



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE RÉGULATION

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

Année 2012

transmis

à la Commission européenne,

à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie

et

au Ministre de l'Économie et du Commerce Extérieur

Luxembourg, septembre 2013

Table des matières

Table des matières	3
Avant-propos.....	4
1. Introduction.....	6
2. Développements majeurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel	8
3. Le marché de l'électricité	15
3.1. Régulation des réseaux	15
3.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau	15
3.1.2. Fonctionnement technique.....	18
3.1.3. Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux.....	24
3.1.4. Questions transfrontalières.....	26
3.1.5. Observation du cadre législatif et réglementaire.....	28
3.2. Aspects relatifs à la concurrence.....	29
3.2.1. Marché de gros	29
3.2.2. Marché de détail	32
3.3. Sécurité d'approvisionnement	40
4. Le marché du gaz naturel	46
4.1. Régulation des réseaux	46
4.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau	46
4.1.2. Fonctionnement technique.....	48
4.1.3. Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux.....	51
4.1.4. Questions transfrontalières	54
4.1.5. Observation du cadre législatif et réglementaire	56
4.2. Aspects relatifs à la concurrence.....	58
4.2.1. Marché de gros	58
4.2.2. Marché de détail	59
4.3. Sécurité d'approvisionnement	62
5. Protection des consommateurs	65
5.1. Protection des consommateurs	65
5.2. Règlement de litiges	69
Glossaire	71
Tableaux	72
Graphiques	72

Avant-propos

Le présent rapport fait état de la situation des marchés de l'électricité et du gaz naturel en 2012. On peut néanmoins oser un regard sur le futur.

En effet, par l'entrée en vigueur en août 2012 des dernières modifications des lois sur les deux marchés en question afin de transposer le troisième paquet européen sur le marché intérieur de l'énergie, certaines mesures susceptibles de concerner en particulier les petits consommateurs, donc l'ensemble des citoyens, ont été introduites.

Ainsi, le régulateur est tenu de faire office de guichet unique pour l'information des consommateurs sur leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition. Le site internet STROUMaGAS.lu est en développement pour satisfaire à cette nouvelle mission. Une procédure de médiation a été mise en place afin de traiter rapidement de problèmes entre les consommateurs et les professionnels des secteurs. Le projet d'un comparateur de prix et de produits d'électricité est sur le point d'être mis en service.

Alors que l'interaction avec le consommateur était, jusqu'à présent plutôt limitée à la publication d'informations sur son site Internet et à la réponse à des demandes ponctuelles, l'Institut a décidé de se rapprocher davantage des consommateurs. Dans ses nouveaux locaux au plein centre de la Ville de Luxembourg, l'Institut est plus visible et plus accessible pour les citoyens.

Le besoin d'information des consommateurs semble en effet énorme. Tout en admettant que le prix de fourniture n'est pas le seul critère lors du choix d'un fournisseur, il est néanmoins incompréhensible, pourquoi le taux de changement de fournisseur est marginal dans le segment des clients résidentiels, malgré un potentiel d'économies conséquent, en particulier pour une grande partie des consommateurs de gaz naturel.

Est-ce parce que les clients ne connaissent pas leur droit de changer de fournisseur, ou les consommateurs luxembourgeois sont-ils peu sensibles au prix ? Y a-t-il confusion entre le gestionnaire de réseau, pour lequel on n'a pas de choix, et le fournisseur, qui reste souvent encore étroitement lié au gestionnaire au sein d'une entreprise intégrée ?

Un contact plus interactif avec les consommateurs permettra à l'Institut de mieux cerner les raisons de cette inactivité sur le marché et, le cas échéant, de prendre des mesures pour soutenir un meilleur fonctionnement du marché pour les consommateurs.

Une autre nouveauté introduite par les modifications légales de 2012 est l'obligation pour les gestionnaires de réseau de remplacer l'ensemble des compteurs par un système de comptage « intelligent ». Ce système, qui est à mettre en place de façon conjointe par l'ensemble des gestionnaires de réseau d'électricité et de gaz naturel, et qui doit être ouvert pour d'autres vecteurs tels l'eau et la chaleur, entend en premier lieu améliorer l'information des consommateurs. Par une information plus régulière et plus rapprochée concernant sa consommation, il est prévu de sensibiliser le consommateur à faire un usage plus raisonné de

l'énergie et donc de réduire la consommation dans son ensemble. Contrairement aux compteurs classiques, les compteurs intelligents enregistrent la consommation à des intervalles réguliers (1 fois par heure pour le gaz naturel et 4 fois par heure pour l'électricité) de façon à permettre au consommateur de mieux connaître son profil de consommation. Sur base de ces informations, le consommateur saura plus facilement adapter son comportement. Par ailleurs, les fournisseurs pourront, à travers la tarification qu'ils proposent, inciter le consommateur à consommer plutôt aux heures où le réseau est moins chargé ou où l'énergie est moins chère. Pour le gestionnaire de réseau, le système de comptage intelligent permettra d'abandonner la relève manuelle des compteurs, telle qu'elle est pratiquée actuellement. En outre, il disposera d'une meilleure vue sur l'état du réseau et des flux d'énergie, ceci notamment eu égard du nombre croissant d'installations de production décentralisées. Le déploiement généralisé du comptage intelligent facilitera encore l'évolution du consommateur au « prosumer », client que n'est pas simplement consommateur mais en même temps producteur. Jusque fin de l'année 2018, 95% des clients finals devraient disposer d'un compteur intelligent pour l'électricité et jusqu'en 2020 également pour le gaz naturel.

Finalement, la modification de la loi de 2012 a encore chargé les gestionnaires de réseau électriques de mettre en place une infrastructure de charge publique pour véhicules électriques. Afin d'inciter à l'utilisation de véhicules électriques, des bornes de charge publiques seront à déployer de façon coordonnée à travers le pays. La promotion de véhicules électriques est motivée par l'effet favorable sur l'environnement, en particulier lorsqu'ils sont alimentés par de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Malgré la possibilité de charger sa voiture électrique au domicile, la présence de bornes dans le domaine public a été jugée indispensable, en particulier pour rassurer les conducteurs contre le risque de « panne sèche ». En vertu de la loi, l'infrastructure de charge à mettre en place fera partie du réseau de distribution d'électricité. Elle devra permettre le libre choix du fournisseur d'électricité.

Ces trois mesures s'adressent directement aux consommateurs et rendront le marché de l'électricité et du gaz naturel plus visible pour le citoyen. La réalisation des objectifs est néanmoins conditionnée par la volonté de coopération entre toutes les parties prenantes, gestionnaires de réseau, fournisseurs d'énergie, administrations, régulateur,..., dont chacun a son rôle à jouer dans la mise en œuvre d'un marché concurrentiel, sûr et durable dans l'intérêt du consommateur. Espérons que les consommateurs feront usage des nouvelles facultés et que les retombées favorables escomptées en matière d'économie d'énergie et de dynamisme du marché se réaliseront.

1. Introduction

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

Le présent rapport doit rendre une image des développements en 2012 sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel au Luxembourg en décrivant les activités menées et accompagnées par l'Institut dans la cadre de la régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel mais également en ce qui concerne les aspects relatifs à la concurrence, la protection des consommateurs et la sécurité de l'approvisionnement.

La transposition en droit national du 3e Paquet Energie par les lois du 7 août 2012 a substantiellement modifiée les lois du 1er août 2007 relatives à l'organisation du marché de l'électricité respectivement à l'organisation du marché du gaz naturel.

Les principales modifications ont trait à

- un renforcement des droits des consommateurs, notamment en ce qui concerne l'accès aux données de consommation, les procédures de changement de fournisseur et l'information sur les droits et obligations des consommateurs ;
- à la définition d'un cadre et d'un calendrier pour le déploiement d'une infrastructure nationale commune et interopérable de comptage intelligent ;
- la garantie de l'autonomie du régulateur qui doit pouvoir prendre ses décisions de manière indépendante ;
- la redéfinition des missions et compétences du régulateur, notamment en instaurant un cadre pour une collaboration accrue aux niveaux régional et international, et plus précisément avec l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER) instituée par le règlement (CE) N° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie ;
- la mise en place de dispositions permettant au régulateur de prendre également des mesures incitatives dans le cadre des méthodes et tarifs d'utilisation des réseaux et services accessoires ;
- l'introduction de règles pour gérer les cas concernant le contrôle d'un réseau de transport ou d'un gestionnaire de réseau de transport par un pays non membre de l'Union européenne.

Dans le cadre du renforcement de l'autonomie et de l'indépendance du régulateur, le ministre garde néanmoins le droit de demander au régulateur de reconsidérer ses décisions ayant trait à l'approbation des conditions financières de raccordement, aux méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux, et à l'approbation des tarifs d'utilisation des réseaux et des tarifs des services accessoires. Cette demande doit être motivée par des orientations de politique énergétique.

Les activités marquantes en 2012 se sont focalisées à l'accompagnement des travaux préparatoires en vue de développer l'architecture d'un système de comptage intelligent et des projets en vue d'un renforcement des interconnexions des réseaux de transport avec ceux des pays voisins.

Au niveau européen, l'année 2012 était marquée par la première année calendaire entière sur laquelle l'ACER, agence européenne (dénommée ci-après « l'Agence »), a exercé ses fonctions.

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

À côté de la finalisation des premières orientations-cadre, l'ACER a émis en 2012 son avis motivé au sujet du plan de développement décennal du réseau de transport d'électricité ainsi que le premier rapport de surveillance du marché intérieur.

L'Institut contribue aux travaux de l'ACER à travers le Conseil des Régulateurs, un des organes de l'ACER qui est composé des 27 régulateurs de l'Union européenne.



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 2012.

Bien que l'Institut fasse tout son possible 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 la volonté de l'Institut qui doivent être considérés.

2. Développements majeurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel

En 2012, le marché de l'électricité au Grand-Duché de Luxembourg comptait 278.496 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,36 TWh. Ces clients finals se répartissent entre onze entreprises de fourniture d'électricité. Des mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs ont été observés pour le groupe de consommateurs industriels au sein duquel le taux de changement de fournisseur s'est élevé à 15,4% en volume. Pour les groupes des consommateurs résidentiels ou des petits consommateurs professionnels, la faible mobilité des consommateurs est documentée par de faibles taux de changements de fournisseur.

Au niveau de la qualité de l'approvisionnement, les gestionnaires de réseaux de distribution ont rapporté 115 interruptions supérieures à trois minutes, dont 62 n'étaient pas planifiées. Concernant la qualité de service, l'Institut a relevé que 26 % des demandes de raccordement par les clients résidentiels n'étaient pas traitées dans les dix jours ouvrables, tel que prévu par la législation en vigueur, ce qui représente malgré tout une amélioration nette de 27% par rapport à 2011. Par ailleurs, 29 % des raccordements ne sont pas réalisés dans un délai de 30 jours ouvrables à partir de la présentation par le client résidentiel de tous les permis et autorisations requis, ce qui représente une augmentation de 7% par rapport à 2011.

Dans le secteur du gaz naturel, la consommation nationale était de 13,6 TWh ce qui constitue une augmentation légère de 0,2 TWh par rapport à l'année 2011. La capacité totale réservée sur le réseau de transport s'élevait à 287.043 Nm³/h. Huit entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché, quatre sur le marché résidentiel et sept sur le marché non résidentiel.

2.1. Compétences de l'Institut

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

DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

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

En 2012, la loi du 7 août¹ 2012 a introduit un critère additionnel qui vise à éviter qu'une entreprise d'électricité ne puisse tirer profit de son intégration verticale pour fausser le jeu de la concurrence. Désormais, l'Institut doit surveiller les pratiques de communication et les 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.

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

DÉTERMINATION DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT ET D'UTILISATION DES RÉSEAUX

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

En 2012, 1595 demandes de raccordement ont été adressées aux différents gestionnaires de réseau. 1500 installations de production ont été mises en services. Parmi les demandes de raccordement non réalisées figurent, notamment les projets de parcs éoliens ainsi que les projets de centrales photovoltaïques qui se trouvent en phase d'étude et d'autorisation.

En matière de méthodologie tarifaire pour l'utilisation des réseaux, les règlements E12/05/ILR et E12/06/ILR du 22 mars² sont entrés en vigueur. Ces règlements tiennent compte de nouveaux éléments dont le découplage partiel entre les charges réelles et les revenus autorisés au niveau des charges d'exploitation dites contrôlables ou encore l'introduction de facteurs visant à améliorer les performances ainsi que l'évaluation plus rigoureuse des grands projets d'investissement. En effet, le modèle de régulation incitative a été introduit par l'Institut dans le but d'inciter les gestionnaires à une gestion encore plus efficace et raisonnable des ressources.

SUPERVISION ET SUIVI DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE

- **Marché de gros**

Sur le marché de l'électricité, il n'existe pas de bourse spécifique pour le Luxembourg. Toutefois, en raison d'absence de congestion sur les lignes d'interconnexion

¹ Loi du 7 août 2012 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

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

transfrontalières, les acteurs luxembourgeois sont intégrés dans la zone de prix allemande et peuvent donc participer aux échanges d'électricité à la bourse allemande.

Par ailleurs, le marché de gros national de gaz naturel est très limité car l'approvisionnement s'effectue en principe sur les marchés étrangers. Les prix de marchés sont ceux des pays avoisinants.

Actuellement, l'Institut ne surveille pas les prix de transactions ni sur le marché de gros de l'électricité, ni sur le marché de gros du gaz naturel.

En ce qui concerne le développement de la concurrence, l'année 2012 confirme la présence de fournisseurs alternatifs étrangers au niveau de l'approvisionnement national en électricité. Même si les productions nationales restent modestes, les fournisseurs luxembourgeois procèdent continuellement à la diversification de leurs sources d'approvisionnement afin de se couvrir contre les risques du marché et de profiter des opportunités qui se présentent.

Comme la plupart des fournisseurs s'approvisionnent sur les marchés étrangers, la concurrence joue essentiellement au niveau de l'importation depuis les pays voisins. L'approvisionnement national est majoritairement caractérisé par des importations. En 2012, onze fournisseurs ont importé de l'énergie électrique depuis l'Allemagne ou la Belgique. 42,9 % de la consommation nationale proviennent d'installations de production nationale dont 7,1% provient d'énergies renouvelables, le solde étant couvert par des importations.

En 2012, les volumes des échanges sur le marché national de gros est de 6,93 TWh ce qui correspond à une baisse de 16,6% par rapport à 2011.

L'Institut n'a pas détecté d'abus de position dominante sur le marché de gros. Le HHI reste avec 2.311 proche de sa valeur en 2011 (2.382).

- **Marché de détail**

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

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

En 2012, le taux de changement de fournisseur sur le marché de détail de l'électricité s'élève à 9,7 % en termes de volume et à 0,22 % en termes de nombres de clients. Avec un taux de 11,3 % en volume, les clients professionnels montrent plus d'activité de changement que les clients résidentiels (0,07%). En ce qui concerne le segment industriel, le taux se situe à 15,4% en volume pour l'année 2012.

Dans le secteur du gaz naturel, le taux de changement de fournisseur reste en-dessous de 0,1% avec seulement 29 changements toutes catégories confondues : 16 clients finals

appartenant au segment résidentiel, 13 changements dans le segment du commerce et de l'industrie moyenne.

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

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

Dans ce contexte, l'Institut a élaboré un rapport annuel sur la conformité des prix de fourniture avec les obligations de service public dans le cadre du service universel. Le document vise à fournir plus de transparence au niveau des prix et à étudier si les fournisseurs luxembourgeois proposent des conditions et prix raisonnables tout en assumant leur responsabilité de transparence, de non-discrimination, de comparabilité et de publication de leurs offres. Bien que l'Institut n'ait pas détecté de pratiques discriminatoires ni au niveau de la tarification, ni au niveau de la transparence des prix, les différentes offres publiées restent difficilement comparables. Les approches adaptées par les fournisseurs pour présenter leurs offres, sont trop distinctes. Ce manque d'uniformité risque de compliquer la faculté du consommateur de comparer les offres et de faire son choix consciemment.

En 2012, une légère hausse des prix résidentiels de l'électricité peut être constatée. Tandis que le prix de la fourniture d'électricité, les taxes et la contribution au mécanisme de compensation sont restés stables, cette hausse s'explique par une légère augmentation des frais d'utilisation du réseau.

Finalement, les prix du gaz naturel pour deux catégories de clients différents ont été publiés par Eurostat dans le second semestre 2012. Ainsi, pour un client résidentiel consommant entre 5,6-55,6 MWh/an, le prix se situe à 59,36 EUR/MWh par rapport à 57,92 EUR/MWh en 2011 et pour un client industriel consommant entre 2.778 – 27.778 MWh/an à 51,16 EUR/MWh contre 49,64 EUR/MWh en 2011.

PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Le consommateur devient un élément de plus en plus central dans l'activité de l'Institut. Le 3^e Paquet de l'énergie, impose aux régulateurs nationaux de fournir plus de transparence, une meilleure communication et une meilleure protection du consommateur compte tenu de sa vulnérabilité face aux fournisseurs et face à un marché libéralisé de plus en plus difficile à cerner. Au cours de l'année 2012, l'Institut a élargi son site dédié aux consommateurs finals (www.STROUMaGAS.lu). Ce site est en constante évolution et vise à instruire les clients de leurs droits, possibilités et devoirs dans le contexte du marché de l'énergie libéralisé. Il assume le rôle de guichet unique notamment pour les clients résidentiels contenant des informations relatives aux fournisseurs, aux produits, aux procédures de changement de fournisseur, de médiation etc.

En outre, un comparateur de prix de fourniture automatisé apparaîtra prochainement sur le site afin de donner plus de transparence aux prix. Il remplacera la comparaison

manuelle entre certains tarifs pour clients résidentiels actuellement publiée sous forme de tableaux.

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

D'autre part, depuis 2011, l'Institut offre un service de médiation aux consommateurs. En 2012, deux demandes de médiation relatives au secteur de l'électricité ont été introduites. Aucun consommateur n'a eu recours à la procédure pour rapporter un problème avec son fournisseur de gaz naturel.

Finalement, l'Institut surveille le respect des procédures de rappel et de déconnexion effectuées par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. L'Institut a pu remarquer une absence d'harmonisation des procédures de traitement des clients vulnérables en défaillance de paiement.

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

En outre, le règlement n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 (REMIT), en vigueur depuis le 28 décembre 2011, prévoit la coopération étroite au niveau européen entre l'ACER et les autorités de régulation nationales dans le cadre de la surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel dans l'intérêt du consommateur. Différents groupes de travail, organisés par l'ACER et le CEER, se sont réunis régulièrement durant l'année 2012 en vue de la mise en œuvre du règlement.

COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS

La coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres Etats membres vise encore, surtout à l'échelon régional, à coordonner le développement de tous les codes de

réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés, à coordonner le développement de règles de gestion de la congestion et à favoriser la mise en place de modalités pratiques pour permettre une gestion optimale du réseau ou un niveau adéquat de capacités d'interconnexions.

Afin de faire face à ce défi, l'Institut a notamment suivi le projet de couplage des marchés day-ahead au sein de la région Nord-Ouest et le projet de calcul des capacités basé sur le modèle flowbased au sein de la région Centre-Ouest dans le secteur de l'électricité.

En outre, des projets de renforcement des interconnexions transfrontalières sont menés en collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport RTE, Elia System Operator N.V. et Amprion GmbH. Les projets se concentrent sur les spécifications techniques et les principes opérationnels d'une solution intérim d'une part et d'une solution d'interconnexion à long terme d'autre part.

Par ailleurs, le marché du gaz naturel reste dépendant des pays voisins. La quasi-intégralité du gaz naturel consommé au Luxembourg est importée depuis la Belgique (à l'Ouest) et l'Allemagne (à l'Est). Depuis 2011, l'Institut a collaboré avec le régulateur français et les gestionnaires des réseaux de transport français et luxembourgeois dans la préparation de l'Open Season qui visait à développer des capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg. Cependant, aucune offre engageante n'a été reçue ce qui témoigne que l'intérêt des acteurs n'est plus d'actualité. L'Open Season France-Luxembourg est formellement clôturée depuis le 1er juillet 2013.

2.3. Sécurité d'approvisionnement

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

Outre le besoin d'investissement dans des interconnexions additionnelles, des investissements dans des capacités de production additionnelles doivent être étudiés. L'adéquation entre la production et la consommation est généralement évaluée comme un critère de la sécurité d'approvisionnement. Les centrales au gaz naturel semblent les plus adaptées alors que leur flexibilité est la plus apte à suivre les changements rapides du besoin momentané résultant de l'intermittence des centrales de production à base de sources d'énergies renouvelables. Cependant, l'Open Season en vue de la réalisation d'une nouvelle interconnexion gazière avec la France, n'a pas témoigné, aux conditions actuelles du marché, d'un intérêt pour une éventuelle nouvelle centrale de production électrique.

En 2012, dans le secteur de l'électricité la capacité de production totale installée s'est élevée à 689 MW, hormis la centrale de pompage de Vianden. La capacité totale de la zone Creos se situait à 313 MW et représente une augmentation considérable par rapport à l'année 2011 (264 MW). Cette croissance s'explique par l'énorme augmentation en capacité des centrales photovoltaïques (+34 MW) et des centrales éoliennes (+13,8 MW).

Des projets en vue d'un renforcement de l'interconnexion du réseau de transport électrique avec ceux des pays voisins sont actuellement en cours en collaboration avec les gestionnaires des réseaux de transport RTE, Elia et Amprion. Cette démarche favorise l'intégration des marchés d'électricité au niveau régional d'un côté et le maintien de la

sécurité d'approvisionnement de l'autre. L'Institut suit les investissements importants dans des projets transfrontaliers afin de garantir la diversification des sources d'énergie et pour faire face aux nouveaux défis d'approvisionnement qui vont se poser à l'avenir au Grand-duché.

Au niveau du gaz naturel, l'intégration du marché du gaz naturel est freinée par des limitations de capacités fermes aux points d'entrée au Luxembourg. A la frontière belge, les capacités fermes demandées dépassent les capacités fermes disponibles. Les capacités d'entrée fermes n'étant pas suffisantes pour couvrir la demande maximale, Creos assure la couverture du solde (différence entre les besoins aux points et les capacités fermes disponibles) moyennant de la capacité interruptible et des mécanismes de flexibilité. Compte tenu de ces limitations, Creos analyse les différentes options pour augmenter la disponibilité de capacité ferme et pour réduire le risque des expéditeurs lié aux interruptions de capacité d'entrée.

3. Le marché de l'électricité

3.1. Régulation des réseaux

3.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau

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

CERTIFICATION DU GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT

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

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

Le législateur luxembourgeois, faisant valoir en faveur du Grand-Duché la dérogation prévue à l'article 44.2 de ladite directive, a transposé l'obligation de la certification à l'article 25(4bis) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après « *la Loi du 1^{er} août 2007* ») 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 du 1^{er} août 2007, l'Institut a communiqué en date du 16 janvier 2013 à la Commission européenne que la société Creos Luxembourg S.A., disposant d'une concession pour la gestion d'un réseau de transport³, est agréée et désignée comme gestionnaire d'un réseau de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne. La Commission européenne n'a pas encore pris position par rapport à cette désignation.

Malgré ladite dérogation quant à l'application de la dissociation entre réseau de transport et activités de production et de fourniture, le législateur a tout de même établi un cadre législatif assurant un degré d'indépendance adéquat aux gestionnaires de réseau. Dès lors, un gestionnaire de réseau de transport faisant partie d'une entreprise d'électricité verticalement intégrée, doit répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et de prise de décision qu'un gestionnaire de réseau de distribution. Ces exigences, posées par l'article 26 de la directive et applicables aux gestionnaires de réseau de distribution, sont transposées en droit luxembourgeois par l'article 32 de la Loi du 1^{er} août 2007 pour s'appliquer à tous les gestionnaires de réseau à

³ Arrêté ministériel du 27 août 2009

l'exception des gestionnaires de réseau de distribution avec moins de 100.000 clients raccordés.

DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

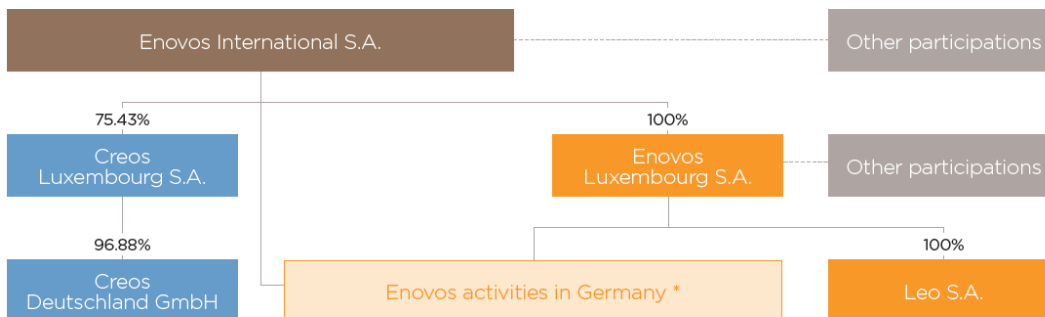
L'article 26 de la directive 2009/72/CE prévoit la dissociation du gestionnaire de réseau de distribution faisant partie d'une entreprise verticalement intégrée des autres activités non liées à la distribution, tant sur le plan juridique, que sur le plan organisationnel et de prise de décision.

La législation luxembourgeoise a transposé les principales dispositions en matière de dissociation et d'indépendance des gestionnaires de réseau de transport, de distribution et industriel à l'article 32 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité. Il prévoit une dissociation juridique, fonctionnelle et comptable du gestionnaire de réseau, mais ne renferme aucune obligation de dissociation de la propriété. Il reprend en outre l'ensemble des critères minimaux à respecter pour répondre à l'exigence d'indépendance des autres activités non liées à la distribution, tant sur le plan de la forme juridique que sur le plan organisationnel et de prise de décision.

i. Dissociation juridique

Comme déjà indiqué ci-avant, cet article est applicable aux seuls gestionnaires de réseau de transport ou industriel ainsi qu'aux gestionnaires de réseau de distribution avec plus de 100.000 clients raccordés tel que prévu à l'article 26.4 de la directive 2009/72/CE. L'application de cette limite aux autres gestionnaires de réseau de distribution conduit à la conclusion qu'un seul gestionnaire de réseau de distribution est soumis à l'obligation de dissociation juridique. En effet, Creos Luxembourg S.A. est gestionnaire d'un réseau de distribution avec plus de 100.000 clients raccordés et fait partie d'une entreprise verticalement intégrée (Enovos International S.A.). Creos Luxembourg S.A. étant également gestionnaire du réseau de transport, elle est de toute façon soumise à l'obligation de dissociation juridique. Creos exploite donc dans une même structure juridique, en tant que gestionnaire combiné, un réseau de transport et des réseaux de distribution. Toutes les autres entreprises intégrées exploitant un réseau de distribution approvisionnent un nombre de clients connectés largement inférieur à 100.000 clients et ne sont donc pas touchées par l'obligation de dissociation. Le schéma ci-après montre comment le gestionnaire de réseau Creos Luxembourg S.A. est dissocié sur le plan juridique des autres entités de l'entreprise intégrée d'électricité que constitue le groupe Enovos. Le groupe est constitué de la société mère, Enovos International S.A., et principalement de ses deux filiales: Creos Luxembourg S.A., en charge des activités réseaux, et Enovos Luxembourg S.A. responsable des activités de production et de fourniture.

The group structure is shown below:



* The activities in Germany are restructured in 2012 and 2013.

www.enovos.eu

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

ii. Dissociation fonctionnelle

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

L'article 32 de la Loi du 1^{er} août 2007 reprend les critères d'indépendance formulés par la directive 2009/72/CE :

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

- d) Le gestionnaire de réseau établit un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. La personne responsable du suivi du programme d'engagements doit présenter tous les ans un rapport au régulateur concernant les mesures prises.

La loi du 7 août 2012 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité a encore introduit un autre critère visant à éviter que, par le biais du gestionnaire de réseau, une entreprise intégrée d'électricité ne puisse tirer profit de son intégration verticale pour fausser le jeu de la concurrence. En particulier, le gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée doit s'abstenir, dans ses pratiques de communication et sa stratégie de marque, de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée. L'Institut est appelé à surveiller ces activités aux termes de l'article 32(2bis) de la Loi du 1^{er} août 2007.

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

iii. Dissociation comptable

Aux critères d'indépendance énoncés par l'article 26 de la directive 2009/72/CE et transposé en droit national par l'article 32 de la Loi du 1^{er} août 2007, s'ajoute encore la dissociation comptable fixée par l'article 35 de ladite loi. Ainsi, toutes les entreprises exerçant une ou plusieurs activités dans le secteur de l'électricité doivent tenir aujourd'hui dans leurs comptabilités internes des comptes séparés au titre respectivement de la distribution et du transport de l'électricité. Le cas échéant, les entreprises doivent tenir un compte séparé pour l'activité de production, fourniture et commercialisation de l'électricité et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités en dehors de l'électricité. A cela s'ajoute, pour chacune des activités concernées, l'obligation de tenue de comptes séparés relatifs aux obligations de service public qu'elles exercent.

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

3.1.2. Fonctionnement technique

Le système électrique luxembourgeois est constitué du réseau de transport interconnecté avec 2 lignes transfrontalières, chacune à deux circuits, avec le réseau de transport allemand d'Amprion GmbH (ci-après « Amprion »). Les réseaux de distribution sont alimentés depuis le réseau de transport. Ils peuvent cependant bénéficier d'injections complémentaires en provenance d'installations de production décentralisée. De plus, un réseau industriel est connecté au réseau de transport belge opéré par Elia System Operator NV. La connexion entre le réseau de transport et le réseau industriel ne sert actuellement qu'à des fins de secours mutuel, le disjoncteur étant ouvert en temps de

fonctionnement normal empêchant dès lors des flux de transit entre l'Allemagne et la Belgique.

SERVICES D'AJUSTEMENT

A défaut d'installations de production sur le réseau de transport, les besoins d'électricité de la zone de réglage luxembourgeoise sont en grande partie couverts par des importations en provenance de l'Allemagne. Les échanges énergétiques avec l'Allemagne se font à travers des nominations transfrontalières entre la zone de réglage d'Amprion et la zone de réglage luxembourgeoise. Les règles de coopération entre zones de réglage stipulent que les échanges énergétiques entre ces zones ne peuvent se faire qu'entre périmètres d'équilibre ayant le même code EIC. Tout responsable d'équilibre désirant échanger de l'énergie entre l'Allemagne et le Luxembourg doit donc disposer d'un périmètre d'équilibre ayant le même code d'identification (code EIC) dans les deux zones de réglage concernées.

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

L'énergie d'ajustement positive ou négative livrée par Amprion pour la zone Creos est redistribuée entre les acteurs responsables du déséquilibre sur base de leurs nominations *day-ahead*. Ces nominations sont des programmes journaliers prévisionnels reprenant par période ¼-horaire toutes les transactions énergétiques d'un périmètre d'équilibre avec d'autres périmètres d'équilibre. Les nominations sont transmises au coordinateur d'équilibre, dont la fonction est assurée par le gestionnaire du réseau de transport Creos, au plus tard jusqu'à 14:30 heures du jour ouvré précédant le jour d'accomplissement de la fourniture prévue dans la nomination. L'Institut constate en 2012 une utilisation plus intensive de l'énergie d'ajustement afin de combler un niveau de prévisions inférieur à la consommation réelle. Ceci s'est traduit par une hausse nettement plus prononcée des ajustements négatifs (vente) par rapport aux ajustements positifs (achat). Toutefois, l'écart-type en 2012 a été réduit par rapport à celui de 2011. Compte tenu des difficultés pour les responsables d'équilibre pour assurer que leurs nominations *day-ahead* s'approchent au mieux des flux réels, le coordinateur d'équilibre étudie, à la demande de l'Institut, un projet pilote pour mettre en place des nominations *intraday* en vue notamment de limiter le besoin de recours à l'énergie d'ajustement.

REGIME DES CONCESSIONS

La Loi du 1^{er} août 2007 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 du 1^{er} août 2007, 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 2012, 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 distribution⁴.

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

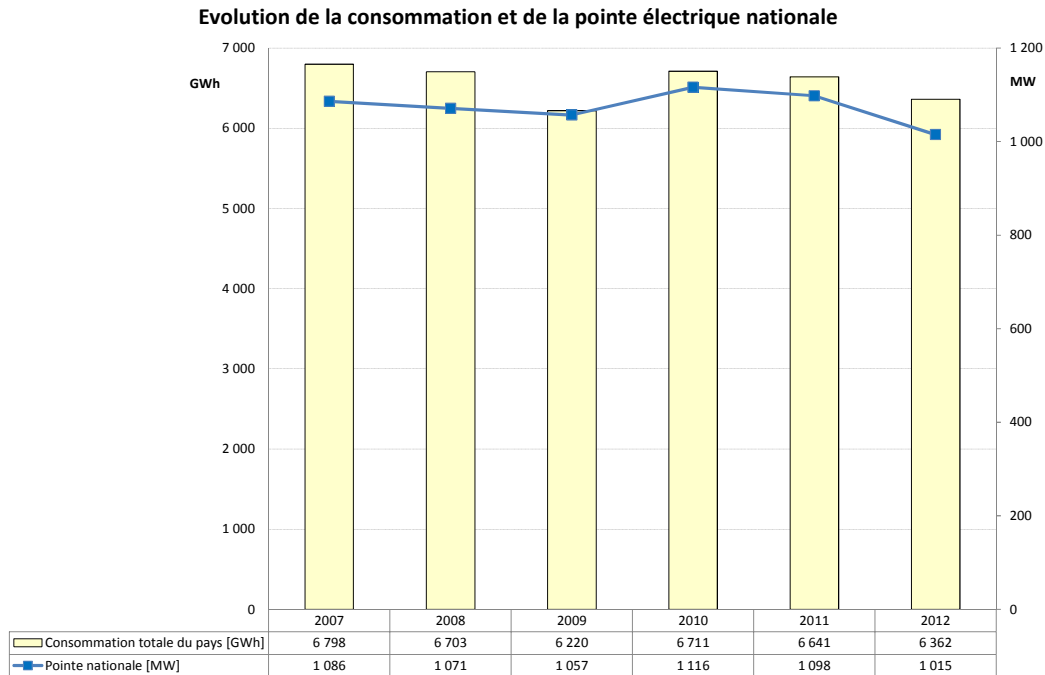
Fonction	Gestionnaire de réseau	Nombre de raccordements	Longueur du réseau en km (> 35 kV)	Longueur du réseau en km (< 35 kV)	Propriétaire
GRT	Creos Luxembourg S.A.	250.112	537,4	8.635,0	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A., Commune de Steinfort, , Ville de Vianden
GRD	Hoffmann Frères S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	3.762	0	210,2	Hoffmann Frères S.à r.l. et Cie S.e.c.s.
GRD	Ville de Diekirch	3.364	0	153,7	Ville de Diekirch
GRD	Sudstrom S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	19.104	0	463,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	4.573	0	95,2	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s	19	113,3	0	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s, ArcelorMittal Belval & Differdange S.A., ArcelorMittal Rodange & Schifflange S.A., ELIA Asset S.A., Paul Wurth S.A.
GRT : Gestionnaire de réseau de transport, GRD : Gestionnaire de réseau de distribution, GRI : Gestionnaire de réseau industriel					

Tableau 1 – Infrastructure – réseaux électriques

EVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation en 2012 était de 6,36 TWh. La puissance de pointe enregistrée dans la zone Creos s'élevait à 772 MW, celle dans la zone Sotel à 279 MW. La pointe simultanée des deux zones était de 1.015 MW et a eu lieu le 11 décembre 2012 à 18.00 heures.

⁴ http://www.ilr.public.lu/electricite/gestionnaires/elec-releve_gestionnaires.pdf



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

Les baisses de la consommation et de la pointe nationale s'expliquent principalement par la réduction de la consommation (227 GWh en moins en 2012 par rapport à 2011 et de la pointe (279 MW en 2012 par rapport à 372 MW en 2011) dans le réseau industriel de Sotel) du fait d'une activité industrielle réduite.

QUALITE 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'électricité⁵ qui vise une harmonisation de ces paramètres a rendu possible une première analyse cohérente de données de qualité pour l'année 2011. Les données de l'année 2012 sont en ligne avec celles de 2011. Néanmoins, étant donné que les données ont été collectées une première fois en 2011, des conclusions ne peuvent pas encore en être tirées. Les chiffres devront en l'occurrence être confirmés par les données des années à venir. Pour le présent rapport ont été pris en compte les interruptions supérieures à 3 minutes et une tension restante en-dessous de 1% de la tension nominale respectivement de la tension de livraison convenue entre parties. Certains gestionnaires de réseau ont informé l'Institut qu'ils n'ont considérés que les coupures galvaniques, c'est-à-dire quand la tension restante atteint 0% de la tension nominale ou de la tension de livraison convenue.

En 2012, les gestionnaires de réseau de distribution ont rapporté 115 interruptions en total, tandis qu'en 2011, le nombre d'interruptions total rapporté s'élevait à 172. On peut également constater une baisse des interruptions planifiées et des interruptions non-planifiées : ces dernières s'élèvent à 62 en 2012, contre 83 en 2011. Le Tableau ci-dessous renseigne sur les causes d'interruption indiquées.

⁵ http://www.ilr.public.lu/electricite/decisions_reglements/divers/index.html

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

Tableau 2 - Causes d'interruptions

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

- Le SAIFI⁶, qui caractérise la fréquence d'interruptions à un point de fourniture pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2012 de 0,18 interruptions par année et par point de fourniture.
- Le SAIDI⁷, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de fourniture, est pour l'année 2012 de 10 minutes par année et par point de fourniture.

Au plan européen, l'Institut tient à renforcer sa contribution au *Benchmarking Report on Quality of electricity Supply*⁸, rapport publié périodiquement par le CEER qui présente la situation de la qualité technique de la fourniture d'électricité au niveau européen.

Au niveau de la qualité de service l'Institut relève les dépassements des délais entre les demandes de raccordement et le traitement des raccordements. Ce relevé montre que 26% de toutes les demandes de raccordement par les clients résidentiels ne sont pas traités dans les dix jours ouvrables tel que prévu par la législation en vigueur. L'article 2(3) de la Loi du 1^{er} août 2007 prévoit que dans ces dix jours ouvrables le gestionnaire de réseau est tenu de communiquer au client les conditions techniques de raccordement, les tarifs de raccordement, ainsi que les délais prévus de réalisation du raccordement. De même, 29% des raccordements ne sont pas réalisés au plus tard dans un délai de trente jours ouvrables à partir de la présentation par le client résidentiel de tous les permis et autorisations requis en la matière.

Ces données démontrent une amélioration remarquable en ce qui concerne le respect du délai de réponse de 10 jours par rapport aux données de 2011 (53%), mais également une légère augmentation des cas de non-respect du délai de réalisation par rapport à 2011 (22%).

⁶ System Average Interruption Frequency Index

⁷ System Average Interruption Duration Index

⁸ http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab/CEER_Benchmarking_Report.pdf

REGIME D'ACCES AU RESEAU POUR PRODUCTEURS RENOUVELABLES

L'article 5 de la Loi du 1^{er} août 2007 précise le régime général du raccordement au réseau imposé aux gestionnaires de réseau.

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

En ce qui concerne les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables souhaitant être raccordés au réseau, les gestionnaires de réseau doivent leur fournir les informations complètes et nécessaires, y compris une estimation complète et détaillée des coûts associés au raccordement, un calendrier raisonnable et précis pour la réception et le traitement de la demande de raccordement et un calendrier indicatif pour tout raccordement au réseau proposé. Cet article 5 (6bis) transpose ainsi en droit national les dispositions du cinquième paragraphe de l'article 16 de la directive 2009/28/CE⁹.

D'autres dispositions de l'article 16 de la directive 2009/28/CE sont transposées par l'article 19(2bis) de la Loi du 1^{er} août 2007 : « *Le gestionnaire de réseau garantit le transport et la distribution de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et donne accès garanti au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau.* »

En outre, en lisant l'article 19(3) de la Loi du 1^{er} août 2007 a contrario, le gestionnaire de réseau ne peut pas refuser l'accès au réseau aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, même pas en cas de manque de capacités.

Le Tableau suivant renseigne sur le nombre des demandes de raccordements en 2012 ainsi que sur la mise en service en 2012 des installations de production d'électricité sur base des sources d'énergies renouvelables:

Installations de production	Nombre	Puissance installée [kW]
Sources d'énergies renouvelables		
Demandes de raccordements en 2012	1 595	275 891
Mises en service en 2012	1 500	70 375

En 2012, 1.595 demandes de raccordement ont été adressées aux différents gestionnaires de réseau alors que 1.500 installations de production ont été mises en service. Les 1.595 installations de production précitées présentent une puissance installée de 275.891 kW, contre 70.375 kW pour les 1500 installations mises en service durant l'année 2012. Il s'agit essentiellement de centrales photovoltaïques, mais également de quelques parcs éoliens.

Parmi les demandes de raccordement non réalisées en 2012 figurent notamment des projets de parcs éoliens qui se trouvent toujours en phase d'étude et d'autorisation ainsi que des projets de centrales photovoltaïques d'une puissance installée d'environ 13 MW

⁹ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JOUE L140 du 5 juin 2009, p. 16)

qui ont été abandonnés par le demandeur du raccordement étant donné que leur mise en service n'a pas pu être réalisée en 2012 et qu'un régime de subvention plus défavorable s'applique aux mises en service à partir du 1^{er} janvier 2013.

3.1.3 Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux

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

INTRODUCTION D'UN MODÈLE DE RÉGULATION INCITATIVE

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

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

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

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

Le revenu autorisé pour couvrir les charges d'exploitation contrôlables va évoluer sur base des charges 2011 adaptées à l'inflation, à l'extension de réseau et à l'objectif d'efficience. 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 finalement pour les consommateurs.

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

Les grands projets d'investissement feront l'objet d'une analyse approfondie quant à leur raison d'être et leur montant planifié avant de décider de leur inclusion dans la base d'actifs régulée. L'Institut est convaincu que cette évaluation poussée contribuera à une gestion optimale des projets d'investissement. Pour limiter les effets liés au risque de

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

Finalement, le taux de rémunération sur capital investi (7,60% nominal avant impôts) est en baisse suite à l'évolution des taux d'intérêts sur les marchés financiers pour des investissements similaires. Ce taux de rémunération reste attractif compte tenu du faible risque inhérent au secteur régulé. En outre, il assure une prévisibilité suffisante aux investisseurs et ne porte pas atteinte à un approvisionnement sûr et fiable en énergie.

CONDITIONS DE RACCORDEMENT

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

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

La Loi du 1^{er} août 2007 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.

TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Au cours de l'année 2012, l'Institut a examiné et accepté les propositions de tarifs d'utilisation du réseau des cinq gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité.

Les tarifs d'utilisation du réseau se composent de deux éléments, l'un proportionnel à la puissance maximale enregistrée au cours d'une année, l'autre proportionnel à la quantité d'énergie consommée. Pour les clients résidentiels, le tarif se compose d'un forfait mensuel et d'une partie proportionnelle à la consommation.

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

Le Tableau ci-après reprend les tarifs redevables pour l'utilisation du réseau et agrégés au niveau national tel que publiés par Eurostat pour le second semestre 2012¹⁰, pour deux catégories de consommateurs différents.

¹⁰ http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics

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

Tableau 3 - Tarifs d'utilisation réseau agrégés

3.1.4 Questions transfrontalières

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

UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Au Luxembourg, les importations physiques nettes d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne se sont élevées à environ 4,16 TWh en 2012. La capacité d'importation maximale n'a pas été atteinte, la puissance maximale mesurée était de 654 MW sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg. Les interconnexions entre le réseau de transport de Creos Luxembourg S.A. et celui d'Amprion GmbH ne subissent donc pas de manque de capacité. La capacité d'interconnexion est dès lors attribuée de manière implicite et sans coût à l'acteur du marché, conjointement avec la confirmation de son programme de nomination *day-ahead*. L'application de règles d'attribution de capacités d'interconnexion et de gestion des congestions, tout comme la surveillance de l'utilisation des redevances provenant de la gestion de la congestion, n'est donc pas requise à l'heure actuelle.

Les projets en vue d'un renforcement de l'interconnexion du réseau de transport avec ceux des pays voisins, menées en collaboration avec les gestionnaires des réseaux de transport RTE, Elia System Operator N.V. (ci-après « Elia ») et Amprion GmbH, se concentrent sur les spécifications techniques et les principes opérationnels d'une solution intérim d'une part et d'une solution d'interconnexion à long terme d'autre part :

- la solution intérim consiste à développer une capacité d'interconnexion de 400 MVA avec la Belgique moyennant un couplage avec le réseau Elia via l'installation d'un transformateur-déphaseur;
- les analyses en vue d'une solution d'interconnexion à long terme (échéance 2030) évaluent toutes les options possibles en vue de sécuriser l'alimentation du Luxembourg de demain. En collaboration avec l'Université d'Aix-la-Chapelle RWTH-Aachen, Creos a réalisé des études de marché et des analyses d'impact des différentes solutions sur la sécurité des réseaux et sur l'intégration des marchés, en coopération avec les gestionnaires de réseau limitrophes impliqués dans la démarche (Elia, Amprion et RTE).

Afin de faire face aux défis opérationnels futurs, Creos participe aux travaux au sein de la région centre-ouest, notamment à travers la prise de participation dans le projet *NWE market coupling*, ainsi que dans la société de services dénommée CASC-CWE (*Capacity Allocation Service Centre for the Central West-European Electricity Market*). Le projet *NWE market coupling* vise à instaurer le couplage de marchés par les prix des zones du nord-ouest de l'Europe (i.e. incluant les régions CWE et nordique, ainsi que la Grande-Bretagne).

Le CASC-CWE est une société de services établie à Luxembourg qui agit, pour les gestionnaires de réseau de transport impliqués, comme point central chargé de mettre en place et de faire fonctionner les services liés à l'allocation de capacités de transport d'énergie sur les frontières entre les cinq pays¹¹ de la région centre-ouest.

La connexion transfrontalière reliant le réseau industriel géré par Sotel Réseau et Cie S.e.c.s au réseau de transport belge d'Elia System Operator N.V. ne présente également pas de restrictions de capacité. Dans le futur, il est prévu que le réseau Sotel soit approvisionné, du moins partiellement, en provenance de la France via une nouvelle ligne entre Moulaine (F) et Belval (L).

SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/72/CE en droit national, la loi du 7 août 2012 modifiant la loi du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan d'investissement du réseau de transport national. L'Institut doit également analyser la cohérence de ce plan national avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP) tel qu'élaboré par ENTSOE¹², les deux plans étant mis à jour tous les 2 ans. Conformément au règlement européen 714/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport pour l'électricité, la comparaison se fait sur base des plans national et européen. L'établissement du plan décennal national est prévu à l'article 17 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 ; c'est ainsi que l'analyse du premier plan décennal national est prévu pour le courant de l'année 2013. Le TYNDP 2012 mis en consultation du marché par l'ENTSOE début 2012 reprend les projets d'interconnexion en étude mentionnés plus haut, tout comme le projet de fermeture de la boucle 220kV entre les postes de Heisdorf et Berchem qui se trouve en phase d'autorisation.

Le raccordement du réseau industriel Sotel au réseau de transport français de RTE entre les postes de Belval et Moulaine est en cours d'exécution, même si des recours nouvellement déposés pourraient retarder l'avancement des travaux. Ce projet permettra d'obtenir une nouvelle capacité d'environ 350 MW.

COOPÉRATION RÉGIONALE

L'Institut est impliqué dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité à travers la participation dans l'initiative régionale Centre-Ouest¹³, une des sept initiatives régionales lancées par la Commission européenne en 2006.

En vue de l'objectif des Etats membres d'achever le marché unique à l'horizon 2014, l'Institut a contribué, au sein de la région Centre-Ouest, à l'élaboration du plan de travail régional 2011-2014.

En 2012, l'Institut a principalement suivi le projet de couplage des marchés *day-ahead* au sein de la région Nord-Ouest et le projet de calcul des capacités basé sur le modèle *flow-based* au sein de la région Centre-Ouest.

¹¹ Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas

¹² European Network of Transmission System Operators in Electricity

¹³ La région centre-ouest regroupe l'Allemagne, la France et le Benelux

3.1.5 Observation du cadre législatif et réglementaire

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

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

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

OBSERVATION DU CADRE LEGAL EUROPEEN PAR LE REGULATEUR

Désormais, l'Agence est ancrée dans la législation nationale, imposant à l'Institut de se conformer aux décisions juridiquement contraignantes de l'Agence au même titre que celles de la Commission européenne, et de les mettre en œuvre (article 54(2)f) de la Loi du 1^{er} août 2007). Jusqu'au 31 décembre 2012, aucune décision contraignante n'a été prise par l'Agence à laquelle l'Institut aurait dû se conformer.

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

La coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres Etats membres vise encore, surtout à l'échelon régional, à coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés, à coordonner le développement de règles de gestion de la congestion et à favoriser la mise en place de modalités pratiques pour permettre une gestion optimale du réseau ou un niveau adéquat de capacités d'interconnexions. Dans ce cadre, l'Institut a participé aux discussions et travaux réguliers au sein de l'Agence. De plus, des groupes de travail regroupant les représentants du gestionnaire du réseau de transport Creos, du Ministère de l'Economie et du Commerce extérieur et de l'Institut ont été mis en place au Luxembourg pour discuter de la mise en application des codes réseau au niveau national. Des premiers échanges ont ainsi eu lieu sur le code *Grid connection / Requirements for Generators*.

Ainsi, pour justifier de son travail dans l'intérêt des objectifs décrits ci-dessus, l'Institut doit présenter chaque année dans un rapport à l'Agence et à la Commission les mesures prises et les résultats obtenus pour chacune de ses tâches (article 54(3) de la Loi du 1^{er} août 2007).

OBSERVATION DU CADRE LEGAL EUROPEEN PAR LES ENTREPRISES D'ELECTRICITE

Dans la mesure où les dispositions de la directive 2009/72/CE se trouvent transposées en droit national, le non-respect de ce cadre légal est sanctionné au même titre que l'inobservation des dispositions légales nationales. Le pouvoir de sanction de l'Institut est défini par l'article 65 de la Loi du 1^{er} août 2007 et consiste à prononcer de simples blâmes ou avertissements, ou prononcer des amendes substantielles de même qu'une interdiction temporaire d'effectuer certaines opérations, toutes les sanctions pouvant être assorties d'une astreinte (paiement d'une somme d'argent par jour de retard).

EXIGENCES DE TRANSPARENCE

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

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

La mise en œuvre des interdictions définies dans le règlement REMIT ainsi que la définition du régime des sanctions en cas de violation des dispositions dudit règlement étant de la responsabilité des Etats membres, la loi modifiée du 1^{er} août 2007 fixe les compétences d'enquête et d'exécution dont est pourvue l'autorité de régulation. Toutefois il s'agit de préciser et de compléter la législation nationale en vigueur pour être totalement conforme aux articles 13 et 18 du règlement REMIT.

3.2. Aspects relatifs à la concurrence

3.2.1. Marché de gros

Le réseau de transport luxembourgeois d'électricité est interconnecté uniquement avec le réseau allemand, et ne présente pas de congestion sur les lignes d'interconnexion transfrontalières. Le marché de gros luxembourgeois est ainsi intégré à la zone de prix allemande ce qui permet aux acteurs actifs sur le marché de bénéficier de la liquidité élevée de la zone de prix allemande et de participer aux échanges d'électricité sur le

marché allemand¹⁴. Ainsi, la référence pour le prix du marché de gros au Luxembourg est le prix *day-ahead* réalisé sur Epex Spot pour la zone Allemagne/Autriche (Phelix).

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

SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS

Suite à la transposition de la directive 2009/72/CE en droit national par la loi du 7 août 2012 modifiant la loi du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, une réflexion sur la définition et la mise en place du dispositif de surveillance des marchés de gros est en cours.

Le règlement (UE) N° 1227/2011 (REMIT), entré en vigueur le 28 décembre 2011, ayant pour objet le renforcement de l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (électricité et gaz naturel), définit les règles qui interdisent les pratiques abusives affectant les marchés de gros et qui imposent la publication des informations privilégiées par les acteurs des marchés. L'Agence de coopération des régulateurs d'énergie (ACER) assure la surveillance des marchés en coopération avec les régulateurs nationaux. Par ailleurs, les autorités de régulation nationales doivent disposer des compétences d'enquête et d'exécution pour garantir l'application du règlement. 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. Dans ce cadre, l'Institut cherche les coopérations appropriées avec l'Agence ainsi qu'avec les autorités de régulation des pays dont le marché de gros couvre également l'approvisionnement vers le Luxembourg.

ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE

L'approvisionnement de la zone Creos est caractérisé par une quote-part importante d'importations. En effet, les productions indigènes dans cette zone n'atteignent que 16,73% en termes d'énergie en 2012. La plus grande partie de l'énergie électrique consommée dans la zone Creos est importée physiquement depuis l'Allemagne, ce qui témoigne de la bonne intégration du réseau de transport luxembourgeois dans le marché allemand. De cette façon la concurrence joue principalement à ce niveau.

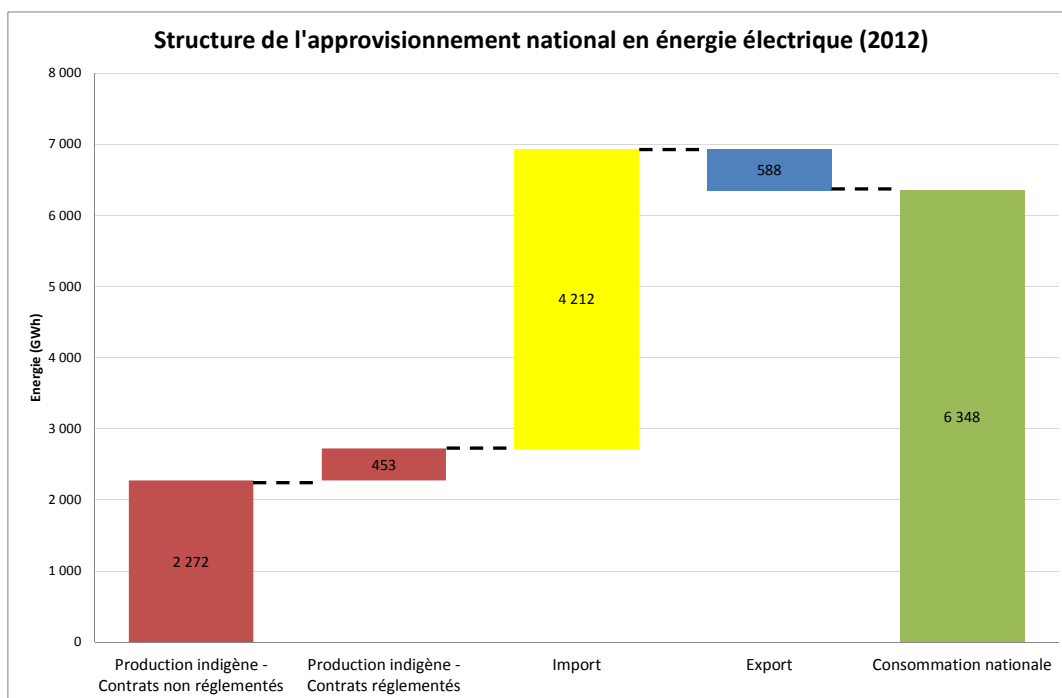
La plupart des fournisseurs qui sont actifs au Grand-Duché s'approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers, et ont une politique de diversification de leurs sources d'approvisionnement. En 2012, onze fournisseurs ont importé de l'énergie électrique depuis l'Allemagne et la Belgique.

¹⁴ Le marché luxembourgeois de l'électricité, pris isolément, ne dispose pas de marché organisé et ne présente que très peu de liquidité.

En 2012, le volume des échanges sur le marché national de gros est de 6,93 TWh¹⁵ correspondant à une baisse de 16,6% par rapport à l'année précédente.

Le Graphique ci-dessous donne des indications sur la participation à l'approvisionnement national des différentes sources contractuelles d'importation et de production destinées à la consommation nationale pour l'année 2012. Le Luxembourg couvre 42,9 % de la consommation nationale par la production nationale et le solde est couvert par les importations nettes à concurrence de 57,1 %.

Les contrats réglementés de fourniture d'électricité produite sur la base d'énergies renouvelables ou de la cogénération représentent 7,1% en volume de la consommation nationale.

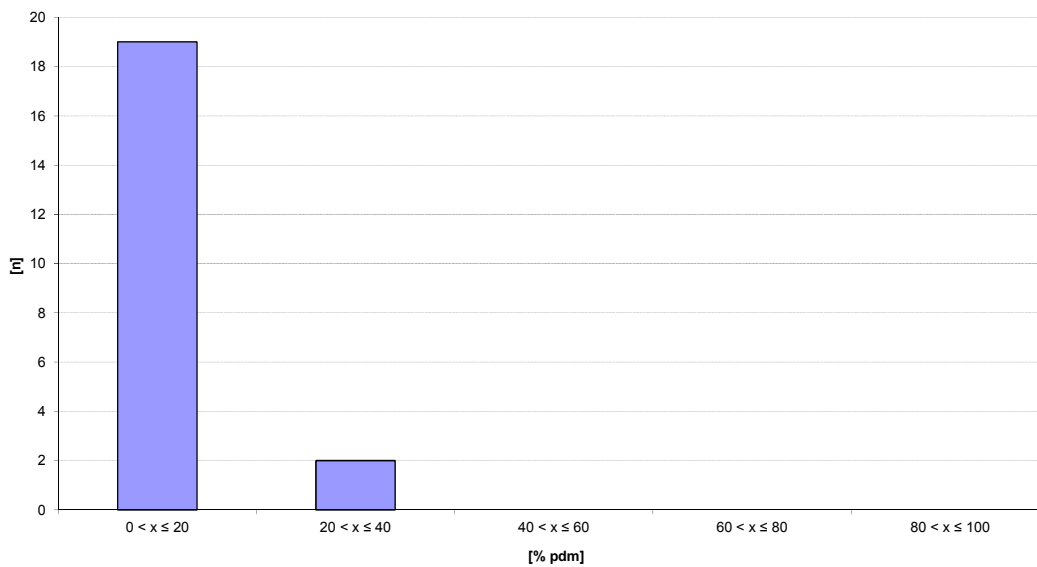


Graphique 2 - Structure de l'approvisionnement national

En 2012 la distribution des parts de marché au niveau de l'approvisionnement national est représentée au Graphique 3, où « n » est le nombre de fournisseurs, et « x » la part de marché correspondante :

¹⁵ Somme des valeurs absolues de la production nationale, des importations et des exportations.

Nombre d'acteurs - approvisionnement national



Graphique 3 - Nombre d'acteurs par intervalle de parts de marché relatifs à l'approvisionnement national (importations et production indigène destinée à la consommation nationale et production indigène soumise au régime réglementé). Les acteurs du régime réglementé sont regroupés comme un acteur ayant une part de marché de 6,4 %

Le HHI¹⁶ reste avec 2.311 points proche de sa valeur en 2011. (2.382).

La fourniture en énergie électrique de clients au Grand-Duché de Luxembourg n'est possible qu'après l'obtention d'une autorisation de fourniture auprès du Ministre de l'Economie et du Commerce extérieur. La procédure d'autorisation, se basant sur des critères objectifs, est prescrite par la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité. Une liste des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché du Luxembourg (28 fournisseurs autorisés au 19 juillet 2013) est accessible sous: <http://www.ilr.public.lu/electricite/fournisseurs/index.html>.

L'absence de congestions et de restrictions au commerce de gros et transfrontalier, la part considérable des importations dans l'approvisionnement national, ainsi que le nombre d'acteurs importateurs dans la zone Creos réduisent significativement le potentiel d'éventuels comportements abusifs. En 2012, aucun abus de position dominante n'a été constaté.

3.2.2. Marché de détail

Onze entreprises de fourniture se partagent le marché de détail de l'électricité qui comprend 278.496 consommateurs¹⁷. Les consommateurs peuvent être 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

¹⁶ Herfindahl-Hirschman Index: indicateur de concentration de marché dont une valeur de 10.000 indique la concentration maximale, c.-à-d. un acteur qui détient une part de marché de 100%

¹⁷ Points de fourniture

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

Des mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs ont été observés en 2012 pour le groupe de consommateurs industriels pour lequel le taux de changement de fournisseur s'est élevé à 15,4% en volume. Au sein des groupes des consommateurs résidentiels ou des petits consommateurs professionnels, la faible mobilité des consommateurs est documentée par de faibles taux de changements de fournisseur.

SURVEILLANCE DES PRIX

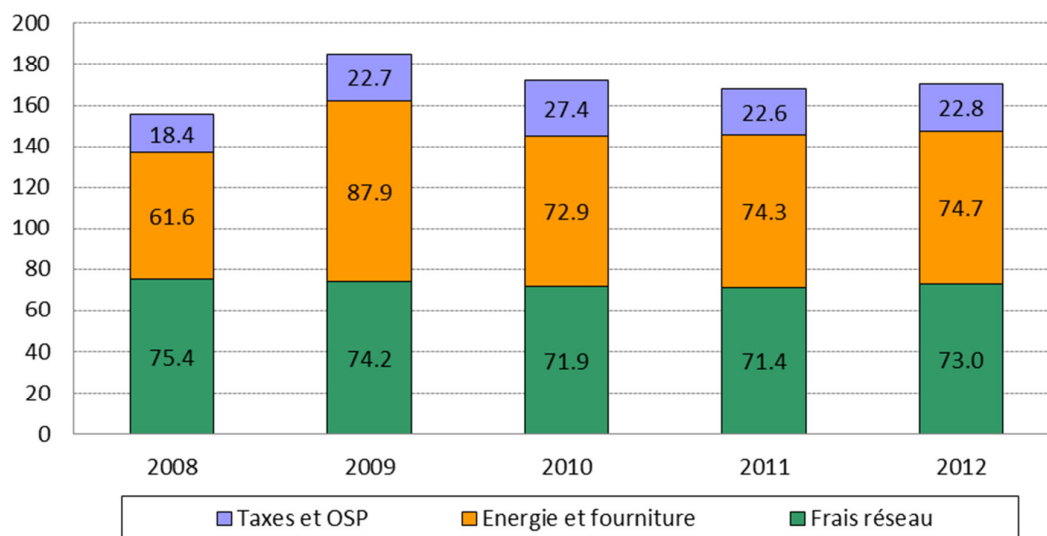
Au Luxembourg, le marché de l'électricité a été complètement ouvert à la concurrence au 1^{er} juillet 2007. Depuis, il n'existe pas de prix de fourniture régulé, l'ensemble des consommateurs est fourni par des offres de marché.

Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les trois composantes tarifaires déterminant le prix sont :

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

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

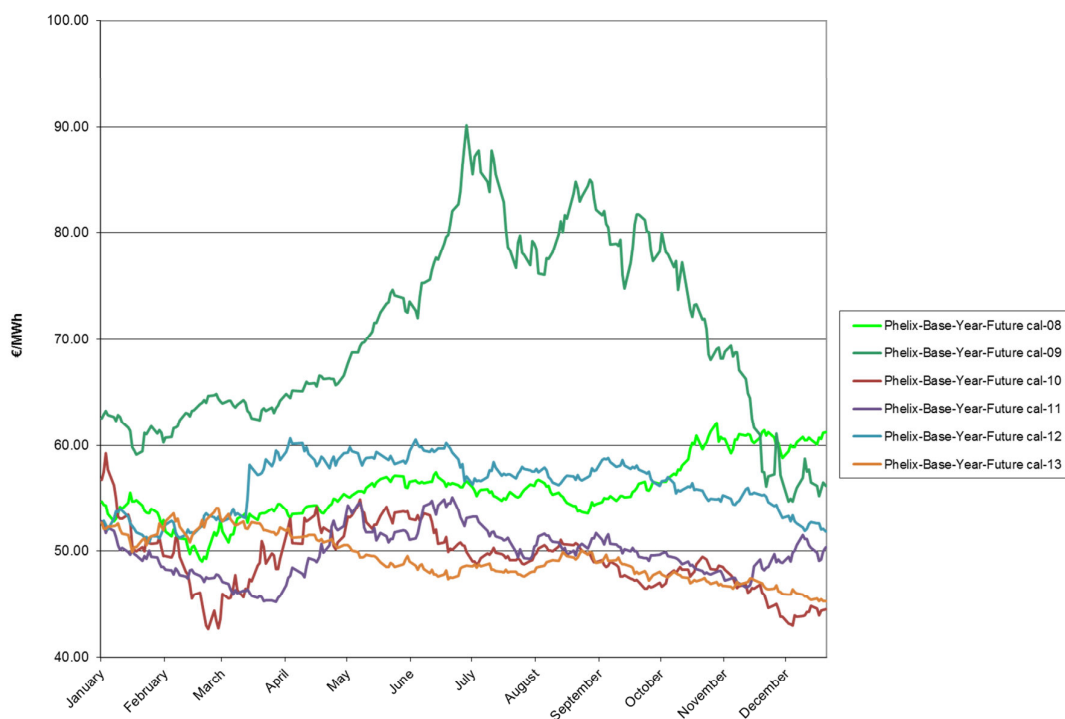
Décomposition des prix résidentiels (en € par MWh) Electricité



Graphique 4 - Décomposition des prix résidentiels (prix courants)

La baisse des prix résidentiels constatée pour l'année 2011 est suivie d'une légère hausse en 2012. Alors que le prix de l'énergie et les taxes et la contribution au mécanisme de compensation sont restés stables par rapport à l'année 2011, la hausse s'explique par une légère augmentation des frais d'utilisation du réseau.

Le Graphique 5 compare le développement sur le marché à terme du produit *Phelix-Base-Year-Future* avec livraison en 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 respectivement 2013. Ces prix de marché plus élevés pour l'électricité fournie en 2012 par rapport à 2011 ont été répercutés par les fournisseurs sur leur prix de vente sur le marché de détail. La corrélation observée dans le passé entre la variation des prix futures pendant l'année a-1 et la variation des prix du marché de détail dans l'année a, est en accord avec les observations actuelles. Le Graphique 5 montre aussi l'évolution des prix sur les bourses pour l'année 2013 qui diminue par rapport à l'année 2012. Compte tenu de cette baisse des prix futurs pour l'année 2013, on devrait pouvoir s'attendre à une baisse des prix du marché de détail en 2013.



Graphique 5 - Développement sur le marché à terme du produit *Phelix-Base-Year-Future* avec livraison en 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 respectivement 2013 (source des données: European Energy Exchange AG (EEX AG))

L'évolution des prix de l'électricité pour les clients industriels est disponible sur les pages Internet d'Eurostat¹⁸.

Afin de générer une transparence et une visibilité accrues des différences de prix sur le marché des clients résidentiels, l'Institut a commencé fin 2011 la préparation d'un outil de comparaison des prix de fourniture. En attendant l'implémentation de l'outil de

¹⁸ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>

comparaison automatisé, l'Institut publie sur son site Internet destiné aux consommateurs finals¹⁹ une comparaison manuelle entre certains tarifs pour clients résidentiels.

ETIQUETAGE DE L'ELECTRICITE

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

A travers une étiquette standardisée, le consommateur est mis en mesure de comparer les offres et produits des différents fournisseurs et de faire son choix non seulement en fonction du prix, mais également en fonction des sources d'énergies à partir desquelles l'électricité est produite et de l'impact environnemental qui en découle. A cette fin l'Institut est chargé d'effectuer le contrôle des informations fournies. Annuellement l'Institut vérifie la cohérence entre les quantités d'électricité vendues au Luxembourg et les déclarations faites aux clients finals et en calcule le mix national annuel. Les détails relatifs au système d'étiquetage sont publiés dans le rapport sur les modalités de la diffusion de l'information sur l'électricité et le système d'étiquetage²⁰.

PARTS DE MARCHE

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

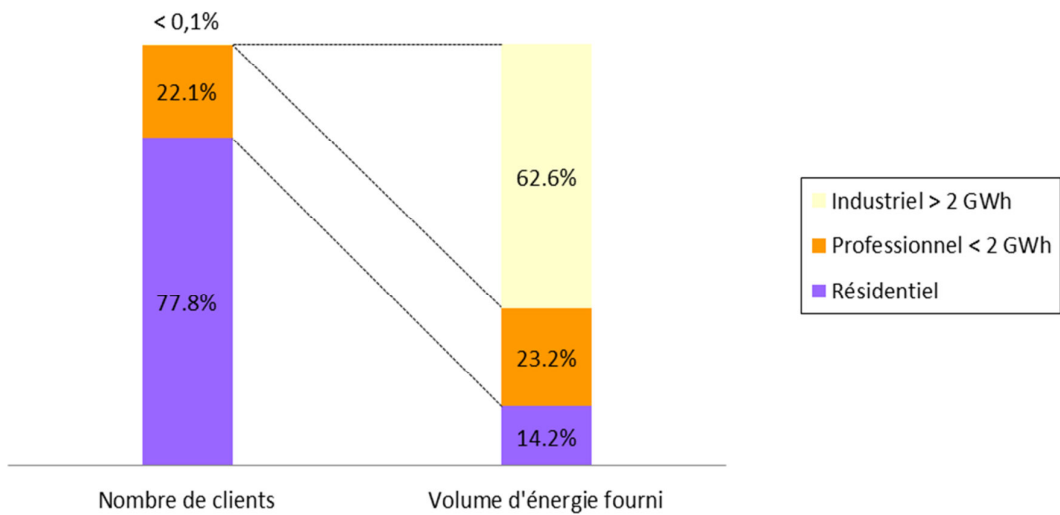
Electricité	Consommation 2012 en TWh	Points de fourniture
Secteur résidentiel	0.9 TWh	216 657
Secteur professionnel (< 2 GWh)	1.5 TWh	61 628
Secteur industriel (> 2 GWh)	4 TWh	211

Tableau 4 – Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2012)

¹⁹ <http://www.STROUMaGAS.lu>

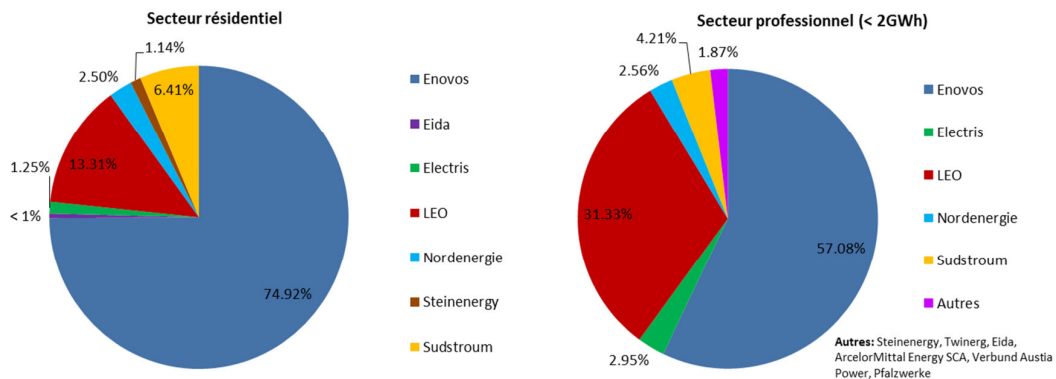
²⁰ http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/rapport_etiquetage/index.html

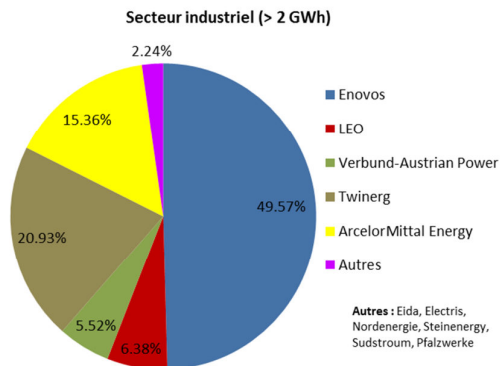
Répartition du marché de détail d'électricité par segments de clients (2012)



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

Onze entreprises d'électricité se partagent le marché de détail au Grand-Duché du Luxembourg, dont sept ont été actives sur le marché résidentiel et onze sur le marché non-résidentiel en 2012. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 7. Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe, ceci surtout sur le secteur résidentiel et le secteur des PME.

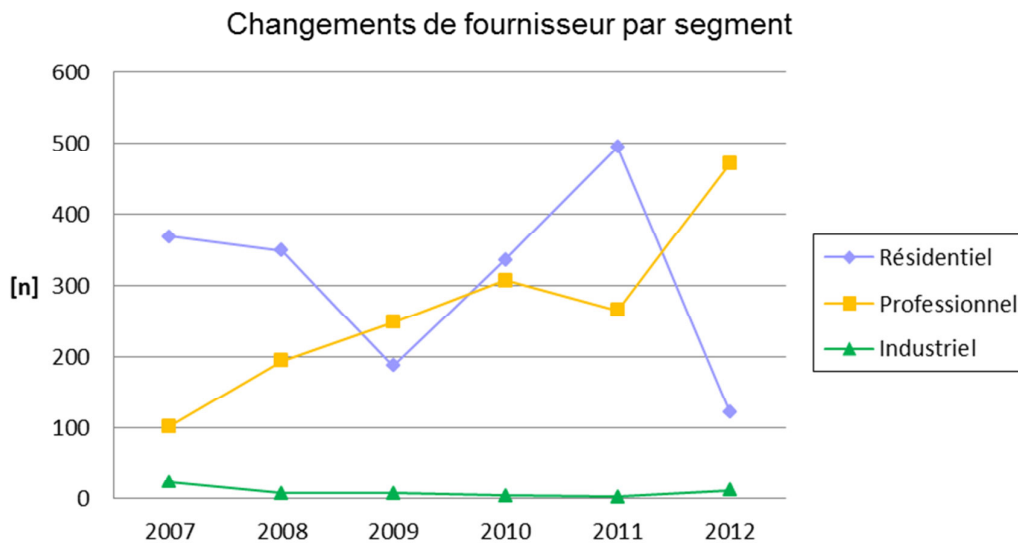




Graphique 7 – Part de marché (en %) sur le segment respectif du marché de détail

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Le taux total de changement de fournisseur a été en 2012 de 9,7 % en termes de volume et de 0,22% en termes de nombres de clients. Les clients professionnels montrent plus d'activité de changement de fournisseurs avec 11,3% en termes de volumes par rapport à 0,07% pour les clients résidentiels. Des changements de fournisseur dans le segment industriel sont la cause de la forte augmentation du taux de changement en termes de volume. Sur le segment des clients professionnels avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh, il y a un taux de changement en volume de 15,4% et en nombre de clients de 5,1%. L'évolution du nombre absolu de changements par segment est reprise dans le Graphique .



Graphique 8 - Evolution des changements de fournisseur par segment

- *Segment résidentiel*

Les ménages, éligibles depuis le 1^{er} juillet 2007, représentent en volume environ 18,5% du marché de l'électricité. 122 changements de fournisseur ont été opérés en 2012 ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,07% en volume. Le taux de changement de fournisseur diminue de 0,20% par rapport à 2011 (voir Graphique 8).

En ce qui concerne les contrats de fourniture intégrée offerts aux clients résidentiels, ceux-ci ont généralement une durée indéterminée tout en étant résiliables avec un préavis d'un mois. Des contrats à durée déterminée, le cas échéant avec un prix fixe sur la durée du contrat, coexistent. Les fournisseurs diversifient leur offre avec des produits « verts » présentant un mix de sources énergétiques²¹ avec des caractéristiques à 100% renouvelables, ainsi qu'avec des produits mixtes et des remises diverses.

Les différences de prix entre les différentes offres disponibles sont faibles et les offres se différencient surtout par les caractéristiques des produits offerts, tels que l'origine de la production d'électricité.

La rubrique STROUMaGAS²² du site Internet de l'Institut agit comme portail d'information, notamment destinée au client résidentiel, afin de lui permettre de comprendre la structure des marchés libéralisés de l'énergie, de s'informer sur les fournisseurs et d'exercer son droit de libre choix de fournisseur d'une manière informée. Cette rubrique dont le but est de devenir un portail d'information pour les clients finals est décrite plus en détail au chapitre 5.1.

- *Segment professionnel (< 2 GWh)*

Parmi le segment du commerce et de l'industrie moyenne, 471 clients à consommation annuelle inférieure à 2 GWh ont changé de fournisseur au cours de l'année 2012. Ces clients représentent un volume annuel total de 3,04 GWh. Avec un taux de changement dans ce segment de 0,2%, ce taux continue sa baisse en 2012. En 2011, il se situait à 0,6% en volume par rapport à 0,9% en 2010.

- *Segment industriel*

Le secteur industriel comprend l'ensemble des consommateurs à consommation annuelle supérieure à 2 GWh. En 2012, 11 clients industriels ont changé de fournisseur pour un volume total de 617 GWh ce qui représente un taux de changement en 2012 de 15,4% en volume du secteur industriel.

RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE

En vertu de l'article 54 (3 bis) de la Loi du 1^{er} août 2007, 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.

²¹ http://www.ilr.public.lu/electricite/etiquetage_electricite/index.html

²² <http://STROUMaGAS.ilr.lu>

L'Institut Luxembourgeois de Régulation a ainsi élaboré un rapport annuel²³ qui vise à fournir plus de transparence au niveau des prix et sert à mieux évaluer le fonctionnement des marchés respectifs. Il s'agit d'étudier si les fournisseurs luxembourgeois proposent des conditions et prix raisonnables tout en assumant leurs responsabilités de transparence, de non-discrimination, de comparabilité et de publication de leurs offres.

L'Institut a ainsi analysé l'évolution des prix (de l'électricité et du gaz naturel) au cours des cinq dernières années. En outre, il les a comparés aux prix appliqués dans un échantillon d'autres pays européens.

Au Grand-Duché, les prix de fourniture intégrés, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel, se situent largement en-dessous de la moyenne des prix intégrés en vigueur dans les autres pays considérés. Cet avantage est majoritairement dû au faible montant des taxes applicables au Luxembourg. Analysant le prix intégré de l'électricité et du gaz naturel hors taxes, le Grand-Duché reste proche de la moyenne de l'échantillon.

Par ailleurs, bien que l'Institut n'ait pas décelé de pratiques discriminatoires ni au niveau de la tarification, ni au niveau de la transparence des prix, les différentes offres publiées par les fournisseurs ne sont que difficilement comparables. En effet, les fournisseurs luxembourgeois adoptent des approches distinctes en ce qui concerne la présentation de leurs offres respectives ce qui complique la comparaison entre les prix et conditions en vigueur sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel au Grand-Duché. Ce manque d'uniformité risque d'empêcher le consommateur de faire son choix consciemment.

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

DROIT D'ENQUETE ET MESURES NECESSAIRES A UNE CONCURRENCE EFFECTIVE

Il ressort de la directive 2009/72/CE que pour développer la concurrence sur le marché intérieur de l'électricité, les grands clients non résidentiels devraient pouvoir choisir leurs fournisseurs et avoir la possibilité de conclure des contrats avec plusieurs fournisseurs pour couvrir leurs besoins en électricité. Ces clients devraient être protégés contre les clauses d'exclusivité des contrats, dont l'effet est d'exclure les offres concurrentes ou complémentaires.

Ainsi le contrat cadre introduit dans l'intérêt des grands consommateurs (consommateurs grands comptes ou multi-sites) la possibilité de se faire approvisionner simultanément par plusieurs fournisseurs. Cette faculté leur permet de structurer leur approvisionnement et d'acheter à différentes échéances des tranches de leur consommation future. En effet, la

²³ http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Rapport_annuel_prix_de_fourniture_2013.pdf

possibilité pour le consommateur de conclure directement le contrat cadre avec le gestionnaire de réseau Creos ou de mandater un tiers à cet effet, lui permet de s'approvisionner de manière structurée et d'organiser la gestion opérationnelle et la gestion de l'équilibre de façon indépendante. Le nouveau contrat cadre crée donc de nouvelles opportunités pour les grands consommateurs pour mitiger le risque du prix momentané sur les marchés de gros.

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

L'Institut a également enquêté dans les achats collectifs et encourage ce concept innovateur qui favorise les économies et la participation active des consommateurs d'un côté et l'attractivité du marché pour les fournisseurs potentiels de l'autre.

Finalement, l'Institut a consulté au sujet de la transparence et de la comparabilité des offres de fourniture d'électricité aux consommateurs résidentiels et émis des recommandations à ce sujet.

3.3. 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 et du Commerce Extérieur) 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 bisannuel²⁴ concernant tous les aspects de la sécurité et de la qualité de l'approvisionnement à la Commission européenne et au régulateur.

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

²⁴<http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/index.html>

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

Les gestionnaires des réseaux de transport et industriels sont tenus de garantir les capacités suffisantes et de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. La surveillance de cette sécurité est de la compétence du Commissaire du Gouvernement à l'Energie; elle couvre notamment l'adéquation entre l'offre et la demande, les capacités de production existantes, celles en projet ou en construction, ou encore le niveau d'investissements nécessaires au bon fonctionnement actuel et futur des infrastructures. Les perspectives à moyen et long terme sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité sont documentées par le Commissaire du Gouvernement à l'Energie dans son rapport bisannuel dont le dernier en date est de juillet 2012²⁵. En ce qui concerne les projections de la demande et de l'offre, elles sont largement tributaires de l'évolution économique suite à la crise économique et financière de 2008. L'évolution des besoins en énergie électrique est dépendante de nombreux facteurs économiques qui ne sont pas suivis de près par le régulateur. La loi attribue la collecte et l'analyse de ces informations au Ministère de l'Economie et du Commerce Extérieur dans le cadre de sa compétence en matière de sécurité de l'approvisionnement. Son rapport de juillet 2012 rend compte des prévisions de charge atteignant environ 1.100 MW en 2027. Bien que le niveau de pointe et le respect du critère N-1 soient aujourd'hui couverts par Amprion GmbH, il est nécessaire de prévoir une capacité d'importation additionnelle afin de couvrir l'augmentation ultérieure de la charge du réseau, ce qui rend nécessaire la construction de nouvelles interconnexions avec les pays avoisinants à moyen et long terme.

Outre le besoin d'investissement dans des interconnexions additionnelles tel qu'évoqué à la section ci-avant, des investissements dans des capacités de production additionnelles doivent être étudiés. L'adéquation entre la production et la consommation est généralement évaluée comme un critère de la sécurité d'approvisionnement. Celle-ci est assurée lorsque le parc de production d'un pays est à tout moment capable de couvrir la charge du pays, ceci en tenant compte des réserves disponibles et des temps de non disponibilité. En cas d'un déficit de capacités de production propres, la sécurité d'approvisionnement reste intacte lorsque le déficit peut être compensé par des excédents issus de pays appartenant au système interconnecté sous condition de capacités suffisantes des infrastructures de transport.

SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES CAPACITES DE PRODUCTION

Bien que le rapport du Commissaire du Gouvernement à l'Energie mentionne des capacités de réserve suffisantes chez nos voisins, sur lesquelles le Luxembourg pourrait s'appuyer à condition de disposer des capacités d'importation nécessaires, cette situation doit être réévaluée de manière continue en fonction des décisions prises dans les différents pays européens. En outre, l'investissement dans de nouvelles capacités de production devient nécessaire puisque la sortie du nucléaire en Allemagne tend à avoir des effets sur les prix dans la région, étant donné que la demande en énergie électrique doit être couverte par un nombre réduit de centrales. Par ailleurs, les capacités de réserve de toute la région vont diminuer, étant donné que des centrales, actuellement en réserve, doivent produire pour combler le manque du nucléaire. Il est donc indispensable de ramener les capacités disponibles à un niveau permettant d'assurer une sécurité

²⁵ Bericht über die Versorgungssicherheit Juli 2012
(<http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/index.html>)

d'approvisionnement adéquate dans des conditions de marché. Un investissement dans les capacités de production sur le territoire luxembourgeois semble donc justifié au regard de la sécurité d'approvisionnement et du prix de l'électricité pouvant être offert aux consommateurs luxembourgeois.

Compte tenu des circonstances actuelles, outre les centrales hydro-électriques pour lesquelles il n'existe pas de potentiel significatif au Luxembourg, les centrales au gaz naturel du type TGV semblent les plus adaptées alors que leur flexibilité est la plus apte à suivre les changements rapides du besoin momentané résultant de l'intermittence des centrales de production à base de sources d'énergies renouvelables. Cependant, l'Open Season en vue de la réalisation d'une nouvelle interconnexion gazière avec la France, n'a pas témoigné, aux conditions actuelles du marché, d'un intérêt pour une éventuelle nouvelle centrale de production électrique.

Les centrales de production principales sur le territoire luxembourgeois sont :

- La centrale turbine-gaz-vapeur d'Esch-sur-Alzette, d'une puissance actuelle de 376 MW ;
- La centrale hydroélectrique de Vianden, centrale à accumulation par pompage d'une puissance actuelle de 1.096 MW.

Ainsi, la capacité de production totale installée s'est élevée à 689 MW en 2012, contre 640 MW en 2011 (voir Tableau 5 ci-dessous), hormis la centrale de pompage de Vianden qui est directement raccordée au réseau Amprion, par rapport à une pointe simultanée des réseaux de transport et industriels de 1.015 MW.

Dans la zone Creos, il n'y a pas de centrale de production de taille importante. Les unités de production les plus importantes sont des centrales de cogénération, dont le régime de fonctionnement est souvent déterminé par les besoins d'énergie calorifique, la centrale de valorisation énergétique des déchets (Sidor S.A.) et la centrale hydroélectrique du barrage d'Esch-sur-Sûre qui est en outre soumise à des contraintes en matière de réserve en eau potable et de rétention d'eaux pour réguler le niveau de la Sûre en aval du barrage.

La capacité totale disponible dans la zone Creos est de 313 MW environ. Cette augmentation par rapport à l'année 2011 (264 MW) est principalement due à une très forte augmentation en capacité des centrales photovoltaïques (+34 MW) et une augmentation en capacité des centrales éoliennes (+13,8 MW). La hausse du photovoltaïque en 2012 est liée à un nouveau régime de subvention moins favorable pour les raccordements au réseau de centrales photovoltaïques effectués à partir du 1^{er} janvier 2013.

CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG				
	31.12.2011		31.12.2012	
	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales
COGENERATION:				
Centrales industrielles:	29 200	3	29 200	3
Petites Centrales:	82 771	84	83 816	86
Microcentrales:	809	42	919	43
Autoproduction:	2 560	1	2 560	1
Total:	115 340	130	116 495	133
THERMIQUE:	395 200	2	395 200	2
HYDRO-ELECTRIQUE:				
Centrale de pompage:	1 096 000	1	1 096 000	1
Centrales Moselle, Sûre:	32 300	4	32 300	4
Microcentrales:	2 008	29	2 008	29
Total:	1 130 308	34	1 130 308	34
EOLIENNE:	44 527	45	58 327	51
BIOGAZ:	7 900	26	8 010	26
GAZ DES STATIONS D'EPURATION D'EAUX USEES:	1 922	4	1 978	5
GAZ DE DECHARGE:	75	1	75	1
PHOTOVOLTAIQUE: (*)	40 666	2 901	74 654	3 644
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES:	1 735 938	3 143	1 785 047	3 896
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALE DE POMPAGE):	639 938	3 142	689 047	3 895
(*)Pour les centrales photovoltaïques le nombre de centrales correspond au nombre de contrats existants entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux, tels que reçus par l'Institut en date du 1er juillet de chaque année				

Tableau 5 - Centrales de production au Luxembourg

La centrale turbine-gaz-vapeur d'Esch-sur-Alzette est raccordée au réseau de transport, mais injecte sa production exclusivement sur le réseau industriel en cas de fonctionnement normal, en raison de l'absence d'interconnexion permanente entre le réseau de transport et le réseau industriel. La production annuelle de la centrale dépasse la consommation de la zone Sotel, ce qui signifie que le Luxembourg est exportateur net vers la Belgique.

La centrale hydroélectrique de Vianden d'une puissance actuelle de 1.096 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. L'augmentation de la puissance par l'ajout d'une 11^{ème} turbine-pompe d'environ 200 MW est en cours : les travaux de construction de la « *machine 11* » ont commencé au mois de janvier 2010 et devraient se

terminer à l'automne 2013. Simultanément, la capacité utile des bassins de la centrale est augmentée de 500.000 m³. Pour y parvenir, la crête de digue du bassin supérieur est rehaussée de 1 m et le bassin inférieur adapté à la nouvelle capacité nécessitant un niveau d'eau de 0,50 m en plus. La mise en service de la « *machine 11* » fera passer la puissance totale de la station à 1.290 MW. Les investissements sont réalisés par RWE Power et Enovos Luxembourg.

SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RESEAU

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

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

En outre, un renforcement des interconnexions du réseau de transport avec ceux des pays voisins est mené en collaboration avec les gestionnaires des réseaux de transport RTE, Elia et Amprion. Les solutions se concentrent à l'heure actuelle sur une solution intérim pour développer une capacité d'interconnexion de 400 MVA avec la Belgique d'une part et sur une solution d'interconnexion à long terme d'autre part (encore en cours d'étude avec l'Université d'Aix-la-Chapelle).

MESURES POUR FAIRE FACE AUX DEFICITS D'APPROVISIONNEMENT

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

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

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

Le plan de délestage des réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg est un document opérationnel élaboré de manière concertée par les différents gestionnaires des

réseaux industriels, de transport et de distribution d'électricité du Grand-Duché de Luxembourg.

Il est établi conformément aux articles 12 et 13 de la Loi du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'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.

La construction du raccordement du réseau industriel Sotel (Belval) au réseau de transport français de RTE (Moulaine), avec un accroissement de capacité de 350 MW, devrait contribuer à la sécurité d'approvisionnement, grâce à:

- Un dégagement d'une bande d'énergie lors du raccordement de secours contracté avec le réseau Elia sur lequel est aujourd'hui raccordé le réseau Sotel
- Une connexion progressive du réseau Elia / centrale TGV au réseau Creos via les solutions pré-intérim et intérim.

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

Devant les temps de réalisation importants de telles lignes, il faut, dans un proche avenir, prendre une décision définitive quant à la poursuite du développement de la connexion du réseau du Luxembourg avec des pays voisins et de mettre en œuvre les mesures nécessaires. Dans ce cadre, la réflexion sur le développement d'une interconnexion avec la Belgique constitue une étape importante. En diversifiant ainsi l'origine des approvisionnements, le risque de faire face à des déficits s'en trouverait réduit.

4. Le marché du gaz naturel

4.1. Régulation des réseaux

4.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau

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

CERTIFICATION DU GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT

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

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

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

Ainsi, en conformité à l'article 32(2bis) de la Loi du 1^{er} août 2007, l'Institut a communiqué en date du 16 janvier 2013 à la Commission européenne que la société Creos Luxembourg S.A., disposant d'une autorisation de transport²⁶, est agréée et désignée comme gestionnaire d'un réseau de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne. La Commission européenne n'a pas encore pris position par rapport à cette désignation.

Malgré ladite dérogation quant à l'application de la dissociation entre réseau de transport et activités de production et de fourniture, le législateur a tout de même établi un cadre législatif assurant un degré d'indépendance adéquat aux gestionnaires de réseau. Dès lors, un gestionnaire de réseau de transport faisant partie d'une entreprise de gaz naturel verticalement intégrée, doit répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et de prise de décision qu'un gestionnaire de réseau de distribution. La législation luxembourgeoise prévoit une dissociation juridique, fonctionnelle et comptable du gestionnaire de réseau, mais ne renferme aucune obligation

²⁶ Arrêté ministériel du 27 juin 2011

de dissociation totale de la propriété. Les principales dispositions en matière de dissociation et d'indépendance du gestionnaire de réseau sont définies à l'article 37 de la Loi du 1^{er} août 2007..

DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Les exigences posées par l'article 26 de la directive et applicables aux gestionnaires de réseau de distribution, sont transposées en droit luxembourgeois par l'article 37 de la Loi du 1^{er} août 2007, applicable aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution, à l'exception des entreprises intégrées de gaz naturel (y compris les distributions communales) qui ne gèrent pas de réseau de transport et qui approvisionnent moins de cent mille clients raccordés sont exemptées de ces obligations de dissociation.

i. Dissociation juridique

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

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

ii. Dissociation fonctionnelle

Les gestionnaires des réseaux qui font partie d'une entreprise intégrée et qui sont soumis à l'obligation de dissociation doivent bénéficier des conditions nécessaires leur permettant d'exercer leurs missions en toute indépendance, en particulier lors de la prise de décisions en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau ainsi que celles concernant l'exploitation et la gestion quotidienne. L'article 37 de la Loi du 1^{er} août 2007 reprend les critères d'indépendance formulés par la directive 2009/73/CE :

a) Les personnes responsables de la gestion du gestionnaire de réseau ne peuvent pas faire partie des structures de l'entreprise intégrée de gaz naturel qui sont directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production ou de fourniture de gaz naturel.

b) Des mesures appropriées doivent être prises pour que les intérêts professionnels des responsables de la gestion des gestionnaires de réseau soient pris en considération de manière à leur permettre d'agir en toute indépendance.

c) Les gestionnaires de réseau doivent disposer de pouvoirs de décision effectifs et suffisants, indépendamment de l'entreprise intégrée de gaz naturel, en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer les réseaux dont ils sont gestionnaire. Ceci implique qu'ils disposent de ressources nécessaires, tant humaines que techniques, matérielles et financières. Néanmoins, la société-mère doit pouvoir approuver le plan financier annuel du gestionnaire et plafonner globalement le niveau de l'endettement de sa filiale, sans pour autant que la société-mère ne puisse donner des instructions ni au sujet de l'exploitation et de la gestion quotidienne ni en ce qui concerne

les décisions individuelles relatives à la construction ou à la modernisation de conduites qui n'excèdent pas les limites du plan financier.

d) Le gestionnaire de réseau établit un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. La personne responsable du suivi du programme d'engagements doit présenter tous les ans un rapport au régulateur concernant les mesures prises.

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

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

iii. Dissociation comptable

Aux critères d'indépendance énoncés par l'article 26 de la directive 2009/73/CE et transposés en droit national par l'article 37 de la Loi du 1^{er} août 2007, s'ajoute encore la dissociation comptable fixée par l'article 41 de ladite loi. Ainsi, toutes les entreprises exerçant une ou plusieurs activités dans le secteur du gaz naturel doivent tenir dans leurs comptabilités internes des comptes séparés au titre respectivement de la distribution, du transport, du GNL et du stockage de gaz naturel. Le cas échéant, les entreprises doivent tenir un compte séparé pour l'activité de production, fourniture et commercialisation du gaz naturel et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités en dehors du gaz naturel. A cela s'ajoute, pour chacune des activités concernées, l'obligation de tenue de comptes séparés relatifs aux obligations de service public qu'elles exercent.

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

4.1.2. Fonctionnement technique

En l'absence d'extraction ou de production de gaz naturel, l'intégralité du gaz naturel consommé au Luxembourg est importée par des conduites à haute pression de la Belgique et de l'Allemagne, et, de façon marginale, par une conduite moyenne pression de la France. Le marché du gaz naturel est dès lors caractérisé par une dépendance complète de l'importation, abstraction faite des faibles quantités de biogaz injectées localement dans le réseau.

En effet, depuis 2011, trois centrales de biogaz (produit par méthanisation) avec une capacité de production annuelle estimée à 6,7 millions de mètres cube étaient raccordés aux réseaux luxembourgeois. En 2012, les trois centrales ont injecté 4,2 millions de mètres cube, soit 47 GWh de biogaz dans les réseaux de gaz naturel.

Le réseau haute pression de Creos Luxembourg S.A. ne dispose pas des moyens de compression propres pour transporter des flux de transit. Il sert à l'acheminement du gaz naturel depuis les points d'entrée aux quelques dizaines de consommateurs directement connectés. Il sert également de réseau d'apport des trois réseaux de distribution.

Il n'existe pas d'infrastructure spécifique au GNL au Grand-Duché de Luxembourg. Les importateurs peuvent demander l'accès à des terminaux méthaniers situés dans les pays limitrophes avec lesquels il existe des interconnexions.

Les stockages opérationnels (en conduites, etc.) mis à part, il n'y a pas d'activité de stockage au Grand-Duché, les conditions géologiques du pays étant défavorables à une telle activité. Des capacités de stockage existent dans les pays limitrophes permettant de façon générale de couvrir les besoins du Luxembourg. Les expéditeurs actifs au Luxembourg peuvent, par voie contractuelle, s'assurer la mise à disposition de capacités de stockage à l'étranger pour le besoin des consommateurs luxembourgeois. De même, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) assure l'équilibre du réseau à travers des contrats de flexibilité avec des expéditeurs.

ACCES AU RESEAU DE TRANSPORT

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

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

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

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

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

SERVICES D'AJUSTEMENT

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

La comptabilisation du déséquilibre se fait au niveau du portfolio de chaque expéditeur avec une bande de tolérance de base mise à disposition de chacun. Une tolérance élargie peut être souscrite moyennant un Service de Flexibilité Supplémentaire. Outre le prix asymétrique de l'énergie d'ajustement, des pénalités explicites sont appliquées en cas de dépassement des bandes de tolérances relatives aux quantités horaires (HIT), journalières (DIT) et cumulées (CIT). Les bandes de tolérances sont fixées comme suit :

Bandes de tolérance	DIT	HIT	CIT
période hiver (Nov – Mars)	3%	50%	3%
période été (Avril – Octobre)	5%	50%	5%

Tableau 6 - Bandes de tolérance

Creos Luxembourg S.A. a mis en place un système en ligne permettant aux expéditeurs de connaître avec un retard de deux heures la consommation des clients raccordés au réseau haute pression qui sont dans leur portefeuille.. Les expéditeurs ont alors la possibilité d'adapter leurs nominations en intra-journalier.

ACCÈS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

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

Fonction	Gestionnaire de réseau / Propriétaire	Longueur du réseau Haute pression (km)	Longueur du réseau Moyenne pression (km)	Longueur du réseau Basse pression (km)
GRT, GRD	Creos Luxembourg S.A.	292,1	360,4	1265,1
GRD	Sudgaz S.A.	12,3	288,3	734,1
GRD	Ville de Dudelange	0	12,3	70,0

Tableau 7 - Infrastructure - réseaux gaz naturel

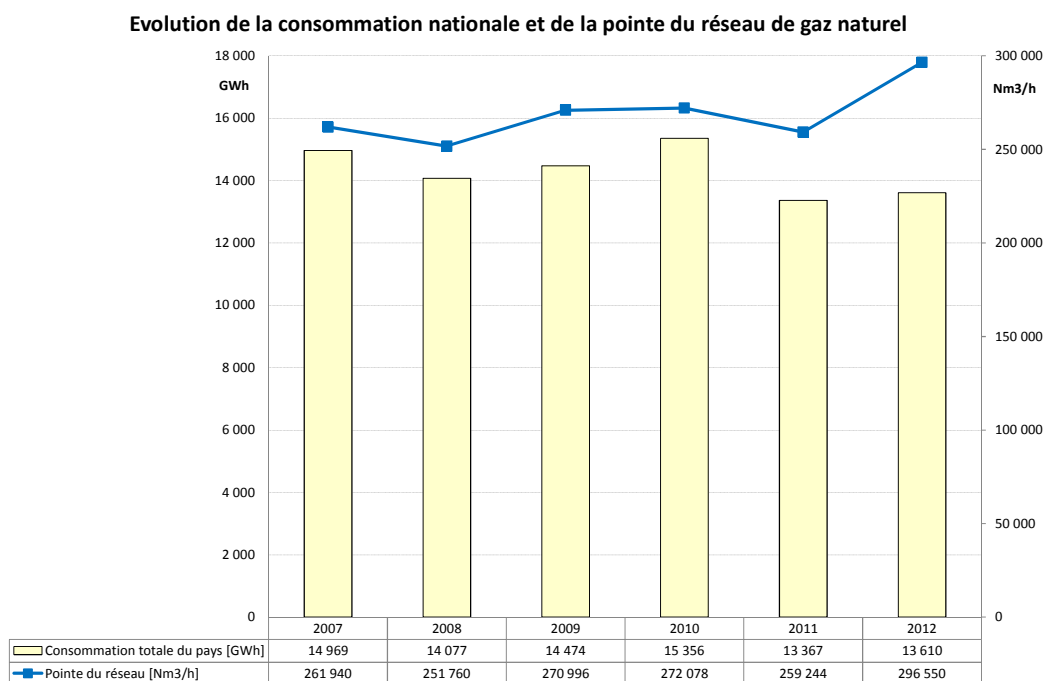
Afin d'éviter des modalités propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution, des règles d'accès communes à tous les Réseaux de Distribution ont été mises en place. Ce document, intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg », décrit notamment le modèle de gestion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

EVOLUTION DE LA CONSOMMATION

En 2012, la capacité totale réservée sur le réseau de transport était de 287.043 Nm³/h et, le volume total acheminé dans le réseau était de 13,6 TWh²⁷.

En 2012, la consommation nationale (13,6 TWh) était légèrement supérieure par rapport à l'année précédente (13,4 TWh en 2011).

L'augmentation importante de la pointe du réseau par rapport aux années précédentes (voir Graphique 9) s'explique par une pointe exceptionnelle au mois de février 2012 à cause des conditions météorologiques extrêmes.



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

4.1.3. Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux

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

INTRODUCTION D'UN MODÈLE DE RÉGULATION INCITATIVE

²⁷ Creos Luxembourg S.A. rapport annuel

Le règlement E12/06/ILR du 22 mars 2012 fixe les principes applicables à tous les gestionnaires de réseau pour la détermination de leurs coûts du réseau et la transposition de ces derniers en une structure tarifaire.

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

Le règlement E12/06/ILR tient compte de nouveaux éléments concernant le découplage partiel entre les charges réelles et les revenus autorisés, l'introduction d'un facteur visant à améliorer les performances et une évaluation plus rigoureuse des grands projets d'investissements.

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

Le revenu autorisé pour couvrir les charges d'exploitation contrôlables va évoluer sur base des charges 2011 adaptées à l'inflation, à l'extension de réseau et à l'objectif d'efficience. 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 finalement pour les consommateurs.

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

Les grands projets d'investissement feront l'objet d'une analyse approfondie quant à leur raison d'être et leur montant planifié avant de décider de leur inclusion dans la base d'actifs régulée. L'Institut est convaincu que cette évaluation poussée contribuera à une gestion optimale des projets d'investissement. Pour limiter les effets liés au risque de déviation du montant planifié, la base d'actifs régulée est ramenée au montant d'investissement réel en fin de période de régulation. Une prime sur les investissements dans les interconnexions transfrontalières est introduite pour favoriser l'implémentation rapide des projets en étude visant à augmenter la sécurité d'approvisionnement.

Finalement, le taux de rémunération (7,60% nominal avant impôts) sur capital investi est en baisse suite à l'évolution des taux d'intérêts sur les marchés financiers pour des investissements similaires. Ce taux de rémunération reste attractif compte tenu du faible risque inhérent au secteur régulé. En outre, il assure une prévisibilité suffisante aux investisseurs et ne porte pas atteinte à un approvisionnement sûr et fiable en énergie.

TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

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

Les tarifs approuvés par l'Institut peuvent être consultés sur son site Internet²⁸, ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux.

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

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

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

Le Tableau ci-après renseigne sur les prix du gaz naturel tels que publiés par Eurostat pour le second semestre 2012²⁹, pour deux catégories de clients différents. Le montant des frais d'utilisation du réseau dépend fortement du profil de consommation du client, ainsi que du réseau de distribution auquel il est raccordé. L'indication des frais d'utilisation du réseau correspond ainsi à un montant moyen estimé par l'Institut.

Type de client	Client résidentiel D2 20-200 [GJ/an] 5,6-55,6 [MWh/an]	Client industriel I3 10.000-100.000 [GJ/an] 2.778-27.778 [MWh/an]
Prix du gaz naturel 2010 [EUR / MWh]	47,27	42,19
Prix du gaz naturel 2011 [EUR / MWh]	57,92	49,64
Prix du gaz naturel 2012 [EUR / MWh]	59,36	51,16
Estimation des frais d'utilisation du réseau 2010 [EUR / MWh]	9,58	4,06
Estimation des frais d'utilisation du réseau 2011 [EUR / MWh]	9,55	4,14
Estimation des frais d'utilisation du réseau 2012 [EUR / MWh]	9,44	3,55

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

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

²⁸ http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Tarifs_utilisation_du_reseau/tarifs_reseaux_elec.pdf
²⁹ http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics

4.1.4. Questions transfrontalières

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

ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET GESTION DES CONGESTIONS

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

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

L'intégration du marché du gaz naturel est freinée par des limitations de capacités fermes aux points d'entrée au Luxembourg. Ainsi, au point frontière belge, les demandes de souscription de capacités fermes dépassent les capacités disponibles. Les capacités d'entrée fermes n'étant pas suffisantes pour couvrir la demande maximale, Creos assure la couverture du solde (différence entre les besoins aux points et les capacités fermes disponibles) moyennant de la capacité interruptible et des mécanismes de flexibilité.

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

Deux types de capacités interruptibles sont commercialisés :

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

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

Les capacités offertes peuvent être résumées comme suit:

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

Tableau 9 - Capacités offertes

En 2012, l'Institut a surveillé les allocations de capacités fermes et interruptibles par OSP pour les années 2013 à 2018. Les allocations faites en 2012 pour 2013-2018 montrent que les demandes de réserve de capacité étaient supérieures aux capacités offertes à chaque point d'entrée. Par conséquent, l'ensemble des capacités fermes et interruptibles ont été allouées à chaque demandeur, au prorata de leurs demandes par les points d'entrée correspondants.

Compte tenu des limitations décrites ci-avant, Creos analyse les différentes options pour augmenter la disponibilité de capacité ferme et pour réduire le risque des expéditeurs lié aux interruptions de capacité d'entrée. Une option consiste à augmenter les capacités fermes en sortie des réseaux avec lesquels Creos est interconnecté à travers une adaptation des relations contractuelles entre les gestionnaires de réseau de transport concernés. Une autre option consiste à investir dans des mesures d'augmentation des capacités fermes avec la France ou la Belgique.

SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/73/CE en droit national, la loi du 7 août 2012 modifiant la Loi du 1^{er} août 2007 dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan d'investissement du gestionnaire de réseau de transport national. L'Institut doit également analyser la cohérence de ce plan national avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP) tel qu'élaboré par ENTSOG³⁰, les 2 plans étant mis à jour tous les 2 ans. Conformément au règlement européen 715/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel, la comparaison se fait sur base des plans national et européen. L'établissement du plan décennal national est prévu à l'article 17 de la loi modifiée du 1er août 2007 ; c'est ainsi que l'analyse du premier plan décennal national est prévu pour le courant de l'année 2013.

Le GRIP³¹ mis en consultation du marché par ENTSOG fin 2011 reprend le projet d'interconnexion avec la France. Dans le cadre du TYNDP 2012-2021, il n'avait pas encore été tenu compte de ce projet.

COOPÉRATION RÉGIONALE

L'Institut a collaboré avec le régulateur français et les gestionnaires des réseaux de transport français et luxembourgeois dans la préparation de l'*Open Season*, dont la phase non engageante a été clôturée le 31 janvier 2011. Les résultats encourageants de la phase non engageante ont mené les GRT à poursuivre le projet dans le cadre d'une phase engageante. L'objet de l'*Open Season* est de développer des capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg. Cependant, aucune offre engageante n'a été reçue lors de la phase engageante ce qui témoigne que l'intérêt des acteurs n'est plus d'actualité. L'*Open Season* France-Luxembourg est formellement clôturée à compter du 1er juillet 2013. Une coopération avec le régulateur belge est également en cours afin d'inciter les gestionnaires de réseau de transport Creos et Fluxys à étudier la faisabilité de l'intégration des 2 zones respectives de manière approfondie.

³⁰ European Network of Transmission System Operators in Gas

³¹ Gas Regional Investment Plan

Dans le cadre de l'initiative régionale du Nord-Ouest l'Institut est impliqué dans la réflexion visant à étudier la faisabilité d'enchères implicites dans le marché du gaz naturel.

4.1.5. Observation du cadre législatif et réglementaire

La loi du 7 août 2012³² modifiant la Loi du 1^{er} août 2007 transpose en droit national les dispositions notamment de la directive 2009/73/CE devant permettre l'achèvement du marché unique en 2014. Ainsi, afin de favoriser le développement de marchés concurrentiels du gaz naturel et de supprimer les entraves au commerce entre Etats membres, tout en s'assurant de la non-discrimination des mesures mises en place, l'Institut exerce principalement ses pouvoirs dans les domaines suivants :

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

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

Sur le plan européen, l'Institut a participé aux discussions portant sur la mise en place des orientations cadre et des codes réseau en matière d'équilibrage, d'attribution des capacités et d'interopérabilité. Dans ce cadre, les différents acteurs au Luxembourg ont mis en place des groupes de travail pour discuter de la mise en application des codes. Des premiers échanges ont ainsi eu lieu sur le code d'équilibrage. Il est également prévu d'intégrer des parties prenantes lors de prochaines entrevues.

OBSERVATION DU CADRE LEGAL EUROPEEN PAR LE REGULATEUR

Désormais, l'Agence est ancrée dans la législation nationale, imposant à l'Institut de se conformer aux décisions juridiquement contraignantes de l'Agence, au même titre que celles de la Commission européenne, et de les mettre en œuvre (article 51(5)f) de la Loi du 1^{er} août 2007). Jusqu'au 31 décembre 2012, aucune décision contraignante n'a été prise par l'Agence à laquelle l'Institut aurait dû de se conformer.

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

³² Loi du 7 août 2012 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel (Mémorial A n° ...)

clients et fournisseurs, et des réseaux de gaz naturel qui fonctionnent de manière effective et fiable.

La coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres Etats membres vise encore, surtout à l'échelon régional, à coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés, à coordonner le développement de règles de gestion de la congestion et à favoriser la mise en place de modalités pratiques pour permettre une gestion optimale du réseau ou un niveau adéquat de capacités d'interconnexions. Dans ce cadre, l'Institut a participé aux discussions et travaux réguliers au sein de l'Agence. De plus, des groupes de travail regroupant les représentants du gestionnaire du réseau de transport Creos, du Ministère de l'Economie et du Commerce extérieur et de l'Institut ont été mis en place au Luxembourg pour discuter de la mise en application des codes réseau au niveau national.

Ainsi, pour justifier de son travail dans l'intérêt des objectifs décrits ci-dessus, l'Institut doit présenter chaque année dans un rapport à l'Agence et à la Commission les mesures prises et les résultats obtenus pour chacune de ses tâches (article 51(6) de la Loi du 1^{er} août 2007).

OBSERVATION DU CADRE LEGAL EUROPEEN PAR LES ENTREPRISES DE GAZ NATUREL

Dans la mesure où les dispositions de la directive 2009/73/CE se trouvent transposées en droit national, le non-respect de ce cadre légal est sanctionné au même titre que l'inobservation des dispositions légales nationales. Le pouvoir de sanction de l'Institut est défini par l'article 60 de la Loi du 1^{er} août 2007 et consiste à prononcer de simples blâmes ou avertissements, ou prononcer des amendes substantielles de même qu'une interdiction temporaire d'effectuer certaines opérations, toutes les sanctions pouvant être assorties d'une astreinte (paiement d'une somme d'argent par jour de retard).

EXIGENCES DE TRANSPARENCE

Dans le cadre l'initiative Nord-Ouest, l'Institut a collaboré à une analyse coordonnée de la conformité des GRT de la région par rapport aux exigences de transparence reprises à l'annexe 1, chapitre 3 du Règlement 715/2009. Une consultation publique concernant les questionnaires remplis par les GRT a été lancée au niveau régional à la fin de l'année 2011. En 2012, l'ACER a repris la surveillance de la part des initiatives régionales afin de compléter la surveillance pan-européenne des exigences de transparence issues du Règlement 715/2009.

La transposition en droit national du troisième Paquet Energie dans la loi modifiée du 1^{er} août 2007 investit l'Institut d'une mission de surveillance du degré de transparence conformément à la directive européenne 2009/73.

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

La mise en œuvre des interdictions définies dans le règlement REMIT ainsi que la définition du régime des sanctions en cas de violation des dispositions dudit règlement étant de la

responsabilité des Etats membres, la loi modifiée du 1er août 2007 fixe les compétences d'enquête et d'exécution dont est pourvue l'autorité de régulation. Toutefois il s'agit de préciser et de compléter la législation nationale en vigueur pour être totalement conforme aux articles 13 et 18 du règlement REMIT.

4.2. Aspects relatifs à la concurrence

4.2.1. Marché de gros

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

SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS

Suite à la transposition de la directive 2009/73/CE en droit national par la loi du 7 août 2012 modifiant la Loi du 1er août 2007, une réflexion sur la définition et la mise en place du dispositif de surveillance des marchés de gros est en cours.

La mise en place au niveau national du règlement (UE) N° 1227/2011 (REMIT), entré en vigueur le 28 décembre 2011, et ayant pour objet le renforcement de l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (électricité et gaz naturel) est effectuée selon la même démarche et se situe au même stade de développement pour les 2 domaines de l'énergie que sont le gaz naturel et l'électricité.

ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE

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

4.2.2. Marché de détail

En 2012, dix entreprises de fourniture³³ se partagent le marché de détail du gaz naturel au Grand-Duché du Luxembourg qui représente 83.458 points de raccordement avec une énergie fournie de 13,6 TWh. Les clients finals peuvent être segmentés en 4 groupes de consommateurs : il y a les consommateurs résidentiels, deux segments de consommateurs professionnels ((<280 GWh/an), (>280 GWh/an)) et les producteurs d'électricité.

Des mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs n'ont pas été observés en 2012 pour aucune des catégories de consommateurs. La faible mobilité des consommateurs est documentée par de faibles taux de changements de fournisseur.

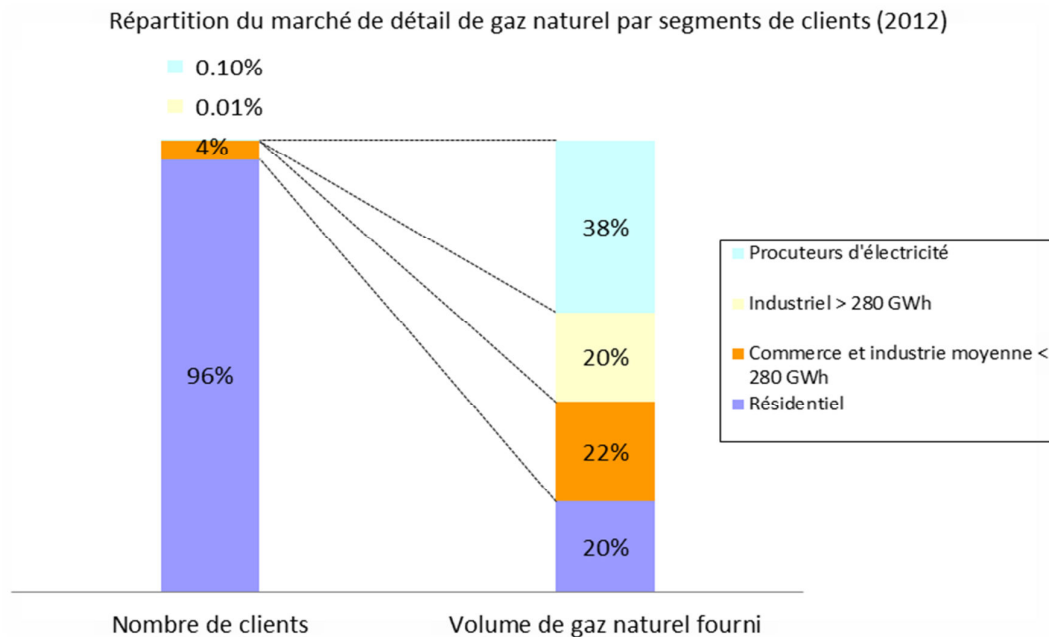
PARTS DE MARCHE

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

Gaz naturel	Consommation 2012 en TWh	Points de fourniture
Secteur résidentiel	2.7 TWh	79 935
Secteur professionnel (< 280 GWh)	3.0 TWh	3 435
Secteur industriel (> 280 GWh)	2.7 TWh	5
Production d'électricité	5.2 TWh	83

Tableau 10 - Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2012)

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

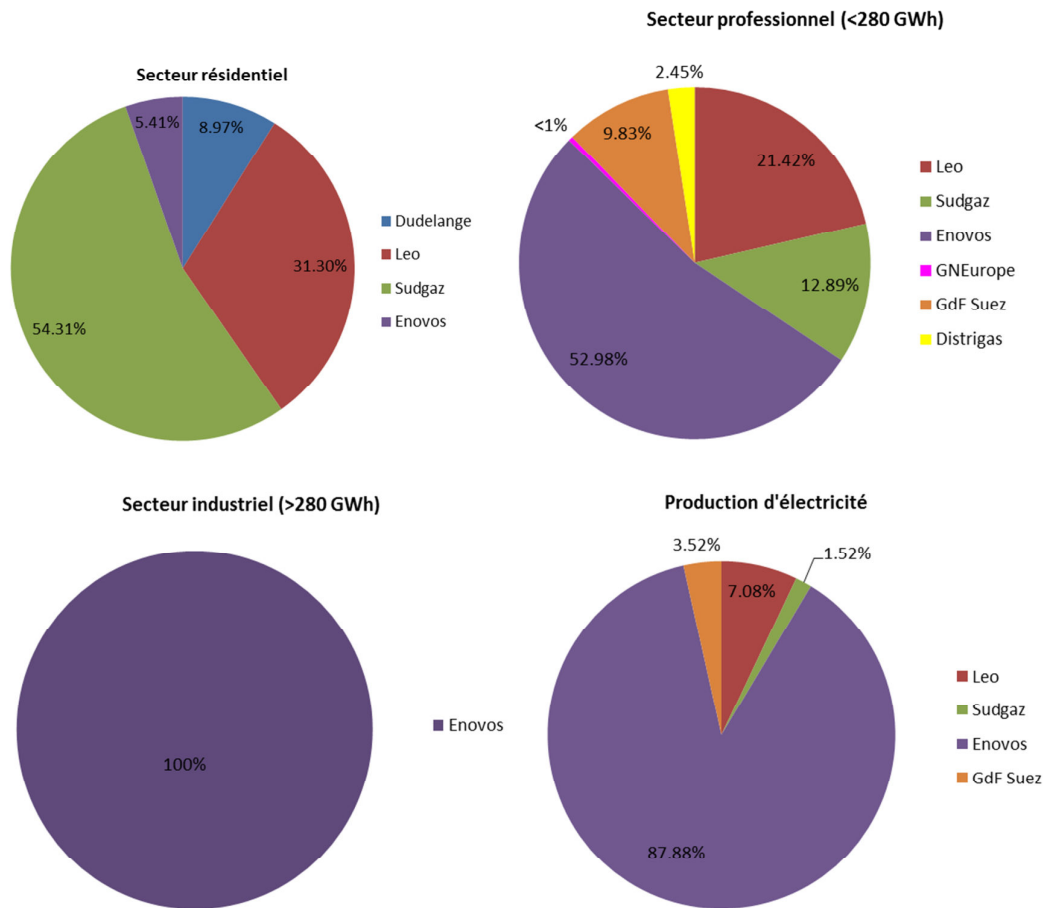


Graphique 10 - Répartition du marché de détail de gaz naturel par segments de clients

Huit entreprises de gaz naturel se partagent activement le marché du gaz naturel au Grand-Duché du Luxembourg; quatre ont été actives sur le marché résidentiel et sept sur

³³ Une liste des fournisseurs de gaz naturel autorisés est publiée sur le site web de l'Institut : <http://www.ilr.public.lu/gaz/fournisseurs/index.html>

le marché non-résidentiel en 2012. Leurs parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le Graphique 11. Il témoigne du faible nombre d'acteurs avec une part de marché significative et d'un monopole sur le segment des consommateurs industriels et d'un quasi-monopole sur le segment des producteurs d'électricité.



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

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

La concurrence sur le marché du gaz naturel se développe de façon moins accélérée que sur le marché de l'électricité; en 2012, le taux de changement de fournisseur, avec 29 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, reste en dessous de 0,1%.

- *Segment résidentiel*

Les ménages représentent environ 18% en volume du marché du gaz naturel. 16 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2012.

- *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 13 changements de fournisseurs.

Ce segment représente environ 22% du marché national.

- *Segment industriel*

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

La baisse de consommation des clients professionnels sur le réseau de transport à consommation supérieure à 10 GWh / an s'est poursuivie en 2012, avec une réduction de la consommation annuelle de 9,8 % en 2012 vis-à-vis de l'année 2011. L'année 2012 est donc l'année avec la plus faible consommation depuis le début de la crise économique et financière.

- *Producteurs d'électricité*

Les producteurs d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération) représentent 40% de la consommation de gaz naturel.

RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE

En vertu de l'article 51(6 bis) de la Loi modifiée du 1er août 2007, le régulateur publie, une fois par an au moins, des recommandations sur la conformité des prix de fourniture avec les obligations de service public et les transmet, le cas échéant, à l'autorité de concurrence.

L'Institut Luxembourgeois de Régulation a ainsi élaboré son premier rapport³⁴ dont les résultats sont présentés dans la section 3.2.3 du présent rapport. La seule différence de l'analyse du prix du gaz naturel résulte du fait que les offres des fournisseurs de gaz naturel ne sont pas aussi transparentes que les offres des fournisseurs d'électricité. En effet, il n'existe pas de décomposition du prix intégré en tarif d'utilisation du réseau et prix de la fourniture proprement dite pour le gaz naturel.

DROIT D'ENQUETE ET MESURES NECESSAIRES A UNE CONCURRENCE EFFECTIVE

Dans le passé, les acteurs du marché de gaz naturel ont regretté l'absence de mise à disposition, en H+1, des données de consommation des clients enregistrés³⁵ en Zone de Distribution (ZD). Les analyses de l'Institut ont confirmé la position des acteurs sur le fait que l'absence de mise à disposition de ces données en temps réel constitue un obstacle au développement de la concurrence sur la Zone de Distribution. Le nouvel entrant est obligé de nommer à l'aveugle au PFD, sans possibilité de renommer après avoir pris connaissance des données de consommation, l'exposant ainsi de façon significative au risque de prix de l'énergie d'ajustement.

Suite à une phase de consultation publique, l'Institut a accepté les modalités et les tarifs proposés par les gestionnaires des réseaux de distribution pour la mise à disposition en H+1 des données de consommation des clients enregistrés, permettant à ces derniers et à leurs fournisseurs un pilotage plus précis du déséquilibre occasionné.

³⁴ http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Rapport_annuel_prix_de_fourniture_2013.pdf

³⁵ Client Final dont le compteur enregistre les données horaires de consommation. Ces données sont lues chaque mois, soit à distance, soit manuellement.

4.3. Sécurité d'approvisionnement

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

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

Il a publié³⁶ et transmis son rapport le plus récent en juillet 2012 conformément aux dispositions légales.

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

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

L'autorité compétente pour prendre les mesures nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et pour les mettre en œuvre, est le Ministre de l'Economie et du Commerce extérieur, conformément à l'article 14bis de la loi modifiée du 1^{er} août 2007.

Quant à l'Institut, il doit prendre en compte les coûts encourus pour respecter de manière efficiente l'obligation de veiller à ce que les infrastructures restantes en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière aient la capacité de satisfaire la demande totale de gaz naturel, de manière à accorder des mesures incitatives appropriées lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou méthodes de tarifs.

En ce qui concerne l'obligation de mettre en œuvre jusqu'au 3 décembre 2014 au plus tard les mesures nécessaires pour que, dans le cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière (critère N-1), les capacités restantes soient en mesure de satisfaire la demande totale de gaz naturel de la zone couverte pendant une journée de demande en gaz naturel exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans, le Luxembourg dispose d'une dérogation, dans un premier temps jusqu'au 3 décembre 2018, selon l'article 6.10a) du règlement (UE) n° 994/2010. Les autres obligations de ce règlement sont remplies, avec notamment la protection des clients protégés et la mise en place d'un plan d'action préventif et d'un plan d'urgence (voir publication sur le site du Ministère de l'Economie et du Commerce extérieur⁶²).

SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE

³⁶ <http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/index.html>

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

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

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

DEVELOPPEMENT DES CAPACITES

Pour acheminer le gaz naturel vers les points d'entrée au Luxembourg, les fournisseurs emploient principalement les conduites des réseaux belge et allemand. Compte tenu des accords avec les acteurs des systèmes limitrophes, la capacité d'entrée ferme sur le réseau luxembourgeois de Creos est limitée, de façon qu'une partie de la demande est couverte par de la capacité interruptible.

Compte tenu de la progression constante de gaz naturel, un développement de capacités d'entrée ferme est incontournable pour éviter les interruptions de consommateurs lors des temps de pointe à moyen et long terme et pour favoriser le développement de la concurrence à travers l'accès aux capacités fermes. Des opportunités diverses pour développer le niveau de capacités fermes sont analysées actuellement.

Parmi celles-ci figurent des investissements significatifs dans de nouvelles conduites, notamment à travers le processus d'*Open Season* pour développer l'interconnexion avec la

France, ou pour augmenter les capacités avec la Belgique. De tels investissements ne sont cependant uniquement justifiés que lorsque les infrastructures existantes sont utilisées de manière efficiente et optimale et qu'il n'existe pas d'alternative à meilleur coût à un tel investissement. Ainsi en 2012, la coopération avec les GRT et régulateur allemands a permis d'augmenter la capacité ferme de sortie du réseau allemand au point Remich de 100 000 à 150 000 Nm³/h, permettant d'aligner la capacité de sortie ferme des réseaux limitrophes avec la capacité d'entrée ferme totale de 260.000 Nm³/h.

Des analyses sont également menées pour vérifier les possibilités pour augmenter les capacités d'entrée fermes notamment à travers une augmentation de la pression qui permettrait au Luxembourg d'assurer la sécurité d'approvisionnement pour ses clients protégés en vertu du règlement (UE) n° 994/2010.

MESURES POUR FAIRE FACE AUX DEFICITS D'APPROVISIONNEMENT

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

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

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

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg a été élaboré de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. En vertu du règlement (UE) n° 994/2010, l'autorité nationale compétente 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 et un plan d'urgence.

Le Luxembourg disposant d'une dérogation pour les normes relatives aux infrastructures (critère de défaillance N-1), il doit néanmoins s'assurer que les clients protégés doivent être approvisionnés selon l'article 8 de ce règlement. Si ce point est aujourd'hui respecté, les projections de consommation à moyen terme montrent que cela ne sera plus le cas avec les capacités existantes. C'est pourquoi plusieurs scénarios sont à l'étude conjointement avec Creos et le Ministère de l'Economie et du Commerce extérieur (marché davantage intégré avec la Belgique, nouvelle interconnexion avec la France) pour remédier à cette situation.

5. Protection des consommateurs

5.1. Protection des consommateurs

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

PROCEDURE DE MEDIATION

En 2011, l'Institut a adopté la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel³⁷, telle que prévue par l'article 6 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, respectivement l'article 10 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel. La médiation est un mode extrajudiciaire, transparent, rapide et gratuit de résolution de litige, ouverte à tout client final résidentiel mécontent de son fournisseur et/ou de son gestionnaire de réseau. Son rôle est de traiter toute réclamation qui n'a pas été traitée de manière satisfaisante dans le cadre des procédures de réclamation internes mises en place par les entreprises d'électricité ou de gaz naturel. Le but de la médiation est de concilier les parties; à cette fin, l'Institut demande une prise de position des deux parties et propose une solution que ce soit sur base de dispositions légales ou en équité. Néanmoins, la proposition de solution du litige est non contraignante et les parties sont libres de l'accepter ou de la refuser.

En 2012, l'Institut a traité deux demandes de médiation dans le secteur de l'électricité et aucune demande dans le secteur du gaz naturel.

GUICHET UNIQUE EN LIGNE

Une autre action importante pour les consommateurs fut la mise à jour du site Internet www.STROUMaGAS.lu, site de l'Institut dédié aux clients finals. Ce site vise à informer et sensibiliser les clients finals sur leurs droits, leurs possibilités et leurs devoirs dans le contexte des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz naturel. En 2012, l'Institut a développé davantage ce site pour lui attribuer un rôle de guichet unique, notamment pour les clients résidentiels, répondant ainsi à l'obligation pour l'Institut d'informer les consommateurs régulièrement sur les conditions de la fourniture d'électricité et/ou de gaz naturel, ainsi que sur la possibilité du libre choix du fournisseur.

REGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNERABLES

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

La législation nationale actuelle ne définit pas de manière plus précise la notion de client vulnérable. Néanmoins, dans le cadre du service universel à assurer au client résidentiel, la

³⁷ Règlement E 11/27/ILR du 25 mai 2011 fixant la procédure de médiation dans le secteur de l'électricité
Règlement E11/28/ILR du 25 mai 2011 fixant la procédure de médiation dans le secteur du gaz naturel.

loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité définit une procédure à suivre par les entreprises d'électricité en cas de défaillance de paiement du client. Ainsi, le client doit être informé par écrit lors du deuxième rappel de la possibilité de déconnexion dans un délai de trente jours en cas de non-paiement³⁸. 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.

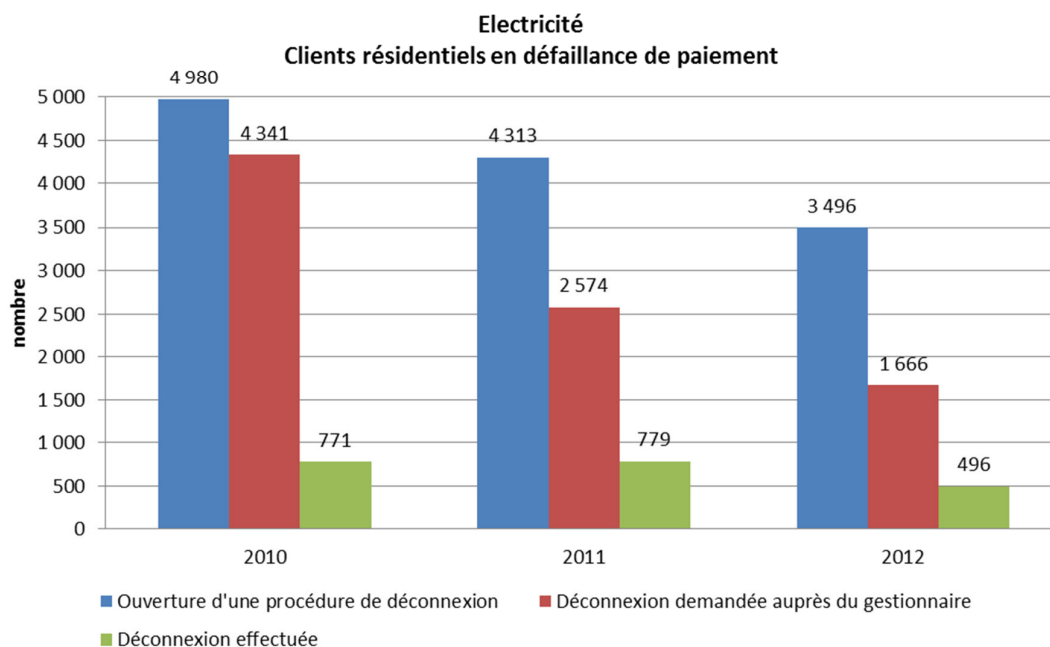
Une procédure identique existe dans le secteur du gaz naturel, même s'il n'existe pas de service universel sur ce marché.

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 ».

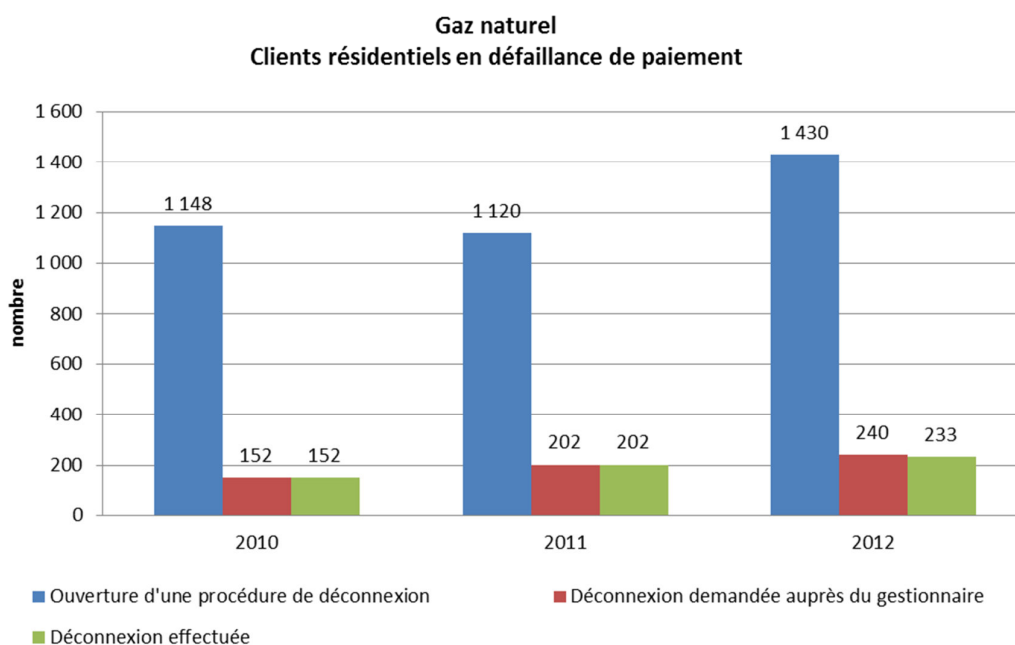
Le rôle de l'Institut dans cette procédure est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. Une harmonisation des procédures de traitement des clients en défaillance de paiement fait défaut, à la fois au niveau des 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 2010, 2011 et 2012 auprès des clients résidentiels :

³⁸ La loi du 7 août 2012 a étendu le délai de déconnexion à trente jours au lieu de quinze jours auparavant.



Graphique12 – Procédures de déconnexion – Secteur Electricité



Graphique13 – Procédures de déconnexion – Secteur Gaz naturel

Concernant le secteur de l'électricité, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 2.574 clients en défaillance de paiement en 2011. Les gestionnaires de réseau ont effectivement déconnectés 779 clients, donc 30% des déconnexions demandées. En 2012, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 1.666 clients en défaillance de paiement. Les gestionnaires de réseau ont effectivement déconnectés 496 clients, donc 30% 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 2011 et 2012. En général, les chiffres montrent une baisse des procédures et déconnexions effectuées pour défaillance de paiement.

Concernant le secteur du gaz naturel, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 202 clients en défaillance de paiement en 2011 et ces derniers ont effectivement déconnectés les 202 clients. En 2012, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 240 clients en défaillance de paiement. Les gestionnaires de réseau ont effectivement déconnectés 233 clients, donc 97% des déconnexions demandées. En général, les chiffres montrent une hausse des procédures et déconnexions effectuées pour défaillance de paiement.

Cependant, des conclusions définitives restent difficiles à tirer compte tenu de la courte période sur laquelle des données de déconnexion sont disponibles. Par ailleurs, il ressort des données communiquées que les fournisseurs ont adopté différentes approches vis-à-vis des clients en défaillance de paiement, concernant notamment le nombre de rappels envoyés ou les autres mesures engagées avant l'ouverture d'une procédure de déconnexion.

Selon les informations de l'Institut, les offices sociaux du Grand-Duché de Luxembourg poursuivent chacun sa propre procédure de traitement des informations reçues de la part des fournisseurs et de prise en charge des clients en défaillance de paiement. Toute tentative d'harmonisation des procédures a échoué jusqu'à présent, tant au niveau des fournisseurs qu'au niveau des offices sociaux.

LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS

Toujours dans le cadre de la protection des consommateurs, l'Institut désigne suivant des critères transparents et publiés, tous les trois ans pour une période de trois ans et pour une zone donnée un fournisseur du dernier recours. L'Institut garantit ainsi que les clients finals sont alimentés continuellement en énergie électrique ou en gaz naturel dans le cas où leur fournisseur choisi serait dans l'incapacité de fournir ou dans le cas où la fourniture par défaut prend 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 2012.

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

SURVEILLANCE DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

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

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

Les clients résidentiels et professionnels à faible volume n'ont pour l'instant qu'un accès limité à leurs données de consommation. Vu la relève manuelle des compteurs, les

informations relatives à la consommation sont diffusées de manière annuelle avec les factures de décompte des fournisseurs d'électricité. L'Institut participe toutefois activement au groupe de travail formé par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel visant le déploiement d'une infrastructure nationale commune de comptage intelligent. Ce système de comptage intelligent permettra aux clients un accès plus aisé et plus fréquent à leurs données de consommation.

5.2. Règlement de litiges

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

En sa qualité d'autorité de règlement de litige, autorisée à trancher des réclamations de toute partie ayant un grief à faire valoir contre une entreprise d'électricité ou de gaz naturel, l'Institut doit suivre une procédure fixée par la loi³⁹. 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 2012, l'Institut a été saisi d'une plainte dans le secteur de l'électricité.

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

³⁹ Article 63 de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; article 56 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel

Glossaire

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

Tableaux

Tableau 1 – Infrastructure – réseaux électriques.....	20
Tableau 2 - Causes d'interruptions.....	22
Tableau 3 - Tarifs d'utilisation réseau agrégés.....	26
Tableau 4 – Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2012).....	35
Tableau 5 - Centrales de production au Luxembourg.....	43
Tableau 6 - Bandes de tolérance.....	50
Tableau 7 - Infrastructure - réseaux gaz naturel.....	50
Tableau 8 – Prix du gaz naturel et tarifs d'utilisation réseau agrégés.....	53
Tableau 9 - Capacités offertes.....	53
Tableau 10 - Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2012).....	59

Graphiques

Graphique 1 - Evolution de la consommation nationale électrique et de la pointe simultanée des deux réseaux à partir de l'année 2007.....	21
Graphique 2 - Structure de l'approvisionnement national.....	31
Graphique 3 - Nombre d'acteurs par intervalle de parts de marché relatifs à l'approvisionnement national (importations et production indigène destinée à la consommation nationale et production indigène soumise au régime réglementé). Les acteurs du régime réglementé sont regroupés comme un acteur ayant une part de marché de 6,4 %.....	32
Graphique 4 - Décomposition des prix résidentiels (prix courants).....	33
Graphique 5 - Développement sur le marché à terme du produit Phelix-Base-Year-Future avec livraison en 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 respectivement 2013 (source des données: European Energy Exchange AG (EEX AG)).....	34
Graphique 6 - Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients.....	36
Graphique 7 - Part de marché (en %) sur le segment respectif du marché de détail.....	37
Graphique 8 - Evolution des changements de fournisseur par segment.....	37
Graphique 9 - Evolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel à partir de l'année 2007.....	51
Graphique 10 - Répartition du marché de détail de gaz naturel par segments de clients...	59
Graphique 11 - Parts du marché (en %) sur le segment respectif du marché de détail...	60
Graphique 12 - Procédures de déconnexion – Secteur Electricité.....	67
Graphique 13 - Procédures de déconnexion – Secteur Gaz naturel.....	67