 - ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A.....	19
TABLEAU 2 - ACTIONNARIAT DE CREOS LUXEMBOURG S.A. ....	19
TABLEAU 3 - INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX ÉLECTRIQUES - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2016.....	23
TABLEAU 4 - NOMBRE ET CAUSES D'INTERRUPTIONS.....	25
TABLEAU 5 - INDICATEURS SUR LES INTERRUPTIONS NON-PLANIFIÉES.....	25
TABLEAU 6 - NOMBRE DES DEMANDES DE RACCORDEMENT ET DES MISES EN SERVICE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SUR BASE DES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES .....	27
TABLEAU 7 - TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS .....	34
TABLEAU 8 - MODE D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS DE GROS POUR LES DIFFÉRENTS SEGMENTS DE CLIENTS FINALS .....	42
TABLEAU 9 - RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DÉCEMBRE 2016.....	43
TABLEAU 10 - ÉVOLUTION DU VOLUME D'ÉNERGIE FOURNIE AUX DIFFÉRENTS SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL....	43
TABLEAU 11 - ÉVOLUTION DE LA COMPÉTITIVITÉ DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ FOURNIE AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS .....	46
TABLEAU 12 - CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG .....	55
TABLEAU 13 - INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX GAZ NATUREL - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2016.....	62
TABLEAU 14 - PRIX INTÉGRÉ HORS TAXES DU GAZ NATUREL.....	66
TABLEAU 15 - TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS - ESTIMATIONS ILR.....	67
TABLEAU 16 - RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DÉCEMBRE 2016.....	70

## Graphiques

GRAPHIQUE 1 - LE GROUPE ENCEVO EN 2016 .....	18
GRAPHIQUE 2 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ÉLECTRIQUE ET DE LA POINTE SIMULTANÉE DES DEUX RÉSEAUX À PARTIR DE L'ANNÉE 2012.....	24
GRAPHIQUE 3 - RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL D'ÉLECTRICITÉ PAR SEGMENT DE CLIENTS.....	43
GRAPHIQUE 4 - PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ .....	44
GRAPHIQUE 5 - ÉVOLUTION DU TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ EN TERMES DE VOLUME ET EN TERMES DE NOMBRE DE CLIENTS PAR SEGMENT .....	45
GRAPHIQUE 6 - DÉCOMPOSITION DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS).....	48
GRAPHIQUE 7 - DÉVELOPPEMENT SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ.....	49
GRAPHIQUE 8 - ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ET DE LA POINTE DU RÉSEAU DE GAZ NATUREL À PARTIR DE L'ANNÉE 2012.....	63
GRAPHIQUE 9 - RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE GAZ NATUREL PAR SEGMENT DE CLIENTS.....	71
GRAPHIQUE 10 - PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ NATUREL.....	72
GRAPHIQUE 11 - DÉCOMPOSITION DES PRIX DU GAZ NATUREL AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS) .....	74
GRAPHIQUE 12 - DÉVELOPPEMENTS SUR LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ NATUREL .....	75
GRAPHIQUE 13 - PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR ÉLECTRICITÉ .....	87
GRAPHIQUE 14 - PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR GAZ NATUREL .....	87