

Société Coopérative à responsabilité limitée

Siège Social : Hôtel de Ville de et à 5670 Viroinval

***Association Intercommunale d'Étude et d'Exploitation
d'Électricité et de Gaz***

Siège Administratif et Technique

rue Fernand Marchand 44 - 5020 Flawinne

RAPPORT ANNUEL 2012

Mesdames, Messieurs,

Les rapports qui vous sont présentés ont trait aux activités de l'Association Intercommunale d'Etude et d'Exploitation d'Electricité et de Gaz au cours de son cinquante-septième exercice social.

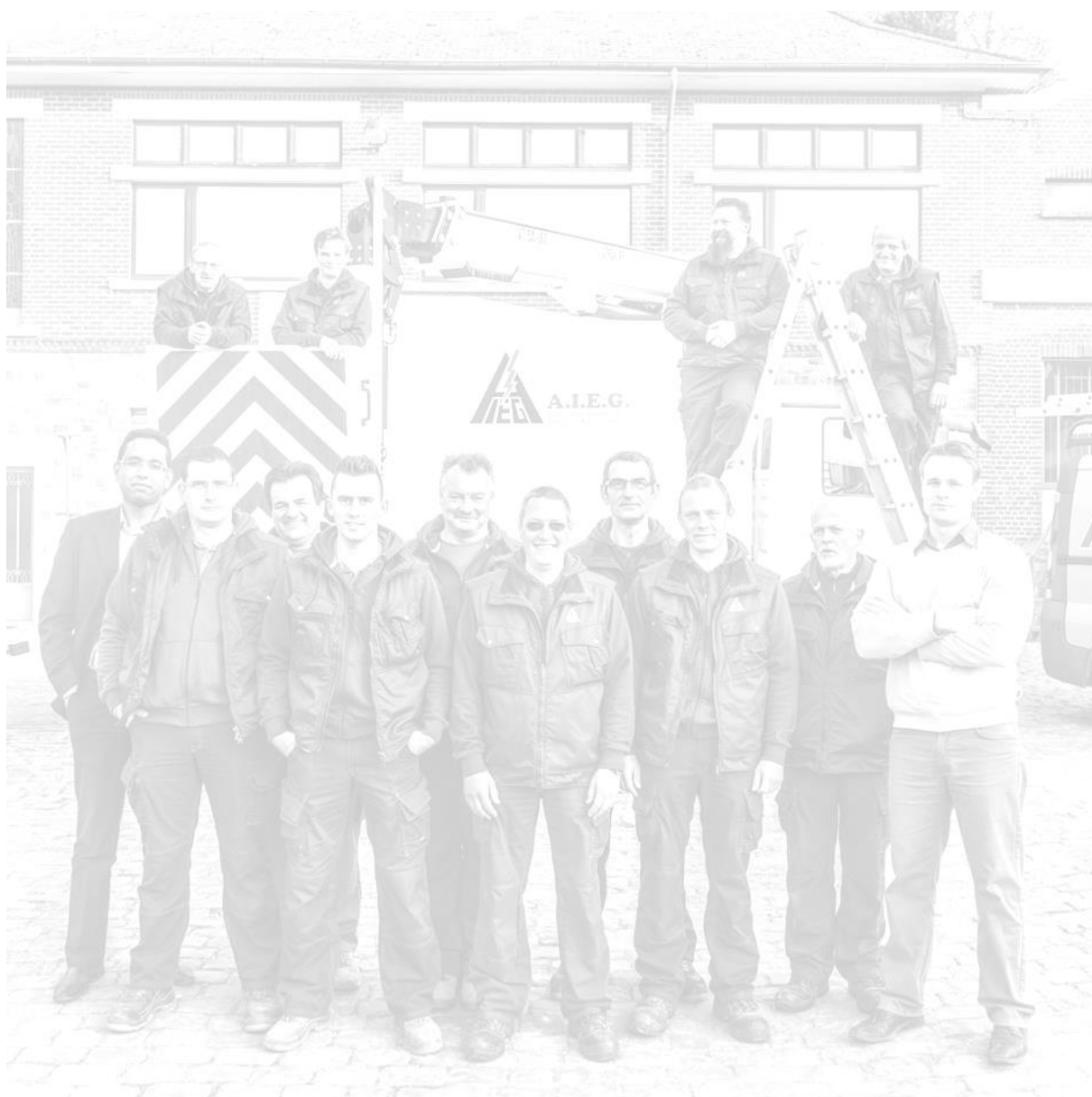
Ils s'inscrivent dans la continuité de l'action de notre Intercommunale qui exerce ses missions de service public dans le domaine de la distribution d'électricité en s'adaptant aux nouvelles réglementations suite à sa désignation en tant que Gestionnaire de Réseaux de Distribution.

Ces documents reprennent les principales étapes de notre gestion et les situent en rapport aux contextes économiques, industriels et sociaux, tant sur le plan national que régional.

Ils permettent d'apprécier la place qu'occupe notre société et constituent à ce titre, une source précieuse d'informations pour exposer à nos associés le rôle de notre Intercommunale dans cet environnement. Qu'ils reçoivent nos remerciements pour la confiance témoignée, gage de notre pérennité et de notre développement.

Table des matières

Informations générales.....	7
Modifications Statutaires.....	9
Constitution & Statuts.....	10
Historique.....	10
Liste des Associés.....	11
Répartition des Parts Sociales.....	12
Organes de gestion.....	13
Conseil d'Administration.....	15
Comité de Gestion	16
Commissaire Réviseur.....	16
Comité de Rémunération.....	16
Rapport annuel du secteur de l'électricité	17
Inter-Régies	19
Gestion technique du réseau.....	39
L'éclairage public.....	41
Enfouissement du réseau moyenne tension à Ohey	45
Les panneaux solaires photovoltaïques.....	46
Atrias – la nouvelle clearing house nationale	54
Rapport d'activité de l'Intercommunale	55
Investissements.....	57
Longueur Réseaux G.R.D.....	58
Cabines, Postes aériens, Armoires trottoirs et Transformateurs	58
Nombre de Clients protégés, Compteurs à budget et Fournisseur X.....	58
Récapitulatif des KWh ayant transité vers les utilisateurs du réseau	59
Différence des kWh ayant transité vers les utilisateurs du réseau	60
Energie transitée	61
Evolution de la température.....	62
Comptes annuels de l'Intercommunale	63
Rapport de gestion du Conseil d'Administration.....	79
Rapport de gestion du Conseil d'Administration.....	80
Répartition du trop perçu	83
Prélèvements et affectations.....	85
Attribution du trop perçu	85
Rémunération capital libéré	86
Dividendes distribués au 31 décembre 2012	86
Plan communal pour l'emploi en 2012.....	87
Rapport du Commissaire Réviseur.....	89
Rapport du Commissaire Réviseur.....	90
Liste des adjudicataires	93
Marchés publics	94



Informations générales

Les actes, relatifs à toutes les modifications statutaires, sont repris chronologiquement ci-après :

MODIFICATIONS STATUTAIRES

Assemblées Générales Extraordinaires du	Arrêtés d'approbation du	Publications aux annexes du Moniteur Belge
10.02.1956	- A. R. du 22.02.1956	08.04.1956 - nr 6334
04.02.1957	- A. R. du 11.05.1957	
29.10.1957	- A. R. du 10.05.1958	
22.05.1969	- A. R. du 29.09.1970	19.12.1970 - page 13073
27.05.1971	- A. R. du 12.10.1971	
17.05.1973	- A. R. du 09.10.1973	
20.06.1974	- A. R. du 12.11.1974	20.03.1975 - page 6092
19.06.1975	- A. R. du 22.10.1975	19.12.1975 - page 33684
28.02.1976	- A. R. du 03.06.1976	26.08.1976 - page 26959
15.06.1979	- A. R. du 18.09.1979	21.09.1979 - page 15195
03.05.1986	- prorogation	03.07.1985 - page 181
20.06.1986	- A. M. du 17.10.1986	08.11.1986 - page 15361
17.06.1988	- A. M. du 19.09.1988	15.12.1988 - page 881215
08.09.1988	- A. M. du 21.12.1988	15.02.1989 - page 890215
18.06.1993	- A. M. du 20.09.1993	30.09.1993 - page 930930
	- A. M. du 12.11.1993	24.11.1993 - page 931124
09.09.1994	- A. M. du 25.10.1994	08.12.1994 - page 941208
16.06.1995	- A. M. du 11.08.1995	15.09.1995 - page 950915
21.06.1996	- A. M. du 13.08.1996	11.09.1996 - page 960911
20.06.1997	- A. M. du 08.09.1997	26.09.1997 - page 25389
12.12.1997	- A. M. du 23.02.1998	11.03.1998 - page 6488
18.06.1999	- A. M. du 04/08/1999	28.08.1999 - page 230
10.12.1999	- A. M. du 25.01.2000	25.02.2000 - page 49
14.12.2001	- A. M. du 07.02.2002	15.03.2002 - page 83
13.12.2002	- A. M. du 12.02.2003	18.03.2003 – page 13004
17.12.2004	- A. M. du 16.02.2005	07.03.2005 – page 9243
01.12.2006	- A. M. du 14.02.2007	14.03.2007 – page 13721
15.06.2007	- A. M. du 28.05.2008	10.06.2008 – page 84521
19.06.2008	- A.M. du 02.09.2008	29.07.2009 – page 108516
15.12.2011	- A.M. du 07.03.2012 – prorogation	27.04.2012 – page 81121
14.06.2012	-A.M. du 14.09.2012	11.04.2013 – page 56628
04.10.2012	-A.M. du 05.12.2012	11.04.2013 – page 56629

Le 10 février 1956, a été fondée, sous forme de société coopérative à responsabilité limitée, l'Intercommunale pure dénommée : **A.I.E.G.**

Elle est constituée conformément à la loi du 22 décembre 1986 relative aux Intercommunales et au décret du 05 décembre 1996 relatif aux Intercommunales dont le ressort ne dépasse pas les limites de la Région Wallonne. Elle répond intégralement aux stipulations de la loi du 10 mars 1925.

Les statuts initiaux ont été approuvés par Arrêté Royal du 22 février 1956 et ont été modifiés à diverses reprises. La deuxième prorogation de la société a été actée au procès-verbal de l'Assemblée Générale Extraordinaire dressé le 21 juin 1996, publié aux annexes du Moniteur Belge du 11 septembre 1996 sous le numéro 960911-29 page 13.

Les dernières modifications statutaires ont été adoptées lors de l'Assemblée Générale Extraordinaire du 04 octobre 2012.

HISTORIQUE

L'A.I.E.G. Association Intercommunale travaillant tant comme exploitant que comme conseiller spécialisé dans quatre provinces, est composée exclusivement de pouvoirs publics.

Elle a été autorisée par Arrêté Royal du 30.12.1955 et constituée le 10 février 1956 par les communes de NAMECHE et de SPY. Depuis lors, d'autres communes ont rejoint l'A.I.E.G. qui est composée actuellement de cinq communes où elle est désignée en tant que Gestionnaire de Réseaux de Distribution et de quatorze communes en conseil.

L'Association a pour objet :

- L'établissement et l'exploitation de services publics de production, d'achat, de transport et de distribution par tous les moyens quelconques, soit pour l'électricité, le gaz, l'eau ou la chaleur ou toutes espèces d'émissions sonores et télévisuelles ;
- La gestion des moyens administratifs, commerciaux et techniques de chaque associé pour cet objet en vue d'une meilleure coordination et d'une rationalisation plus poussée de la production, du transport et de la distribution d'électricité, de gaz, d'eau, de chaleur et de toutes espèces d'émissions sonores et télévisuelles ;
- L'étude et la promotion de services publics de production, d'achat, de transport et de distribution d'électricité, de gaz, d'eau, de chaleur, et de toutes espèces d'émissions sonores et télévisuelles ainsi que d'assurer à ses associés, le concours de ses services administratifs et techniques, tant au point de vue étude que surveillance des moyens de production, d'achat, de transport et de distribution ainsi que de contrats en tous genres liant un associé quelconque à un tiers ;
- Le financement des activités de l'Intercommunale ou à celles de cessions ou d'apports en droit d'usage.

En 2012, elle a assuré la gestion des réseaux de distribution d'électricité dans les provinces de NAMUR et du HAINAUT.

Capital « B et A »

<i>Provinces</i>	<i>Communes</i>
Namur	Andenne * Namur ** Ohey * Viroinval *
Hainaut	Rumes *

Capital « D »

<i>Intercommunale</i>	
TECTEO	Réseaux Ville d'Andenne

Capital « A »

<i>Provinces</i>	<i>Communes</i>
Namur	Anhée Beauraing Dinant Florennes Gesves * Houyet Jemeppe S/Sambre Mettet Rochefort Sambreville Walcourt
Brabant	Incourt Jodoigne
Hainaut	Tournai

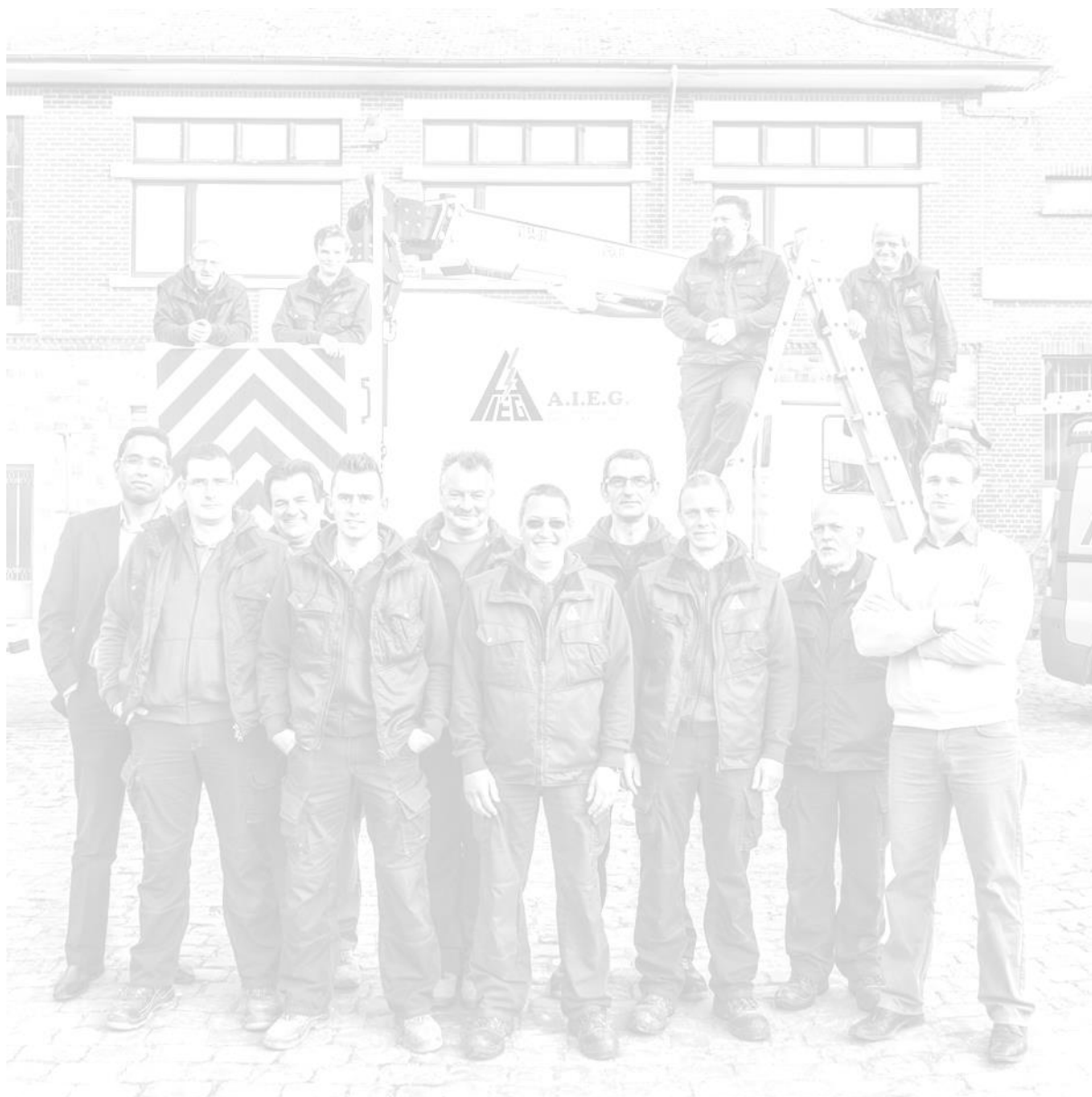
* Communes où l'AIEG a été désignée Gestionnaire de Réseaux de Distribution
** AIEG opérateur sur les sections de Flawinne, Marche-les-Dames, Saint-Marc et Vedrin

RÉPARTITION DES PARTS SOCIALES

<i>Désignation des Associés</i>	<i>Nombre de Parts</i>	<i>Souscrites</i>	<i>Non Appelées</i>	<i>Libérées</i>
Andenne	2 A	50,00	0,00	50,00
	212.426 B1	5.310.650,00	3.920.412,24	1.390.237,76
	10.480 B5	262.000,00	181.854,69	80.145,31
Total Andenne	222.908	5.572.700,00	4.102.266,93	1.470.433,07
Namur	4 A	100,00	0,00	100,00
	188.327 B1	4.708.175,00	2.770.736,75	1.937.438,25
Total Namur	188.331	4.708.275,00	2.770.736,75	1.937.538,25
Ohey	1 A	25,00	0,00	25,00
	30.454 B1	761.350,00	555.785,50	205.564,50
Total Ohey	30.455	761.375,00	555.785,50	205.589,50
Rumes	1 A	25,00	0,00	25,00
	123.843 B1	3.096.075,00	2.227.543,10	868.531,90
Total Rumes	123.844	3.096.100,00	2.227.543,10	868.556,90
Viroinval	1 A	25,00	0,00	25,00
	119.244 B1	2.981.100,00	2.216.974,41	764.125,59
Total Viroinval	119.245	2.981.125,00	2.216.974,41	764.150,59
Anhée	1 A	25,00	0,00	25,00
Beauraing	1 A	25,00	0,00	25,00
Dinant	1 A	25,00	0,00	25,00
Florennes	1 A	25,00	0,00	25,00
Gesves	1 A	25,00	0,00	25,00
Houyet	1 A	25,00	0,00	25,00
Incourt	1 A	25,00	0,00	25,00
Jemeppe sur Sambre	2 A	50,00	0,00	50,00
Jodoigne	3 A	75,00	0,00	75,00
Mettet	1 A	25,00	0,00	25,00
Rochefort	1 A	25,00	0,00	25,00
Sambreville	1 A	25,00	0,00	25,00
Tournai	4 A	100,00	0,00	100,00
Walcourt	1 A	25,00	0,00	25,00
TECTEO (ALE)*	3.369 D	8.421.737,30	1.107.548,51*	7.314.188,79
Total des Parts	29 A	725,00	0,00	725,00
	674.294 B1	16.857.350,00	11.691.452,00	5.165.898,00
	10.480 B5	262.000,00	181.854,69	80.145,31
	3.369 D	8.421.737,30	1.107.548,51	7.314.188,79
Total Général	688.172	25.541.812,30	12.980.855,20	12.560.957,10

(*) Les parts non appelées, soit **1.107.548,51 €**, représentent la différence entre la valeur en cas de rachat et le montant imposé par la CREG.

La valeur souscrite diminue chaque année de 172.806,75 € soit, 2% d'amortissement de la valeur des parts libérées, au départ.



Organes de gestion

PRÉSIDENT

Mr VERBORG Francis Echevin à la Ville d'Andenne

VICE-PRÉSIDENT

Mr de LAVELEYE Daniel Bourgmestre à la Commune d'Ohey

MEMBRES

Mme BIERNAUX Agnès Echevine à la Ville de Walcourt
Mr BOUVY Alain Conseiller communal à la Commune de Viroinval
Mr CASTERMAN Michel Bourgmestre à la Commune de Rumes
Mr COLIN Jean-Pol Echevin à la Commune de Viroinval
Mr DEPAYE Alexandre Echevin à la Commune d'Ohey
Mr DETRY Philippe Conseiller communal à la Ville de Namur
Mr EERDEKENS Claude Bourgmestre à la Ville d'Andenne
Mr LHOSTE Dimitri Conseiller communal à la Ville de Namur
Mr LORTHIOIR Eric Conseiller communal à la Commune de Rumes
Mme MAUGUIT M-Christine Conseillère communale à la Ville d'Andenne
Mr SAMPAOLI Vincent Echevin à la Ville d'Andenne
Mr PARMENTIER Claude Administrateur TECTEO
Mr PAULET José Bourgmestre à la Commune de Gesves
Mr PIROT Christian Conseiller communal à la Ville de Namur
Mr SOHIER Baudouin Conseiller communal à la Ville de Namur
Echevin à partir du 06 mars 2012

SECRÉTAIRE

Mme DIVES Fabienne Conseillère communale à la Ville d'Andenne

EXPERT

Mr CHENOY Jacquie Conseiller communal à la Ville de Namur

LA DIRECTION

Mr DELEUZE Guy Directeur

COMITÉ DE GESTION

PRÉSIDENT

Mr VERBORG Francis Echevin à la Ville d'Andenne

VICE-PRÉSIDENT

Mr de LAVELEYE Daniel Bourgmestre à la Commune d'Ohey

MEMBRES

Mr BOUVY Alain Conseiller communal à la Commune de Viroinval

Mr CASTERMAN Michel Bourgmestre à la Commune de Rumes

Mr SAMPAOLI Vincent Echevin à la Ville d'Andenne

SECRÉTAIRE

Mme DIVES Fabienne Conseillère communale à la Ville d'Andenne

EXPERT

Mr CHENOY Jacquie Conseiller communal à la Ville de Namur

LA DIRECTION

Mr DELEUZE Guy Directeur

COMMISSAIRE REVISEUR

COMMISSAIRE REVISEUR

SCPRL BRANKAER PH & PARTNERS, Réviseurs d'entreprises,
Représentée par Philippe BRANKAER

COMITÉ DE RÉMUNÉRATION

PRÉSIDENT

Mr VERBORG Francis Echevin à la Ville d'Andenne

VICE-PRÉSIDENT

Mr de LAVELEYE Daniel Bourgmestre à la Commune d'Ohey

MEMBRES

Mr BOUVY Alain Conseiller communal à la Commune de Viroinval

Mr CASTERMAN Michel Bourgmestre à la Commune de Rumes

Mr SAMPAOLI Vincent Echevin à la Ville d'Andenne

SECRÉTAIRE

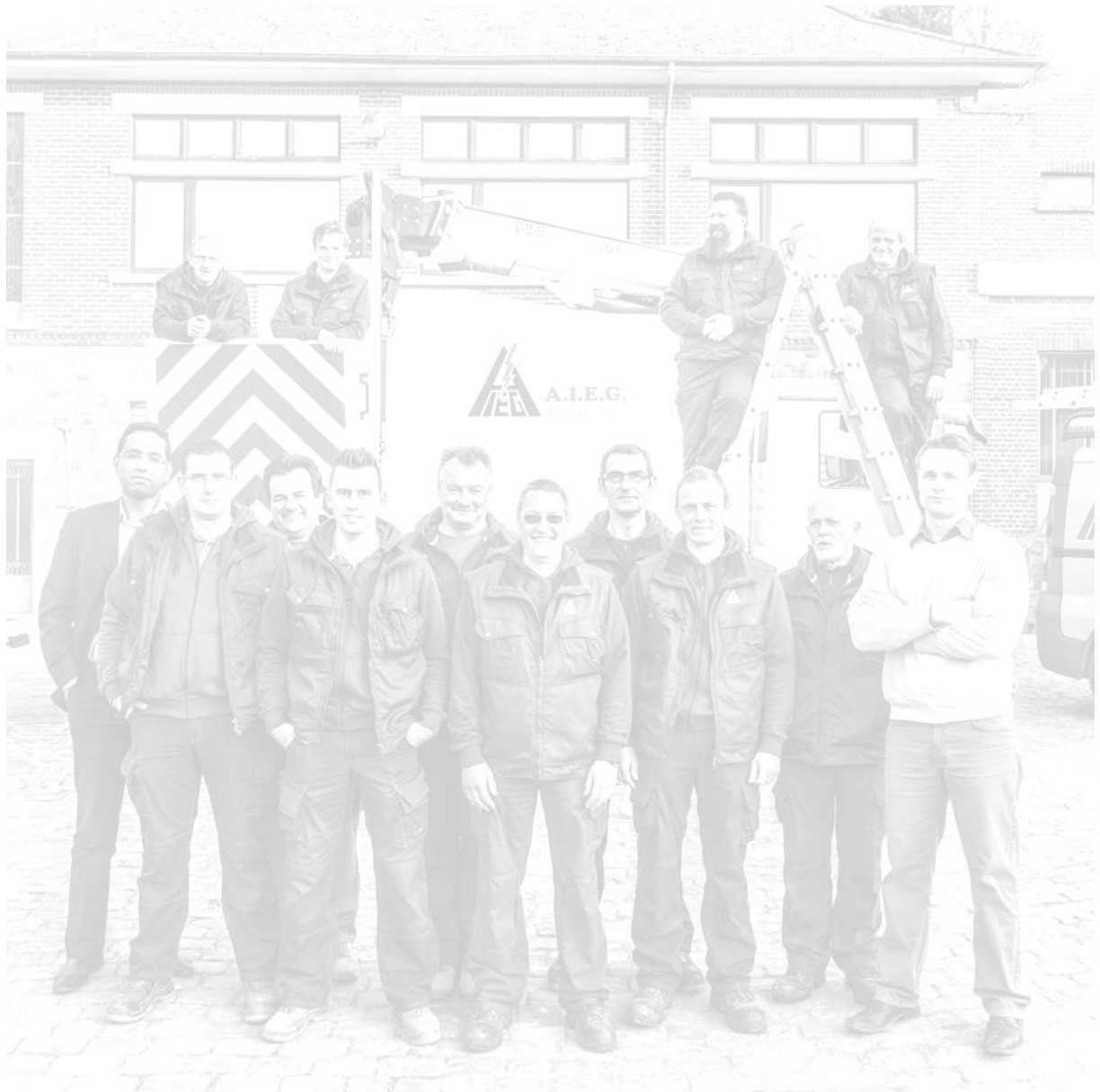
Mme DIVES Fabienne Conseillère communale à la Ville d'Andenne

EXPERT

Mr CHENOY Jacquie Conseiller communal à la Ville de Namur

LA DIRECTION

Mr DELEUZE Guy Directeur



Rapport annuel du secteur de l'électricité

Association de coordination du secteur public de l'électricité, du gaz et de la télédistribution

I- Présentation

INTER-REGIES représente les Intercommunales pures et Régies actives dans le domaine de la gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel et de la télédistribution en Belgique.

Les Intercommunales pures et Régies ont comme actionnaires uniquement des personnes de droit public (communes et/ou provinces).

INTER-REGIES poursuit une triple mission, à savoir:

- la représentation des intérêts des entreprises et communes affiliées aux niveaux européen, fédéral et régional ;
- les échanges de connaissances et d'expériences et l'optimalisation de la coopération entre ses membres ;
- la prestation de services et la fourniture d'informations aux entreprises affiliées.

Jusqu'à présent, le terrain d'action d'*INTER-REGIES* se situait principalement aux niveaux fédéral et régional. Cependant, de plus en plus de compétences sont dévolues aux institutions européennes et les décisions qui en découlent, ont de lourdes conséquences aux niveaux fédéral et régional. C'est la raison pour laquelle *INTER-REGIES* œuvrera à l'avenir plus au niveau européen.

La représentation des intérêts :

Les textes législatifs et les règlements sont le résultat final d'un long processus d'information, de concertation et de négociation, dans lequel *INTER-REGIES* tente de jouer un rôle proactif et constructif.

→ Au niveau belge

INTER-REGIES agit en tant que représentant et porte-parole du secteur public pur de l'énergie et de la câblocommunication en Belgique. Elle a pour mission de représenter et de défendre les prises de positions communes vis-à-vis:

- de diverses autorités politiques (gouvernement, parlement, cabinets ministériels), tant fédérales que régionales, et des administrations qui les soutiennent ;
- des autorités de régulation fédérale et régionales:
 - la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG): *INTER-REGIES* est représentée au sein du Conseil général de la CREG et participe activement aux différents groupes de travail du Conseil général ;
 - la Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) ;
 - l'autorité de régulation en Région flamande (VREG – Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteit- en Gasmarkt).

■ des organes professionnels du secteur, notamment:

- la fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique (Synergrid) ;
- l'Union professionnelle des sociétés de câblodistribution de Belgique (Cable Belgium) ;
- la Fédération belge des entreprises électriques et gazières (FEBEG).

→ Au niveau européen

Par le biais de la CEDEC (Confédération Européenne des Entreprises Locales d'Energie), *INTER-REGIES* s'emploie à défendre auprès des institutions européennes, les intérêts des entreprises communales – et ceux de leurs actionnaires communaux et provinciaux et de leurs clients.

II- Les faits marquants en 2012

Janvier

- La loi transposant en droit national le troisième paquet énergie est publié au moniteur belge. Elle vise e.a. à renforcer les compétences du régulateur fédéral et les droits des consommateurs.
- La CWaPE publie son rapport final sur les priorités en matière de développements des Réseaux Electriques Durables et Intelligents (REDI).

Février

- Le Ministre de l'économie, Johan Vande Lanotte, et le Secrétaire d'Etat à l'énergie, Melchior Wathelet, proposent une série de mesures, dont le gel des tarifs de fournitures, visant à limiter l'augmentation de la facture d'électricité et de gaz.

Mars

- Elia, dont les communes sont actionnaires de référence via Publi-T, entre dans le BEL 20.
- La Commission européenne lance une consultation publique sur les priorités pour le développement au niveau européen des codes de réseaux qui seront d'application dans tous les états membres après leur approbation.

Mai

- Le gouvernement fédéral décide de geler ou diminuer certaines composantes de la cotisation fédérale.
- Le Président d'Eandis avance, qu'après le gel des tarifs GRD en 2013-2014, les tarifs GRD en 2015 augmenteront fortement en Flandre, lors de la régionalisation de la compétence tarif GRD.

Juin

- La Cour d'Appel de Bruxelles conteste les hausses des tarifs des gestionnaires de réseaux de distribution flamands (Infrax/Eandis) autorisées par la CREG en mars 2011 pour répondre à la hausse des coûts des certificats verts liés au photovoltaïque.
- La CWaPE a remis au Gouvernement wallon un rapport portant sur l'évaluation économique de la mise en œuvre des compteurs intelligents.

Juillet

- Le Conseil des Ministres approuve la révision de la loi de 2003 sur la sortie du nucléaire. Cette décision s'inscrit dans la logique du plan présenté par le Secrétaire d'Etat à l'énergie, Melchior Wathelet, pour la sécurité d'approvisionnement du pays en électricité, lié à la sortie définitive du nucléaire d'ici 2025.
- La Cour Constitutionnelle confirme que les tarifs d'injection appliqués aux producteurs décentralisés d'électricité constituent une compétence fédérale.

Août

- Le Gouvernement fédéral assure que la Belgique est à l'abri d'une rupture d'approvisionnement ('black-out') et de hausses de prix, malgré l'arrêt de Doel 3 et Tihange 2 suite à des fissures décelées dans les deux cuves des réacteurs.
- Dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices pour le déploiement des compteurs intelligents, la Belgique est le premier pays à rendre une évaluation négative à la Commission européenne.

Septembre

- AIESH attribue à Numéricable le contrat d'exploitation de son réseau de télédistribution, réseau qui reste la propriété d'AIESH.
- Le Parlement européen approuve la proposition de directive efficacité énergétique qui prévoit e.a. la possibilité d'imposer aux GRD des obligations URE.
- Dans le cadre de son 10^{ème} anniversaire, la CWaPE envisage plusieurs rencontres avec les acteurs concernés pour faire le point sur différentes thématiques.

Octobre

- Infrax débute le programme de placement de 10.000 compteurs intelligents à installer d'ici octobre 2013.
- Eni fusionne sa branche gazière belge Distrigaz avec le fournisseur Nuon, racheté début janvier.
- Une nouvelle loi concernant les télécommunications entre en vigueur le 1^{er} octobre. Elle implique quelques changements importants pour le consommateur, notamment en matière de résiliation de contrat (internet, télévision, téléphonie mobile et fixe).

Décembre

- La CREG approuve la demande des GRD flamands (Infrax/Eandis) d'appliquer au 1/1/2013 une redevance de réseau moyenne de 53 €/kW de puissance installée aux installations de production décentralisées (photovoltaïque).
- Une étude commandée par les ministres de l'énergie fédéral et régionaux indique que la Belgique peut atteindre 100% d'énergie renouvelable d'ici 2050.
- La CWaPE publie une étude relative à la régulation tarifaire des GRD wallons dans le cadre du transfert de compétence des tarifs GRD vers les régions, en principe au 1^{er} janvier 2015.

MARCHE DE L'ELECTRICITE : QUELQUES CHIFFRES

Production d'électricité

En Belgique, la production nette d'électricité s'est élevée à 71,6 TWh en 2012 contre 80,6 TWh en 2011, soit une diminution de 11%.

Cette forte diminution s'explique par la fermeture de deux des sept réacteurs nucléaires pendant plusieurs mois au second semestre 2012, suite à la découverte de fissures détectées dans les cuves des réacteurs de Tihange 2 et Doel 3. En raison de l'augmentation de la part de production à base d'énergies renouvelables, plusieurs centrales au gaz ont par ailleurs tourné au ralenti, étant donné le manque de rentabilité économique de ces centrales. Cela a notamment été le cas de la TGV de T-Power mise en service à la mi-2011. Enfin, la demande d'électricité était en baisse avec la crise économique.

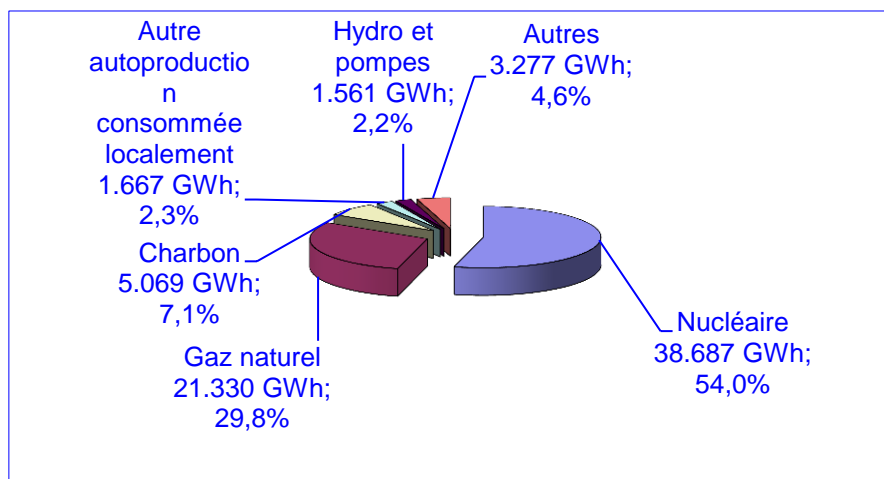
Le déficit de production nationale a été compensé par des importations d'électricité plus élevées.

La ventilation par type d'énergie primaire de l'énergie électrique produite à partir des installations connectées au réseau d'Elia, y compris une estimation de l'autoproduction autoconsommée, est illustrée dans le graphique ci-dessous.

La part de l'électricité produite dans notre pays (installations reliées au réseau Elia) provenait du nucléaire en 2012 est en baisse par rapport à l'année précédente: 54% contre 57% (38.687 GWh) en 2011.

Le gaz naturel dans la production d'électricité atteint 29,8%, à 21.330 GWh. Pour le charbon, cette part s'élève 7,1%, soit 5.069 GWh. Les postes 'Autre autoproduction consommée localement' (2,3%), 'Hydro et pompes' (2,2%) et 'Autres' (éolien et autres SER) (4,6%) terminent cette classification.

Répartition de l'énergie produite par type d'énergie primaire en 2012



Source: Données provisoires de Synergrid et d'Elia, et calculs de la CREG

Le développement de la production décentralisée, raccordée aux réseaux de distribution, s'est accéléré ces dernières années pour atteindre plus de 5.000 MW de puissance installée en 2012. Le parc belge, tout comme les parcs des pays voisins, devra faire face à un défi grandissant de flexibilité, causé par la combinaison d'une production en base peu flexible (nucléaire) et d'une injection variable et croissante d'origine renouvelable.

Suite au paquet de décisions sur la sécurité d'approvisionnement électrique du 4 juillet 2012 proposé par le Secrétaire d'Etat à l'énergie, Melchior Wathelet, le Gouvernement a fait le premier pas en approuvant la révision de la Loi de 2003 sur la sortie nucléaire. Le calendrier est maintenant définitif. Les dates de fermeture des différents réacteurs figurent dans la loi: Doel 1 et 2 fermeront en 2015, Doel 3 fermera en 2022, Tihange 2 en 2023 et Tihange 1, Tihange 3 et Doel 4 fermeront finalement en 2025.

Consommation d'électricité

La consommation totale d'électricité en Belgique en 2012 a été de 82 TWh, en léger recul par rapport à 2011 (-1,2%). Cette baisse de consommation a été un peu plus marquée pour les grands clients industriels (-2,1%), que pour ceux raccordés aux réseaux de distribution (-0,8%).

En 2012, en tenant compte de l'autoproduction consommée localement, la consommation d'électricité des grands clients industriels s'est élevée à 26,7 TWh. C'est 0,6 TWh de moins que sur l'ensemble de l'année 2011, soit une baisse de 2,1%. Au cours du dernier trimestre de 2012, la consommation des grands clients industriels est répartie légèrement à la hausse par rapport au même trimestre de 2011 (+1,4%).

Sur l'ensemble de l'année 2012, le niveau de consommation des clients industriels reste nettement supérieur à celui de 2009 (+12,2%), l'année qui avait été la plus marquée par la crise économique.

Les grands clients industriels ont produit en 2012 36,8% de l'électricité qu'ils ont consommée. Cette tendance à l'autoproduction se marque un peu plus chaque année: la proportion d'électricité autoproduite par ces clients était de 35,3% en 2011 et de 33,1% en 2010.

En 2012, la consommation des clients raccordés aux réseaux de distribution a atteint 55,3 TWh, contre 55,7 TWh en 2011, soit une légère diminution d'environ 0,8%. Ces chiffres incluent une première estimation (~1 TWh) de la production locale à petite échelle (puissance ≤ 10 kW), principalement photovoltaïque, qui n'est pas mesurée par les gestionnaires de réseaux.

En 2012, la Belgique a importé beaucoup plus d'électricité qu'elle n'en a exportée: le solde net importateur s'est élevé à 9,9 TWh, ce qui représente 12,1% de la consommation totale du pays. C'est proche du record de 10,6 TWh enregistré en 2008. Les importations ont été particulièrement importantes au quatrième trimestre 2012, notamment suite à l'arrêt des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2: au cours de ce dernier trimestre, le solde net importateur s'est élevé à 4,9 TWh, c'est-à-dire 23,1% de toute l'électricité consommée en Belgique pendant cette période.

Fourniture d'électricité

Les clients raccordés aux réseaux de distribution en Régions flamande et wallonne ont un large choix de produits parmi divers fournisseurs d'électricité.

Toujours plus de clients signent un contrat avec un fournisseur d'énergie.

Du 17 au 28 septembre 2012, s'est déroulée la campagne fédérale 'Osez comparer' pour inciter les consommateurs d'énergie à être plus actifs dans le choix de leur fournisseur d'énergie. Cette campagne a porté ses fruits au vu des taux de switch, au bénéfice des fournisseurs alternatifs.

Il subsiste en Wallonie, 6 ans après l'ouverture totale des marchés en 2007, cependant toujours une part importante de clients résidentiels étant desservis par leurs fournisseurs par défaut: 23% en électricité. En Flandre, ce chiffre est inférieur à 10%.

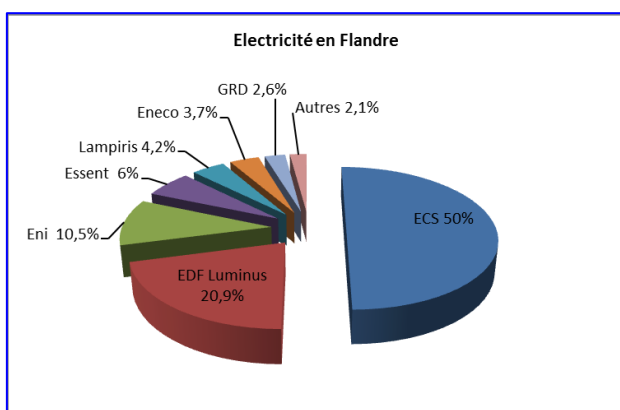
Un choix actif d'un fournisseur permettrait pourtant au client final de payer son électricité considérablement moins chère que s'il restait auprès de son fournisseur désigné.

Au cours de l'année 2012, cette économie potentielle s'est élevée en Région wallonne à respectivement 154 € par an pour le client-type Dc électricité - 3.500 kWh/an bi-horaire, dont 2.200 kWh jour et 1.300 kWh nuit - (près de 18% de la facture globale), et 420 € par an pour le client-type D3 gaz naturel - 23.260 kWh par an - (soit plus de 22% de la facture globale).

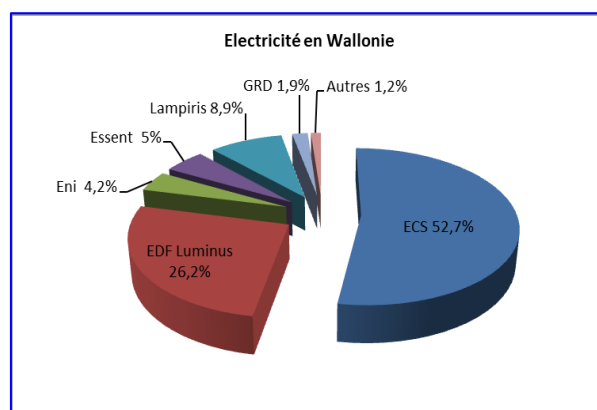
Les graphiques ci-après donnent un aperçu des parts de marché des fournisseurs d'électricité, sur la base du nombre total de points EAN dans le réseau de distribution (et de transport local) en décembre 2012.

Tant en Flandre qu'en Wallonie, les opérateurs historiques (Electrabel, EDF-Luminus) disposent toujours d'une part de marché prépondérante d'environ 80% pour la fourniture d'électricité aux clients raccordés aux réseaux de distribution. Pour la première fois, la part d'Electrabel pour les clients résidentiels diminue à près de 50% fin 2012. Les fournisseurs Essent, Lampiris, Eni (anciennement Nuon), Eneco et Octa+ sont les principaux challengers, avec des parts de marché individuelles, différant suivant la région et le produit. Ces fournisseurs, qui ont profité de la campagne fédérale 'Osez comparer', ont engrangé des progrès au niveau de leur part de marché.

Parts de marché fournisseurs électricité en Flandre et Wallonie – nombre de points d'accès



Source: VREG



Source: CWaPE

Prix de l'électricité

Le Gouvernement fédéral a adopté au premier trimestre 2012 différentes mesures visant à stabiliser les prix de l'électricité étant donné e.a. l'impact des prix énergétiques sur l'inflation.

Ces mesures découlent des conclusions de l'étude sur le niveau et l'évolution des prix énergétiques, réalisée par la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) à la demande conjointe du Ministre de l'économie et des consommateurs, Johan Vande Lanotte, et du Secrétaire d'Etat à l'énergie, Melchior Wathelet.

La mesure phare concerne le gel de l'indexation à la hausse des prix variables de l'énergie pour une période de 9 mois dès le 1^{er} avril 2012. Le Gouvernement a également pris acte de la volonté de la CREG de décider de prolonger les tarifs de distribution de 2012 jusqu'au 1^{er} janvier 2015, la date à laquelle la compétence tarifaire serait transférée aux régions. En plus, le nombre de composants de la cotisation fédérale, qui avait connu une forte augmentation ces dernières années, ont été diminués.

L'évolution des prix de l'électricité s'explique par l'évolution de leurs différentes composantes qui sont les suivantes:

- la composante énergie qui est basée sur le coût de production de l'électricité
- les tarifs de transport et de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au client final ;
- les taxes et redevances tant fédérales que régionales.

Les tarifs des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution sont approuvés par le régulateur fédéral, la CREG. Il s'agit de tarifs pluriannuels (2009-2012 pour la Distribution / 2012-2015 pour le Transport).

Les taxes et redevances, imposées par les autorités fédérales et régionales (pour le financement des obligations de service public du point de vue social et environnemental), ont fortement augmentées ces dernières années.

Les poids relatifs des différentes composantes peuvent effectivement varier entre les clients-types (profil de consommation), les fournisseurs, les zones de distribution, ainsi que les régions.

Les graphiques ci-dessous, basés sur les données des régulateurs régionaux, donnent un aperçu de la répartition des différentes composantes pour un client-type résidentiel en électricité en région flamande et en région wallonne.

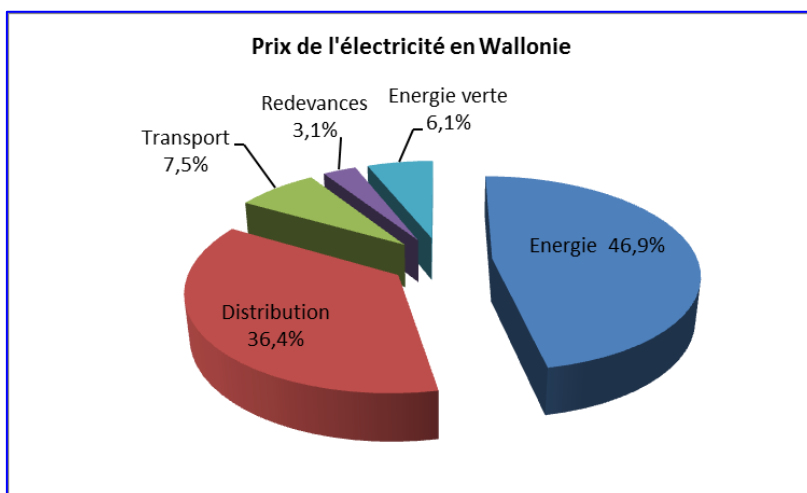
En électricité, le client-type Dc (3.500 kWh/an bi-horaire, dont 2.200 kWh jour et 1.300 kWh nuit) est le client le plus représentatif en Flandre. Le client-type Dc1 (3.500 kWh mono-horaire) est le client le plus représentatif en Wallonie.

■ En Wallonie

Pour l'électricité, la facture annuelle de la moyenne pondérée des fournisseurs désignés pour le client-type Dc1 s'élève à 872 € en 2012, contre 841 € en 2011.

La hausse du prix total de l'électricité (en moyenne en 2012 par rapport à la moyenne 2011, +31 € soit +3,7%) s'explique par l'augmentation du terme énergie (+8 € soit +1,9%), de la distribution (+11 € soit +3,4%), du transport (+11 € soit +28%), ainsi que par celle de la contribution énergie renouvelable (+8 € soit +16,6%), alors que dans le même temps les cotisations fédérales ont diminué (-6 € soit -19,6%).

Composantes du prix du kWh d'électricité – Client Dc1 (3.500 kWh/an) – 2012



Source: CWaPE

GESTION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Rôle clé des GRD

Les gestionnaires de réseaux de distribution pour l'électricité et le gaz naturel ont en Belgique comme tâches essentielles:

- l'exploitation, l'entretien et le développement de leurs infrastructures de distribution, y compris les travaux de raccordement;
- la gestion technique des flux d'électricité et de gaz sur le réseau et les services y associés;
- la garantie d'accès à ses réseaux aux différents producteurs et fournisseurs pour que la concurrence fonctionne au mieux;
- le relevé des compteurs et le traitement de toutes les informations relatives aux compteurs, aux points de fourniture et aux données de consommation;
- l'exécution d'obligations de service public, tant sur le plan social, technique qu'environnemental.

Les responsabilités des GRD en Belgique sont souvent plus nombreuses que dans les pays voisins. Contrairement à certains de ses homologues, 'simples' gestionnaires de câbles et de conduites, les GRD belges sont également responsables pour la gestion des compteurs et des données de consommation. Ils prennent donc en charge toute la chaîne, du relevé des index à la transmission aux fournisseurs, des données permettant d'établir les factures de consommation. Par ailleurs les GRD sont responsables du registre d'accès: ce registre informatique réunit toutes les données techniques et administratives relatives aux points de fournitures (code EAN, nom du client, fournisseur, ...).

Dans le modèle de marché belge, le gestionnaire de réseaux de distribution joue donc un rôle clé.

En 2012, des débats sur les différents modèles de marché ont eu lieu au sein de la Task Force Smart Grid, organisée par la Commission européenne. Ces débats ont porté sur le périmètre d'activités des GRD à l'avenir.

Il y a actuellement une grande pression pour que certaines activités, actuellement gérées par les GRD, comme le comptage, le relevé des comptages et la gestion des données ne fassent plus partie des activités des GRD (monopole naturel), mais soient cédées au marché libre.

Les associations européennes des GRD – dont la CEDEC – défendent intensivement le modèle ‘GRD en tant que facilitateur de marché’, dans lequel le GRD reste responsable pour le comptage & la gestion des données.

Par le biais de la CEDEC, INTER-REGIES suit de très près ces travaux, car il s’agit d’un enjeu stratégique pour le futur des GRD belges également.

Réseaux et compteurs intelligents

Un autre défi de taille auquel les GRD sont confrontés est lié au déploiement des énergies renouvelables et à l’augmentation de l’efficacité énergétique dictés par l’Europe.

La gestion des réseaux de distribution – et plus singulièrement en électricité – est vouée à évoluer rapidement dans le futur, avec une part toujours plus importante des sources de production à base d’énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, (micro-)cogénération).

Le modèle actuel, fondé sur la fourniture d’électricité à partir d’outils de production centralisés, fait place à un modèle où le réseau doit accueillir des flux aléatoires, tant dans le temps qu’en quantité. Les réseaux devront être rendus plus ‘intelligents’ et bidirectionnels, l’enjeu étant toujours d’y maintenir l’équilibre pour éviter la rupture d’approvisionnement.

Les enjeux environnementaux s’accompagnent clairement d’enjeux technologiques liés au développement de la production verte, de réseaux et de compteurs intelligents, de véhicules électriques et d’autres technologies nouvelles.

Smart grids

Les GRD ont étroitement participé aux initiatives prises par les régulateurs régionaux sur le thème des réseaux intelligents, dit ‘smart grids’.

- REDI – ‘Réseaux Electriques Durables et Intelligents’

De manière complémentaire aux compteurs intelligents, le thème des réseaux intelligents fait l’objet d’une attention particulière en Région wallonne, compte tenu des objectifs ambitieux que la Wallonie s’est fixée en matière d’électricité produite à partir de sources d’énergie renouvelables (8 TWh en 2020). Un groupe de réflexion dédié aux Réseaux Electriques Durables et Intelligents (REDI) a été constitué au sein de la CWaPE, qui a remis début 2012 ses conclusions portant sur les priorités en vue du développement de ces réseaux et sa mise en œuvre par les GRD.

Le régulateur wallon prône l’obligation de raccordement par le GRD de toute unité de production (décentralisée). Le GRD aurait le choix entre trois options:

- l’adaptation de son réseau via des investissements complémentaires (approche classique);
- l’accès flexible à son réseau avec, sous certaines conditions, une compensation financière (OSP) pour le producteur à charge du GRD;
- la gestion active de la demande.

Pour la CWaPE, il revient au GRD de choisir l'option la plus optimale d'un point de vue économique. Elle compte vérifier cette optimisation, ainsi que définir des indicateurs de performance liés à une gestion intelligente du réseau.

Les GRD peuvent souscrire de manière générale aux conclusions du groupe de travail REDI, mais s'opposent cependant à une obligation de raccordement stricto sensu sans aucune balise quant aux raccordements qui pourraient éventuellement être considérés comme déraisonnables. La préoccupation majeure des GRD est de veiller à ce que des demandes déraisonnables de raccordement, couplées avec une obligation d'indemnisation dans le chef du GRD, ne puissent avoir lieu. Ils sont disposés à proposer des raccordements de productions décentralisées avec accès flexible en fonction de la disponibilité d'injection sur le réseau et à prendre des initiatives en matière de gestion active de la demande.

La mise en place de réseaux de distribution intelligents nécessitera des investissements importants et la mobilisation de moyens financiers considérables. Les GRD comptent sur la mise en place d'incitants financiers (rémunération équitable plus élevée) pour favoriser l'innovation et les investissements stratégiques requis à cet effet.

Compteurs intelligents

■ Analyse coûts-bénéfices

Selon la troisième directive européenne électricité et gaz, les états membres devaient communiquer, avant le 3 septembre 2012, leur décision relative à un déploiement éventuel des compteurs intelligents, au terme d'une analyse coûts-avantages de celui-ci. En cas d'une évaluation positive, ou si aucune évaluation n'est introduite, les états membres sont tenus de prendre les dispositions nécessaires pour que 80% des points de fournitures soient équipés de tels compteurs avant 2020.

La Belgique a transmis son rapport d'évaluation 'coûts-bénéfices' pour le déploiement des compteurs intelligents à la Commission européenne en date du 30 août 2012. Ce rapport contient une synthèse des évaluations technico-économiques réalisées par les trois régulateurs régionaux. La Belgique est le premier pays qui a rendu une évaluation négative à la Commission européenne.

En ce qui concerne la Région flamande, une analyse coûts-bénéfices a été menée par KEMA, qui a livré une analyse définitive en 2011, basée sur des paramètres actualisés. L'analyse coûts-bénéfices compte plusieurs scénarios et est basée sur des hypothèses différentes. Le scénario qui prend pour point de départ un déploiement de compteurs intelligents sur 80% des clients aboutit à un résultat négatif d'environ 200 millions d'euros.

Sur base des résultats de l'analyse coûts-bénéfices de 2011, et vu la persistance de plusieurs questions et imprécisions, le Gouvernement flamand a décidé, en juin 2012, après l'organisation de débats au Parlement flamand, de ne pas encore s'engager dans un déploiement généralisé de compteurs intelligents en Flandre. Plusieurs arguments sont avancés, e.a. la grande variabilité des résultats et la haute sensibilité du produit de l'analyse coûts-bénéfices sur la base des paramètres utilisés, le manque actuel de résultats des projets d'essai à grande échelle, actuellement préparés par les GRD et l'absence de standards européens concernant les fonctionnalités des compteurs intelligents.

En Région wallonne, la CWaPE place l'introduction des systèmes de comptage intelligents explicitement sous le signe du concept plus large des réseaux intelligents. La CWaPE a chargé le bureau Cap Gemini pour mener l'évaluation économique du déploiement des compteurs intelligents, prenant en compte l'ensemble des coûts et avantages des différentes parties prenantes.

Le scénario de déploiement préconisé par la Directive européenne 2009/72/CE, scénario intitulé 'Full Roll Out' (ou le placement d'un compteur intelligent chez chaque utilisateur), présente un résultat net négatif de 186 millions d'euros. Un scénario alternatif a également été évalué, intitulé 'Smart Meter Friendly', pour lequel un déploiement segmenté des compteurs intelligents conduirait à un résultat net positif de 585 millions d'euros, pour un coût de 947 millions d'euros.

L'évaluation économique indique donc que les conditions impliquant la mise en œuvre des systèmes intelligents de mesure à hauteur de 80% d'ici 2020 en Région wallonne ne sont pas rencontrées.

Les GRD constatent qu'indépendamment du contexte différencié prévalant dans les 3 régions, l'analyse coûts-avantages présente, dans la plupart des hypothèses, des résultats négatifs pour leurs entreprises.

Les résultats pour la société prise dans son ensemble sont très différents et dépendent fortement des hypothèses et paramètres pris en compte, lesquels souffrent tous d'un haut degré d'incertitude.

Une des conclusions de ces analyses est que le déploiement généralisé des compteurs intelligents pour 2020 mènera à une forte augmentation des tarifs du réseau de distribution, qui ne peut pas être compensée par une diminution de la consommation. Les GRD se réjouissent donc que la Belgique a soumis un rapport d'évaluation négative à la Commission européenne.

Les GRD sont d'avis qu'il n'y a pas de décision possible sur un déploiement global des compteurs intelligents avant la maturité du système, donc au plus tôt à partir de 2015. Il y a par ailleurs nécessité de poursuivre le développement technologique des GRD en matière de réseau et de comptage intelligent par des tests et des pilotes. Enfin, ils préconisent d'organiser un déploiement segmenté des compteurs intelligents: cette approche conduirait à un programme de déploiement à terme dans des niches spécifiques pour les clients à déterminer plus en détail, tels les gros clients relevés mensuellement, les prosumers, les clients protégés et les clients à prépaiement.

OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC

A côté de la gestion opérationnelle du réseau et du comptage, les GRD accomplissent des missions de service public dans le secteur de l'électricité et du gaz naturel, imposées principalement par les régions sous forme d'obligations de service public (OSP), e.a. sociales et environnementales.

Depuis la libéralisation du marché de l'énergie, ces obligations de service public à charge des GRD se sont progressivement accrues pour différentes raisons.

La crise économique associée au renchérissement des prix de l'énergie a conduit de plus en plus de consommateurs à se trouver dans des difficultés de paiement auprès de leur fournisseur commercial. En vue de protéger ces consommateurs vulnérables, les GRD remplissent une mission particulière de fournisseur social.

Par ailleurs, la crise budgétaire amène les pouvoirs publics à restreindre certaines prestations sociales, ce qui peut faire augmenter encore la précarité énergétique.

Au niveau environnemental, diverses OSP s'inscrivent dans les 'objectifs 20-20-20' au niveau européen: réaliser une économie d'énergie de 20% d'ici 2020, avec 20% de l'énergie provenant de sources renouvelables et une réduction de 20% des émissions de CO₂.

Ces dernières années, les obligations de service public ont pris une part de plus en plus importante dans les budgets des GRD: les différentes OSP ont en effet un coût qui est répercuté dans les tarifs de réseau de distribution. Les nouvelles OSP qui seront à l'avenir imposées aux GRD augmenteront les tarifs de distribution encore de manière considérable. Les GRD plaident pour que les OSP soient désormais financées hors des tarifs de distribution, par exemple par le biais d'un Fonds OSP.

Ce sont les régulateurs régionaux (CWAPE, VREG et Brugel) qui contrôlent la bonne exécution des OSP auprès des GRD, tandis que l'approbation des tarifs GRD, y compris du coût des OSP, sont du ressort du régulateur fédéral, la CREG. La régionalisation des tarifs de distribution, prévue dans la réforme institutionnelle décidée en 2011, devrait contribuer à une meilleure cohérence entre le contenu des OSP et leur financement.

OSP sociales

Dans un marché libéralisé, les GRD ne fournissent en principe plus de clients en électricité et en gaz, sauf exception liée aux obligations de service public en matière sociale.

Le métier particulier des GRD leur confère une prédisposition à assurer un rôle de proximité et d'accompagnement des clients vulnérables. Dans ce cadre, les régions ont confié aux GRD un rôle de fournisseur social dont les modalités pratiques diffèrent d'une région à l'autre.

Fin 2012, la part de ces fournitures représentait respectivement un peu plus de (2,8%) en électricité et (3,4%) en gaz naturel du total des clients finals en Flandre. Ainsi, l'ensemble des GRD flamands représentent le quatrième plus grand fournisseur d'électricité et le cinquième plus grand fournisseur de gaz en Région flamande.

En Wallonie, les clients protégés qui le souhaitent, peuvent se faire approvisionner par le GRD. Les clients en défaut de paiement se voient d'office placer un compteur à budget électricité et gaz, tout en restant liés par contrat à leur fournisseur. Cependant, si le GRD n'arrive pas à placer ce compteur à budget endéans le délai prévu, le GRD a l'obligation de fournir temporairement le client jusqu'au placement du compteur à budget (ou de la coupure). Les GRD approvisionnent, sous certaines conditions et temporairement, également les utilisateurs de réseau durant la période hivernale (en tant que 'fournisseur X').

Fin 2012, la part de ces fournitures était de (1,9%) en électricité et (3,3%) en gaz du total des clients finals résidentiels en Wallonie.

A l'heure actuelle, les clients en Région wallonne disposent de trois possibilités pour charger la carte de leur compteur à budget: les cabines téléphoniques publiques de Belgacom, les bureaux d'accueil des GRD et certains CPAS.

En vue de remplacer le système de rechargement des compteurs à budget via les cabines téléphoniques de Belgacom (Payphones), qui arrive à échéance fin 2012, les GRD ont travaillé en 2012 en étroite collaboration pour développer une nouvelle solution de rechargement de ces compteurs dans les lieux publics. Le nouveau mode de rechargement se fera via un terminal de paiement, que l'on retrouve auprès de nombreux commerçants. Les nouveaux terminaux remplaceront également en 2013 les points de rechargement dans les bureaux d'accueil et les CPAS tant en Wallonie qu'en Flandre.

Les régulateurs régionaux avaient procédé en 2011 à des évaluations approfondies des OSP sociales auxquelles les GRD ont été étroitement associés.

En Région wallonne, un projet de Décret Electricité, en cours d'élaboration en 2012, a repris certaines propositions de la CWaPE pour l'amélioration des mesures sociales. Le projet envisage notamment de prévoir le transfert automatique des clients protégés au sens régional vers les GRD, afin de permettre à ces clients de bénéficier du tarif social spécifique, d'élargir les catégories de clients protégés régionaux à de nouvelles personnes en situation de précarité, de permettre au GRD de suspendre la procédure de placement du compteur à budget en cas de contestation du client et de supprimer la 'fourniture X'.

Les GRD s'interrogent cependant sur les modalités concrètes de mise en œuvre de certaines propositions.

OSP environnementales

Les GRD ont pour mission d'accomplir des OSP en matière d'Utilisation Rationnelle de l'Energie (URE) et de la promotion des énergies renouvelables.

Etant donné qu'il s'agit d'une matière exclusivement régionale, les OSP imposées aux GRD diffèrent largement d'une région à l'autre.

Les régions ont mis en place des certificats verts (CV) pour soutenir le développement des énergies renouvelables et de la cogénération. Tant en Flandre qu'en Wallonie, les GRD jouent un rôle de soutien important aux énergies renouvelables, en particulier pour la filière photovoltaïque.

En Wallonie, les GRD ont continué en 2012 à assurer un rôle de guichet unique pour le traitement des installations solaires photovoltaïques d'une puissance inférieure à 10 kVA.

Ce guichet unique a été mis en place, afin de simplifier les démarches administratives devant être effectuées par les producteurs d'électricité verte concernés souhaitant bénéficier de l'octroi de certificats verts et des labels de garantie d'origine.

Comme en Flandre, la Wallonie a préparé d'importantes modifications de son mécanisme de soutien à l'électricité verte. Des débats intenses ont eu lieu en 2012 sur le soutien au photovoltaïque.

Le système actuel d'application jusqu'au 31 mars 2013, octroie cinq certificats verts/MWh sur une période de 10 ans. La CWaPE a proposé en 2012 de remplacer le mécanisme de CV par un mécanisme de soutien à charge des GRD, car elle considère que le déséquilibre sur le marché des CV est essentiellement une conséquence de la croissance explosive de la filière PV (< 10 kVA).

Etant donné la suroffre sur le marché des certificats verts en 2012 et la diminution du prix de marché des CV en résultant, de plus en plus de propriétaires PV ont vendu à Elia, en tant que GRTL, leurs certificats verts au prix minimum garanti (65 €/MWh). Cette obligation de rachat dans le chef d'Elia est refacturée aux consommateurs wallons sous la forme d'une surcharge. Cette surcharge s'élève déjà à plus de 13 €/MWh fin 2012.

KWh gratuits

En Wallonie, le Ministre de l'énergie a proposé fin 2012 l'octroi à tout client résidentiel de 500 kWh gratuits qui serait financé par le biais d'une OSP supportée par les tarifs de distribution et dont les coûts seraient principalement répercutés sur les clients consommant plus de 5.000 kWh. Le coût de cette OSP à charge des GRD (environ 170 millions €) représenterait plus du triple de l'enveloppe OSP électricité actuelle (environ 55 millions €) des GRD wallons. Pour les GRD, les mécanismes de progressivité doivent être envisagés dans le cadre d'une évaluation tarifaire globale, et il serait dès lors préférable d'attendre le transfert de la compétence tarifaire vers les régions.

Eclairage public

En Wallonie, les GRD ont finalisé en 2012 un cadastre énergétique permanent de l'éclairage public. Les GRD wallons ont également dû réaliser pour la première fois un audit énergétique intégrant des recommandations visant à réduire les coûts d'entretien et de consommation d'énergie. Le délai pour la transmission des audits énergétiques quinquennaux a été reporté au 1er mars 2013.

Les GRD wallons mettent également en œuvre un programme de remplacement sur une période de 5 ans des armatures de mercure basse pression, car celles-ci génèrent des frais d'entretien importants. Les charges liées à leur remplacement sont répercutées dans les tarifs de distribution de l'électricité.

TARIFS DES GRD

Les GRD tirent leurs revenus des tarifs de réseau qui doivent être approuvés par le régulateur fédéral, la CREG. Les dossiers tarifaires des GRD purs sont coordonnés au sein de la plateforme tarifaire d'INTER-REGIES.

Ci-joint, un aperçu des principaux dossiers en 2012.

Tarifs GRD pluriannuels 2009-2012: évolution en 2012

Depuis le 1er janvier 2009, des tarifs pluriannuels sont d'application pour les GRD sur une période de quatre ans, soit 2009-2012. Ces tarifs ont fait l'objet d'une approbation par la CREG.

Conformément au principe de cascade d'application pour l'électricité, les nouveaux tarifs d'Elia, le gestionnaire du réseau de transport, approuvés par la CREG pour la période 2012-2015, ont également été intégrés en 2012 dans les tarifs des GRD.

En décembre 2012, la CREG a approuvé la demande des GRD flamands de pouvoir appliquer une redevance de réseau aux installations de productions décentralisées, d'un montant fixe par kW de puissance installée en fonction des tarifs d'injection et de prélèvement en vigueur.

Cette redevance, d'application à partir du 1er janvier 2013, s'élève en moyenne à 53 € par kW de puissance installée.

Les consommateurs possédant des installations de production décentralisée d'une puissance inférieure à 10 kW (p.ex. installations photovoltaïques) et qui disposent d'un compteur tournant à l'envers, paient uniquement des tarifs de distribution sur la différence entre leur production et leur consommation. Ils contribuent donc peu ou pas du tout à couvrir les coûts de réseaux, alors qu'ils utilisent ces réseaux d'une part pour écouler sur le réseau la production propre qui excède leurs besoins et d'autre part pour prélever l'électricité dont ils ont besoin et que leur production propre ne suffit pas à couvrir.

La CREG a souhaité mettre fin à cette situation en faveur des petites installations de production décentralisée. En approuvant cette redevance de réseau, la CREG permet aux GRD de couvrir le manque à gagner causé par l'application des tarifs sur un nombre de kWh inférieur à celui transitant réellement sur les réseaux de distribution. Les revenus générés par ces tarifs serviront aux GRD pour réduire les déficits actuels qui auraient été répercutés sur les autres utilisateurs de réseaux et/ou pour réduire les tarifs futurs de tous les utilisateurs.

Prolongation des tarifs GRD 2012 pour 2013-2014

Une nouvelle proposition de tarifs pluriannuels pour la période 2013-2016 devait en principe être introduite par les GRD en juin 2012. La CREG avait en effet élaboré fin 2011 un projet de méthodologie tarifaire qui avait principalement pour objet de faire baisser au maximum les tarifs GRD à court terme. A cet effet, la CREG comptait à la fois réduire les coûts (par une large possibilité de rejet des coûts et par une large marge d'interprétation des dispositions formulées de façon floue) et baisser les dividendes (en diminuant fortement la rémunération équitable des capitaux investis). Par ailleurs, la CREG avait lancé une consultation publique spécifique sur la méthodologie de benchmarking des GRD qui s'est clôturée le 15 janvier 2012.

Entre-temps, un accord institutionnel relatif à la sixième réforme de l'Etat a été conclu, qui prévoit le transfert aux régions de la compétence tarifaire pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz.

Dans ce contexte, la CREG a décidé de prolonger les tarifs 2012 en vigueur des GRD au même niveau pour la période 2013-2014 dans l'attente du transfert de compétence prévu en principe au 1er janvier 2015.

Cette décision de la CREG traduit l'accord intervenu fin 2011 entre le Secrétaire d'Etat à l'énergie et la CREG de geler les tarifs de distribution jusqu'au transfert de compétence aux régions. Les GRD et les régulateurs régionaux ont souscrit cet accord.

On notera également que le Gouvernement fédéral a pris, au premier trimestre 2012, une série de mesures structurelles qui ont poussé les prix de l'énergie à la baisse: les formules d'indexation des prix des fournisseurs d'électricité et de gaz ont été gelées pour 9 mois dès le 1er avril 2012. Par ailleurs, certaines charges et cotisations ont également été gelées ou revues à la baisse.

Soldes régulatoires

Les tarifs des GRD (€/kWh) étant basés sur des coûts et des recettes budgétés (€), ainsi que des volumes estimés transitant sur le réseau de distribution (kWh), tout écart sur les coûts (non gérables) et les volumes est reporté en principe sur la prochaine période régulatoire. Ces écarts donnent lieu à des 'soldes régulatoires'.

Les GRD ont attiré à plusieurs reprises l'attention des Gouvernements régionaux sur le fait que, compte tenu de la prolongation des tarifs 2012 pour les années 2013 et 2014, l'évolution à la hausse des coûts des OSP existantes (entre autres le financement des certificats verts) ou toute nouvelle charge imposée aux GRD au titre d'OSP, ne pourrait être directement et immédiatement répercutée dans les tarifs de distribution. Cela signifie que ces coûts sont supportés par les communes actionnaires dans un premier temps et, in fine, récupérés plus tard – en principe à partir du 1/1/2015 - auprès des consommateurs via le tarif GRD.

Par ailleurs, il existe plusieurs phénomènes conjoints (ralentissement économique, l'URE, l'auto-production principalement via le photovoltaïque) qui conduisent à une diminution des kWh transitant sur les réseaux de distribution. Cet écart par rapport aux volumes estimés contribue également à l'accroissement des soldes régulatoires.

Consécutivement à la décision de 'gel' des tarifs 2012 des GRD pour les années 2013-2014, il apparaît que ce sont les soldes régulatoires de pas moins de sept années consécutives (soit 2008 à 2014) qui seront à apurer à partir de la prochaine période tarifaire qui débiterait en principe en 2015.

Au total, ce sont plusieurs centaines de millions d'euros qui seront à récupérer par les GRD dans ce cadre, de sorte que les tarifs, indépendamment de toute nouvelle obligation qui pourrait être imposée aux GRD, augmenteront de manière significative dès 2015.

Transfert de la compétence tarifaire GRD vers les régions

Un accord institutionnel relatif à la sixième réforme de l'Etat a été conclu en octobre 2011. Il prévoit le transfert aux régions de la compétence tarifaire pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz.

Cette compétence tarifaire, encore exercée par la CREG à ce jour, passera aux mains des régulateurs régionaux (CWaPE, VREG, Brugel), dès lors que la loi de transfert de compétence sera effective (en principe au 1er janvier 2015).

Les régulateurs régionaux devront se préparer au mieux à cette nouvelle mission.

La CWaPE est le premier régulateur régional à avoir publié fin 2012 une étude relative à la régulation tarifaire des GRD (wallons). La CWaPE rappelle que, conformément à la directive 2009/72/CE, le régulateur est seul compétent pour la fixation ou l'approbation de la méthodologie tarifaire ou des tarifs, tout en indiquant que le pouvoir politique pourra disposer de la possibilité d'édicter des lignes de politique générale dont le régulateur aura l'obligation de tenir compte. Concernant la structure des tarifs, certains arbitrages doivent être faits, lesquels requièrent selon la CWaPE une légitimité démocratique.

Les GRD se réjouissent de la démarche proactive de la CWaPE dans le cadre de sa future compétence tarifaire. Il est en effet très important pour les GRD, après une prolongation de leurs tarifs de 2012 pour les années 2013 et 2014, de pouvoir disposer de nouveaux tarifs au 1er janvier 2015.

Les GRD partagent la vision de la CWaPE, à savoir qu'il convient que sa méthodologie tarifaire soit élaborée dans le respect de lignes directrices qui seront édictées par le Gouvernement wallon. Ces lignes directrices devraient être connues le plus rapidement possible pour que la CWaPE puisse en tenir compte dans la fixation de sa méthodologie tarifaire.

Pour les GRD, une réfectivité correcte des coûts dans la tarification est un principe essentiel à respecter et indispensable à la transparence du marché de l'énergie. Les GRD font des efforts constants pour maîtriser leurs coûts opérationnels. La multiplication des OSP et autres surcharges pesant sur les tarifs GRD a cependant pour conséquence de neutraliser ces efforts. Et alors que les tarifs GRD ont été gelés à leur niveau de 2012, les tarifs de distribution apparaissent même en constante augmentation.

En ligne avec ce qui a été suggéré par la CWaPE dans son étude du 6 décembre 2012, les GRD plaident à l'avenir pour un financement alternatif des OSP: un financement en dehors des tarifs de distribution, via un fonds spécifique alimenté par une 'redevance de raccordement' majorée ou une autre surcharge. De la sorte, consommateurs, citoyens et médias seront capables de mieux identifier l'évolution des différentes composantes de leurs factures.

Un autre point d'attention relatif à la future méthodologie tarifaire concerne le juste équilibre entre les tarifs proportionnels (basés sur le kWh) et les tarifs capacitaires (basés sur le kW). Les tarifs de distribution en basse tension sont aujourd'hui principalement basés sur les kWh consommés.

Les réseaux d'électricité sont cependant dimensionnés pour rencontrer les pointes de demande et/ou d'injection. Les 'cost driver' principaux des coûts sont donc les puissances de prélèvement et/ou d'injection (kW). Il conviendrait à l'avenir d'élaborer un système de tarification visant à atteindre un meilleur équilibre entre la consommation (kWh) et la puissance de raccordement (kW).

Les gestionnaires de réseau de distribution se voient confrontés à des défis stratégiques dans les années à venir, dont le financement des investissements innovateurs liés aux infrastructures, en vue d'une gestion intelligente des réseaux.

Il est dès lors essentiel qu'une rémunération attrayante des capitaux investis soit prévue dans la future méthodologie tarifaire. Ce n'est que moyennant cette condition, que les gestionnaires de réseau pourront continuer à attirer les capitaux nécessaires à l'entretien et au développement des réseaux de distribution et à garantir la qualité excellente de l'approvisionnement en énergie.

Convention GRD – GRFP

Règlements techniques

En 2011, la révision des règlements techniques a démarré, particulièrement à la suite de l'implémentation des troisièmes directives européennes, avec notamment l'introduction des réseaux fermés de distribution, l'adaptation du délai de changement de fournisseur et des dispositions relatives à la facturation.

Outre la mise en conformité des règlements techniques au Décret Energie modifié, la VREG a, en Flandre, également prêté attention à l'injection de biogaz, aux dispositions relatives à la gestion de la congestion, ainsi qu'à un nombre d'améliorations aux processus pour le rapportage et les rectifications de données. Finalement, la VREG a réalisé quelques modifications, en vue de l'introduction de compteurs intelligents.

La révision a été finalisée le 15 mai 2012 et approuvée par le Gouvernement flamand le 25 mai 2012. Ces décisions ont été publiées au Moniteur belge du 14 novembre 2012, d'où les règlements sont entrés en vigueur le 24 novembre 2012.

En Wallonie, le règlement technique pour la distribution d'électricité, déjà adapté à la mi-mai 2011, a fait d'objet d'un réexamen. Sur la base d'une proposition élaborée par la CWaPE, l'avis des GRD a été demandé en août 2012.

Les GRD ont remis leurs remarques à la CWaPE, dont e.a. quatre observations fondamentales:

- Aux yeux des GRD, le timing de révision du règlement technique était inapproprié, étant donné que le Décret électricité qui devrait servir de base au règlement technique n'est pas encore définitif;
- L'on anticipe sur les exigences décrétales, qui sont encore pleinement en cours de discussions, dont la problématique des raccordements flexibles et les éventuelles compensations financières y liées;
- Certaines règles d'application pour le réseau de transport local sont également imposées au réseau de distribution;
- Les différentes adaptations pourraient avoir un impact sur les coûts des GRD, qui ne seront pas couverts par les obligations de service public.

Le 26 novembre 2012, la CWaPE a publié une proposition, qui a tenu compte de certaines remarques techniques des GRD, mais pas vraiment des objections fondamentales. Début 2013, le nouveau règlement technique pour la distribution d'électricité n'était pas encore traité par le Gouvernement wallon.

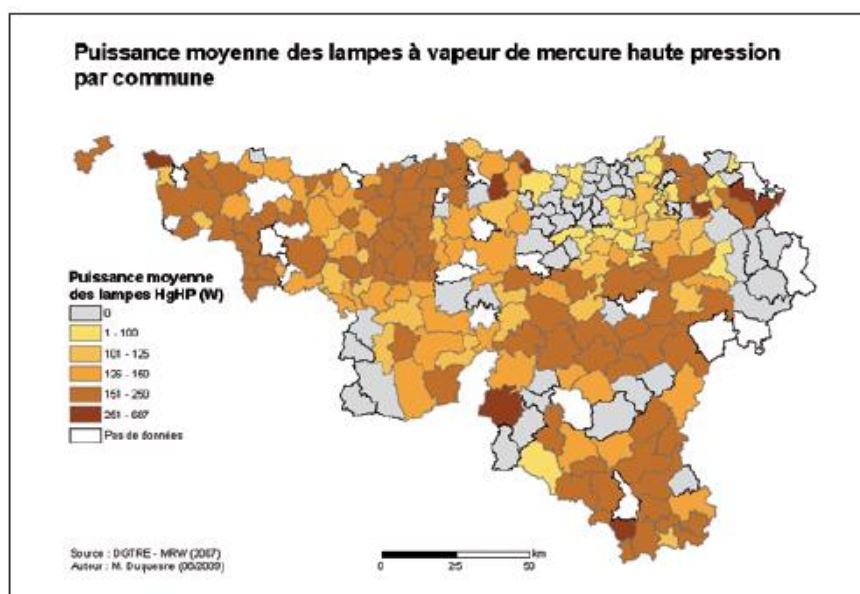
Source : Rapport annuel Inter-Régies_2012.



Gestion technique du réseau

OSP : Remplacement des armatures Mercure haute pression

En date du 13 septembre 2012, le Gouvernement wallon a adopté un projet de loi modifiant l'Arrêté du Gouvernement wallon du 6 novembre 2008 relatif à l'obligation de service public imposée aux gestionnaires de réseaux de distribution en matière d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public.



Cette modification répondait à des demandes de l'Union européenne, qui vise à interdire la commercialisation et la fabrication de lampes à vapeur de mercure à partir de 2015.

Les propositions de modification de l'AGW, formulées par la CWaPE, s'articulent autour deux axes:

- L'intégration d'une nouvelle obligation de service public à charge des GRD dans le cadre du remplacement des armatures de la famille des « vapeurs de mercure haute pression » ;
- L'adaptation et/ou la reformulation d'articles existants notamment dans le cadre de la définition des obligations imposées aux GRD relatives à l'entretien au sens large de l'éclairage communal.

Pour accélérer le remplacement de ces armatures énergivores, de surcroît polluantes, la Région wallonne vient d'adopter un nouveau dispositif de financement dont l'idée est de profiter du potentiel d'économie d'énergie et d'entretien qui résulte des nouvelles installations pour financer ces installations elles-mêmes, avec la formule du tiers-investisseur.

Les communes bénéficieront ainsi d'une opération « blanche » et tireront les premiers bénéfices d'économie d'énergie après dix ans.

Economies d'énergie - remplacement des ampoules HgHP par des ampoules modernes (sodium haute pression, iodures métalliques,...).

Ces nouvelles ampoules (± 40 lumens/watt), qui ont une efficacité jusqu'à plus de deux fois supérieures aux anciennes (± 90 lumens/watt), permettront ainsi aux communes de réaliser de réelles économies financières au niveau des frais d'entretien.

Au niveau du coût, il se situe entre 600 et 700 euros par luminaire. Un investissement à charge des communes qui confieront la réalisation des travaux aux Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD).

Pour rappel, le décret du 6 novembre 2008 impose aux GRD d'assurer l'obligation de service public (OSP) pour l'entretien et l'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public des communes wallonnes.

Projets innovants et nouvelles technologies

Dans cette optique, l'AIEG a lancé, en concertation avec les communes associées, la réflexion sur l'opportunité, non seulement de se conformer à l'esprit du décret, mais d'aller encore plus loin afin de proposer des solutions innovantes pour diminuer drastiquement la facture de l'éclairage public à charge des communes.



Des groupes de travail ont été créés en vue d'analyser des pistes d'économies supplémentaires, ainsi que des moyens supplémentaires à mettre en œuvre et ce, en vue d'accélérer la rénovation des parcs d'éclairage communaux.

Suite à la finalisation de l'inventaire informatique de l'éclairage public dans les communes associées fin 2011, l'AIEG a pu cibler avec précision les localités qui seraient concernées par le programme de remplacement des armatures à mercure haute pression. C'est ainsi que des projets d'investissements communs ont été présentés aux Collèges communaux de Viroinval et d'Andenne, qui se sont montrés très intéressés.

DIMMING

A Viroinval, un projet pilote novateur fut initié. Le projet consistait à remplacer les 74 luminaires mercure haute pression par des armatures pour des lampes aux iodures métalliques équipées de système de DIMMING, qui permet de moduler l'intensité lumineuse à partir d'une certaine heure de la nuit, objectifs attendus :

- Une diminution de la consommation de 30% par rapport aux lampes existantes ;
- Une réduction supplémentaire de l'énergie consommée de 25% grâce au dimming ;
- Une réduction drastique des frais d'entretien (0 €/point les cinq premières années) ;
- Une amélioration de la qualité de l'éclairage à travers l'utilisation de sources de lumière à blanc chaud qui crée une ambiance conviviale.

Selon le type d'espace public, le dimming pourra être envisagé en fonction de paramètres acceptés par les villes et communes (horaires fixes, présence de piétons, densité du trafic, conditions météorologiques, type de routes). Le choix du dimming dépend donc d'une décision concertée des villes, communes et GRD, mais doit toujours garantir les buts de l'éclairage public qui sont d'une part la sécurité des usagers (automobilistes, cyclistes et piétons) et d'autre part, la mise en valeur des espaces et des sites.

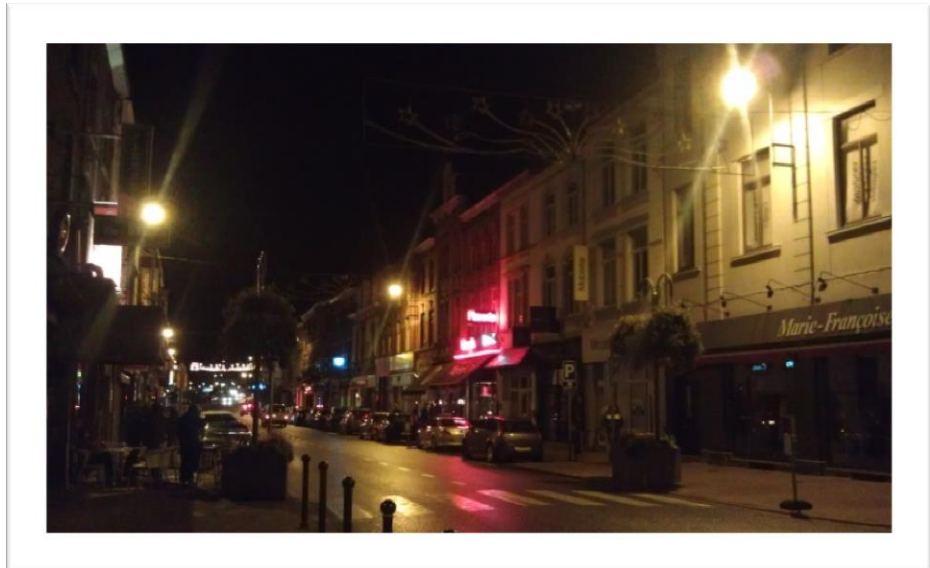
Du DIMMING pour le village de DOORBES

A Viroinval, l'AIEG a par contre opté pour la technologie du DIMMING. L'aménagement du centre historique de Doorbes a été l'emplacement idéal pour remplacer les luminaires vétustes de ce petit village d'environ 400 habitants. Les 80 armatures mercure haute pression seront remplacées par des luminaires à iodure métalliques et permettront de réaliser jusqu'à 40% d'économie. Les armatures seront en outre dotées d'un système de dimming dit « point par point », qui permettra de réduire le taux



d'éclairage de chaque lampe à partir d'une certaine heure de la nuit. L'avantage du système réside à la fois dans son autonomie mais aussi dans sa souplesse quant au choix des luminaires à dimmer. A titre d'exemple, les principaux carrefours du village sont équipés de luminaires dont l'intensité reste inchangée et ce, afin d'assurer plus de sécurité aux usagers de la route.

Un éclairage LED dans la rue du Commerce à Andenne

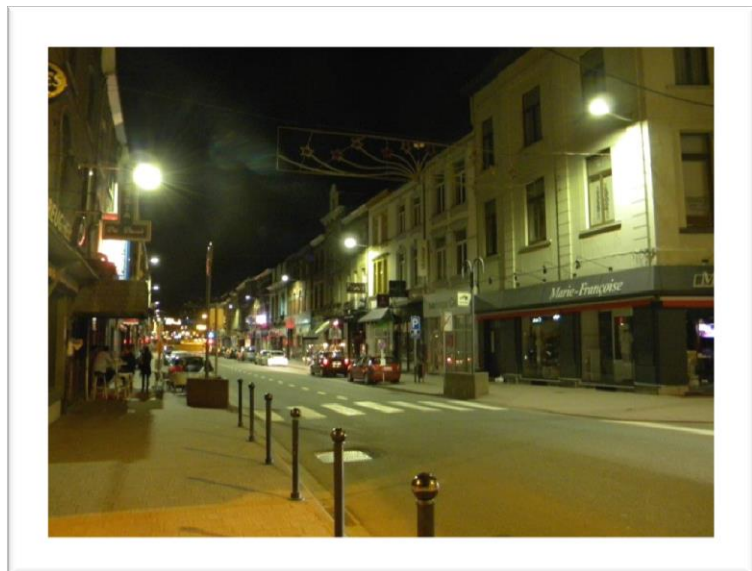


AVANT...

C'est un éclairage de type nouveau qui a vu le jour rue du Commerce à Andenne. La principale artère commerciale de la ville était jusqu'alors éclairée par 7 luminaires disposés en quinconce, pour une puissance installée d'environ 1750 W.

Le projet de « **Relamping** » a été initié par l'AIEG afin de tester de nouvelles armatures équipées de lampes LED à haute performance photométrique. Chaque armature est équipée de 48 petites LED orientées de manière à optimiser le flux lumineux et éviter la pollution lumineuse.

APRES...



Aujourd'hui, 12 armatures, pour une puissance installée de 648 W, illuminent la rue du Commerce, soit une diminution en matière de consommation énergétique de 63 % par rapport à ce qui existait avant, mais une amélioration significative du niveau d'éclairage qui apporte à la fois plus de sécurité mais aussi plus de convivialité.

La commune d'Ohey a été reprise en gestion par l'AIEG en 2006. Le réseau moyenne tension



était à 99% aérien, avec des lignes en très mauvais état et un matériel vétuste. Dès 2007, des travaux ponctuels d'amélioration du réseau ont été effectués (enfouissement de quelques tronçons, remplacement de matériel..), avec notamment le démontage du réseau basse tension en cuivre nu et son remplacement par un réseau en tresse plus sûr, mais aussi plus fiable. En 2009, 2 millions d'euros

ont été investis afin de doter la commune d'une alimentation moyenne tension au moyen d'un câble souterrain en provenance d'Andenne. Malgré cet investissement, les interruptions de fournitures étaient fréquentes, surtout en période hivernale. La combinaison de conditions météorologiques extrêmes, la présence massive de lignes et de la vétusté de certains équipements, ont constitué un véritable défi pour les équipes d'intervention qui étaient chargées de réaliser les nombreux dépannages.

En 2011, la multiplication des incidents en moyenne tension a poussé le département technique de l'AIEG à élaborer un grand programme d'enfouissement de l'ensemble des lignes moyenne tension. Le projet, qui s'étalera sur une durée de 5 années, permettra la mise sous terre de pas moins de 30 km de lignes vétustes et limiter considérablement les pannes et désagréments subis par les habitants de la commune d'Ohey.



En 2012, ce ne sont pas moins de 2.5 km de câbles qui ont été posés dans le sentier reliant la localité de Hailot à Perwez, permettant le démantèlement de pas moins de 20 poteaux vétustes. L'année 2013 marquera le début des travaux d'enfouissement du réseau MT à l'entrée et dans le centre d'Ohey, ainsi que la construction d'une nouvelle cabine de dispersion équipée de matériel moderne

et sécurisé.

Sur le long terme, ces travaux permettront de réduire de 50% le nombre de déclenchements intempestifs dus à la présence de réseau aérien, assurant ainsi un service de qualité à l'ensemble des habitants de la commune.

1. « Qu'est-ce qu'un panneau solaire et comment fonctionne-t-il ? »

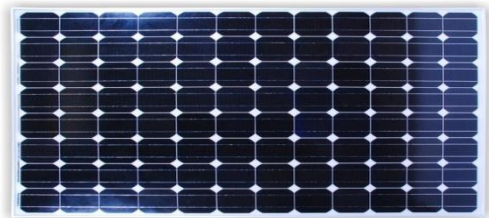
Un panneau solaire est un dispositif qui permet de récupérer une partie du rayonnement solaire afin de la convertir en énergie électrique. Les cellules photovoltaïques sont constituées de semi-conducteurs à base de silicium, que l'on superpose pour pouvoir former deux fines plaques qui se touchent.

La couche supérieure est constituée de silicium, possédant une quantité d'électrons supérieure au silicium pur. On dit qu'il s'agit d'un semi-conducteur de type N. La couche inférieure est constituée de silicium, possédant une quantité d'électrons inférieure au silicium pur. On dit qu'il s'agit d'un semi-conducteur de type P.

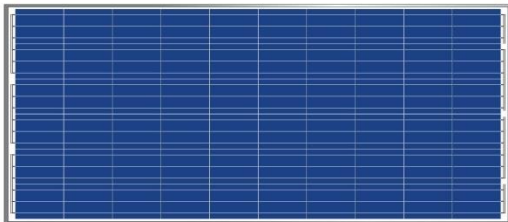
Lorsqu'un rayon lumineux (photon) pénètre dans la cellule photovoltaïque, son énergie crée une rupture entre un électron et un atome de silicium, modifiant les charges électriques. Cette réaction est appelée effet photovoltaïque. Les atomes, chargés positivement, vont alors dans la zone P et les électrons, chargés négativement, dans la zone N. La jonction PN est nécessaire pour qu'il y ait conduction. En effet, elle doit permettre le passage des électrons entre les deux plaques. Ce déplacement d'électron permet de produire une tension électrique.

Il existe 3 types de panneaux :

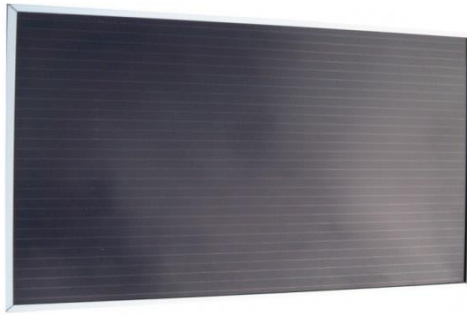
1. Monocristallin



2. Polycristallin



3. Silicium amorphe



Le choix dépend vraiment de l'exposition de la toiture. Le Monocristallin et le polycristallin ne tolèrent aucun ombrage. L'amorphe, dans les mêmes conditions, a une rentabilité en moyenne deux fois moins élevée pour une même surface. On préférera donc optimiser la production. Les rendements vont de 9% pour l'amorphe à 15% pour le monocristallin. Généralement, les panneaux sont garantis 25 ans jusqu'à 80% de leur rendement.

2. Qu'est-ce qu'un kilowatt-crête ou kilowatt-pic ?

Un kilowatt-crête (kWc) est une unité de mesure d'efficacité d'un panneau solaire. Sa puissance correspond à 1000W/m² à une température de 25°C.

Le rendement des panneaux photovoltaïques est influencé par la température. Plus la température augmente, et plus la production diminue. Par conséquent, au-delà de 25°, le rendement est proportionnellement inversé à la production d'ensoleillement.

La production annuelle d'un panneau solaire en Belgique est en moyenne de 850 kWh/kWc.

3. Qu'est-ce qu'un certificat vert ?

C'est une aide octroyée par les Régions pour développer les énergies renouvelables. Au prorata des MWh produits, le « prosumer » reçoit des certificats verts qu'il peut revendre sur le marché. Les entreprises sont obligées quant à elles, sur base de leurs émissions de CO₂, de restituer un nombre de CV auprès du régulateur régional, sous peine d'amende.

Attention le régime d'octroi des certificats verts est remplacé par un mécanisme se dénommant QUALIWATT pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kWc.

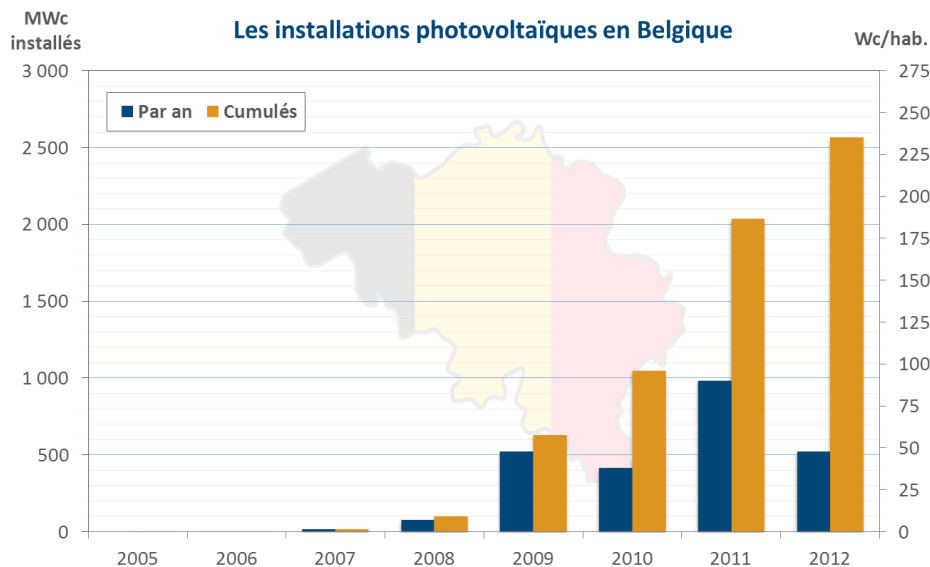
Dans le contexte actuel, le Gouvernement wallon s'est engagé à maintenir le prix minimum garanti du certificat vert (CV) à 65€ à concurrence de 100% du remboursement de l'installation ou du prêt contracté dans le cadre de l'investissement.

Une fois l'installation amortie, le Gouvernement wallon garantit un rendement non spéculatif mais supérieur à ceux pratiqués sur les marchés financiers.

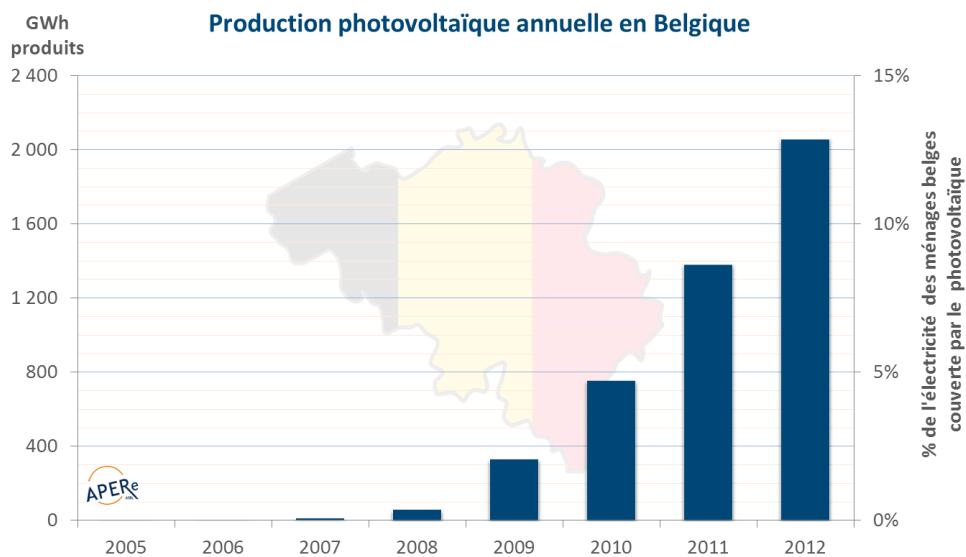
Des dispositions transitoires pour l'octroi des CV sont en cours d'élaboration dans l'attente de l'entrée en vigueur du régime QUALIWATT.

4. Statistique panneaux photovoltaïques en Belgique

- Puissance installée : 2.567 MWc installés fin 2012, soit 237 Wc par habitant.

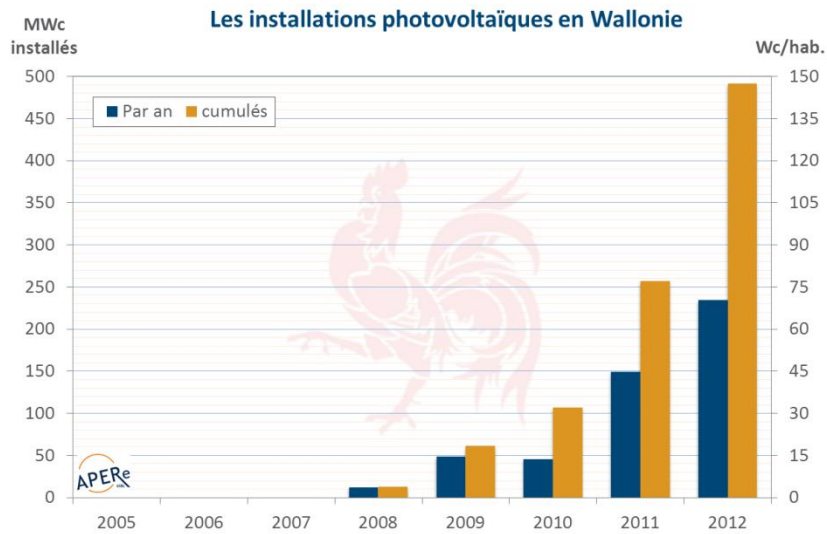


- Production estimée : 2.074 GWh produits fin 2012, soit 14% de la consommation électrique résidentielle de Belgique.

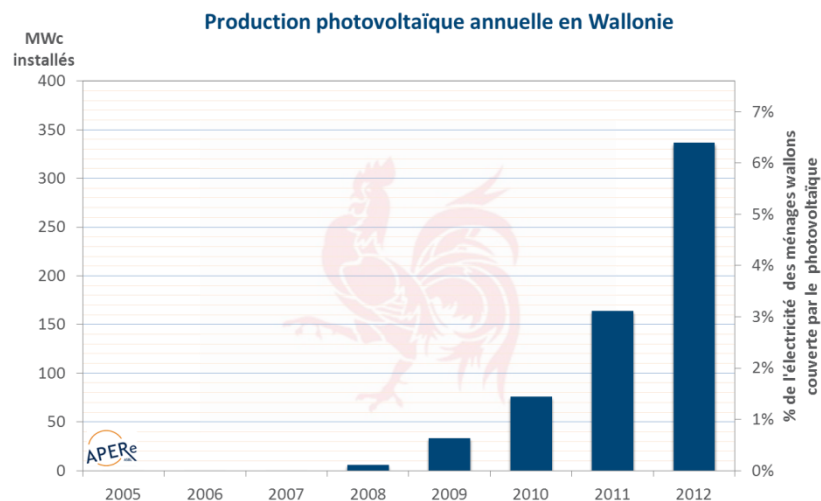


5. Statistique panneaux photovoltaïques en Wallonie

- Puissance installée : 491 Mwc fin 2012, soit 140 Wc par habitant.



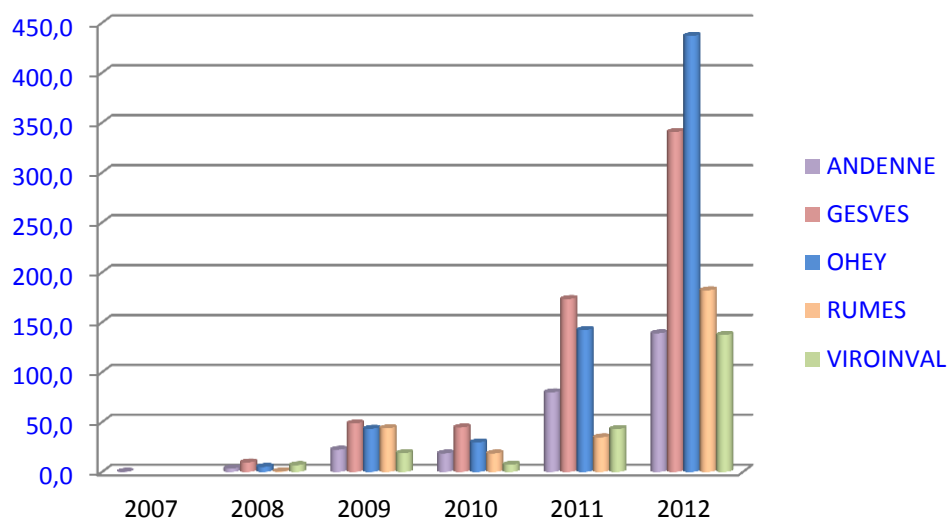
- Production estimée : 337 GWh produits fin 2012, soit 6% de la consommation électrique résidentielle de Wallonie (96.000 logements).



6. Statistique panneaux photovoltaïques sur le réseau AIEG

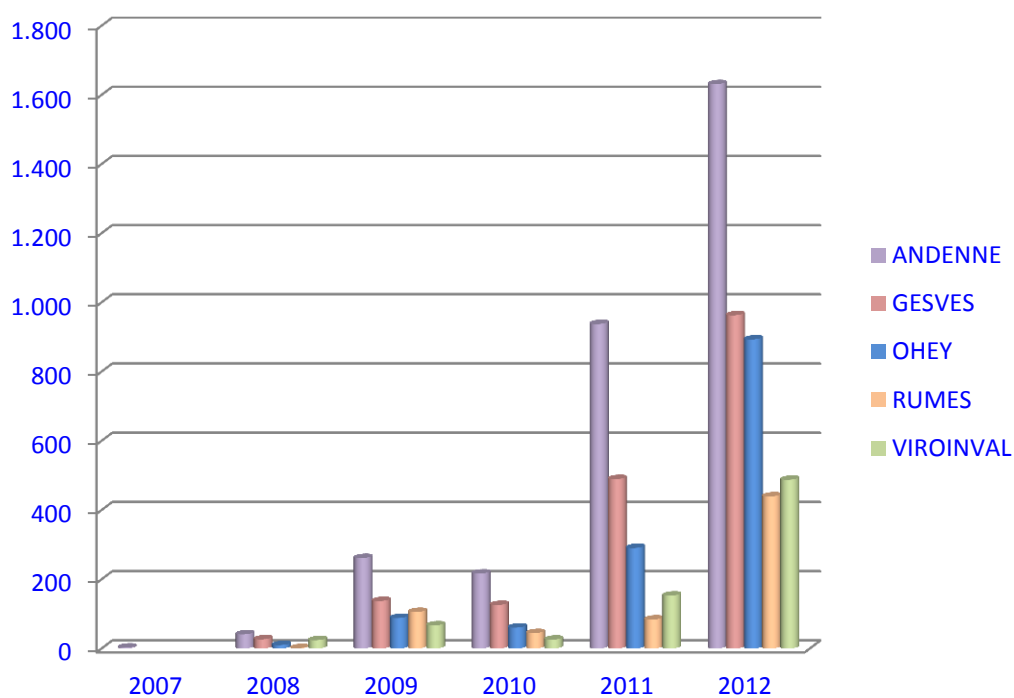
- Puissance crête installée par 1000 EANs (kWc/1000 EANs)

	Andenne	Gesves	Ohey	Rumes	Viroinval	Moyenne générale
Nbre EANs	11.742	2.826	2.044	2.415	3.553	22.580
Année						
2007	0,2					0,1
2008	3,5	9,5	5,0	0,5	6,8	4,6
2009	22,3	48,6	43,3	43,8	18,9	29,2
2010	18,5	44,6	29,6	18,5	7,3	21,0
2011	79,8	173,3	142,2	34,7	43,1	86,6
2012	138,9	340,7	436,9	182,0	137,3	195,5
Total général	263,3	616,6	657,0	279,6	213,3	337,0



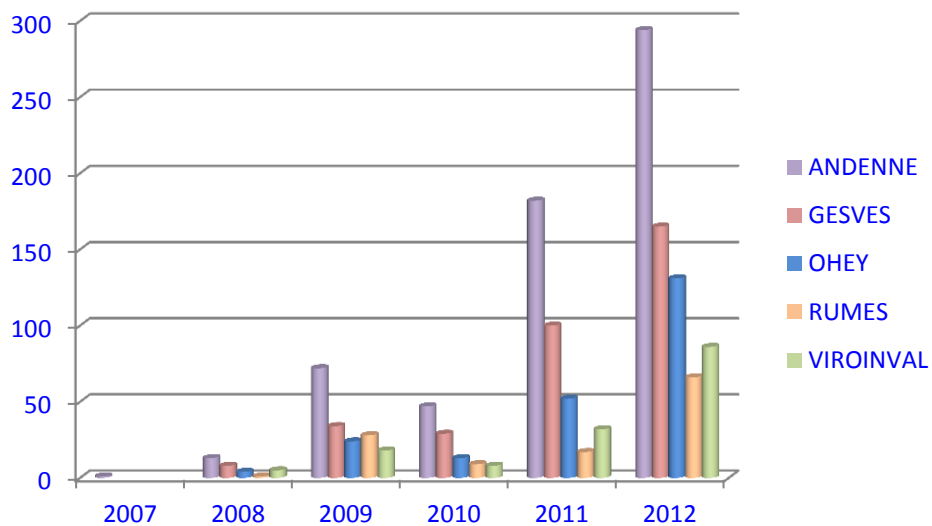
- Puissance installée cumulée par commune (KWc)

	Andenne	Gesves	Ohey	Rumes	Viroinval	Moyenne générale
Année						
2007	3					3
2008	41	27	10	1	24	104
2009	262	137	88	106	67	660
2010	217	126	61	45	26	474
2011	938	490	291	84	153	1.955
2012	1.631	963	893	440	488	4.414
Total général	3.091	1.743	1.343	675	758	7.610



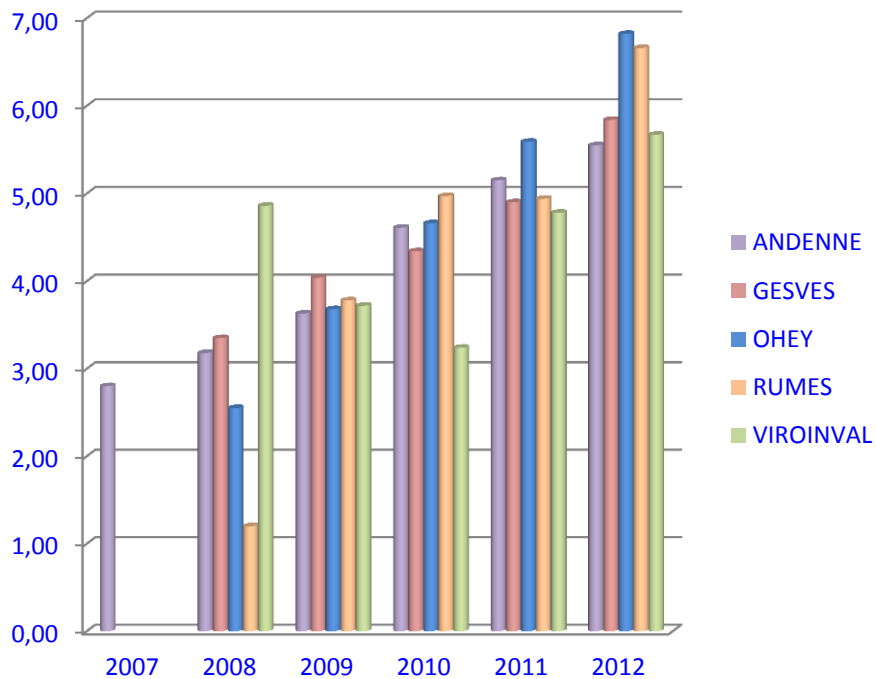
- Nombre d'installations mises en service

	Andenne	Gesves	Ohey	Rumes	Viroinval	Moyenne générale
Année						
2007	1					1
2008	13	8	4	1	5	31
2009	72	34	24	28	18	176
2010	47	29	13	9	8	106
2011	182	100	52	17	32	383
2012	294	165	131	66	86	742
Total général	609	336	224	121	149	1.439



- Puissance crête moyenne/installation/commune

	Andenne	Gesves	Ohey	Rumes	Viroinval	Moyenne générale
Année						
2007	2,80					2,80
2008	3,18	3,35	2,55	1,20	4,86	3,35
2009	3,63	4,04	3,68	3,78	3,72	3,75
2010	4,61	4,34	4,66	4,97	3,24	4,47
2011	5,15	4,90	5,59	4,94	4,78	5,10
2012	5,55	5,84	6,82	6,66	5,67	5,95
Moyenne générale	5,08	5,19	6,00	5,58	5,09	5,29



Dans le marché libéralisé de l'énergie, les différents acteurs, gestionnaires de réseaux de distribution et fournisseurs, doivent s'échanger une multitude de données de type index, changement de fournisseurs, déménagements, etc.

Tous ces échanges d'informations passent par une plateforme informatique appelée « **Clearing-House** » et sont régis par un protocole MIG (Message Implementation Guide) qui permet de dialoguer dans le même langage entre les fournisseurs et les GRD.

En Flandre, le MIG a été implémenté lors de la libéralisation du marché en 2003. Souvent modifié, il est devenu complexe. A tel point qu'il faut une révision fondamentale afin de répondre aux grands changements que le marché de l'énergie va subir dans les années à venir, tels que :

- les objectifs 20-20-20 de l'union européenne,
- le Smart metering,
- le Smart Grid,
- le développement de la production décentralisée,
- les véhicules électriques.

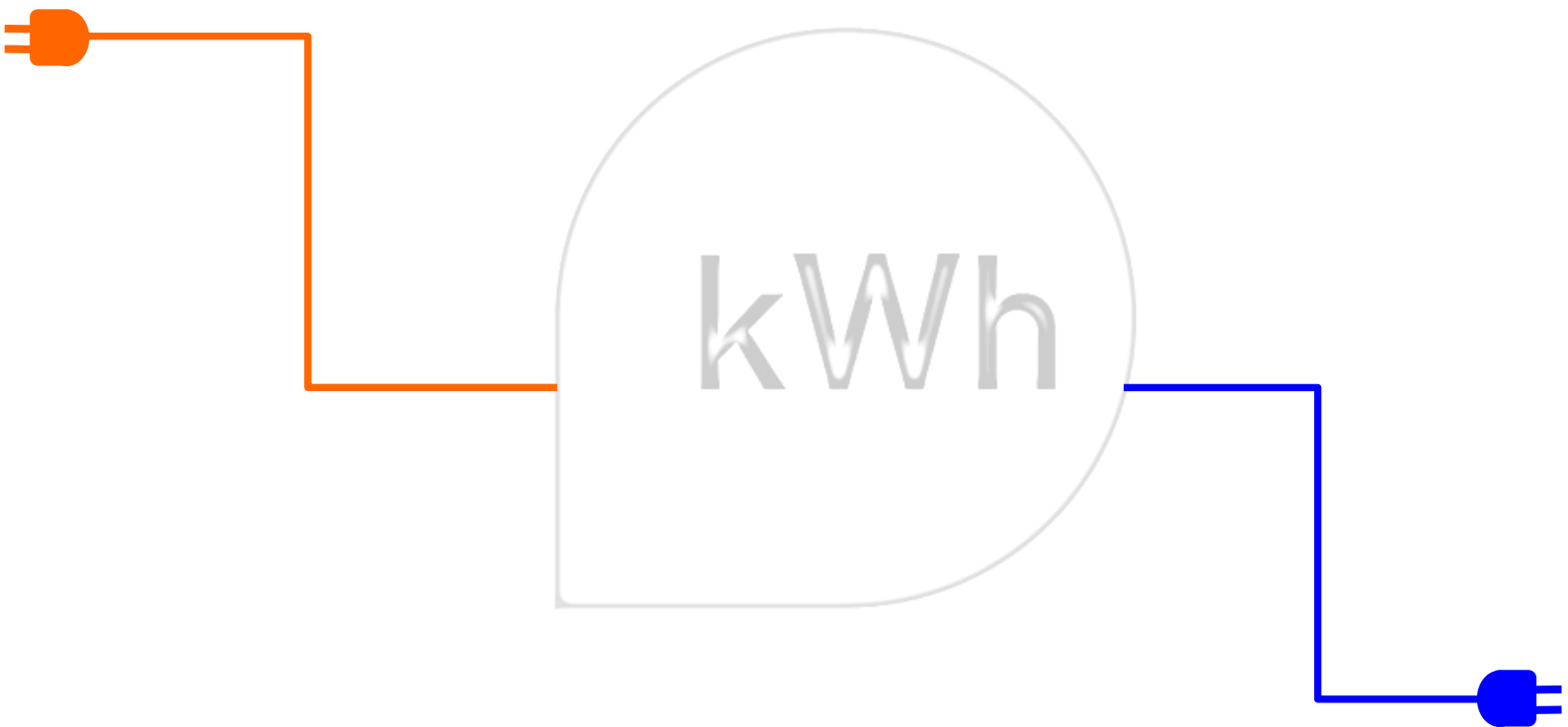
Tous ces nouveaux développements auront un impact sur le modèle et les processus du marché de l'énergie et in fine sur le MIG.

Dans ce cadre, quatre gestionnaires de réseaux de distribution (EANDIS – INFRAX – SIBELGA - ORES) ont constitué la société **ATRIAS** afin de mettre en place une nouvelle plateforme informatique « Clearing house » pour le marché de l'électricité et du gaz.

Dès 2012, TECTEO a rejoint ATRIAS, suivi par les GRDs AIEG - Régie de WAVRE et AIESH en date du 17 avril 2013.

*L'objectif d'**ATRIAS** est de structurer la concertation entre les différents acteurs et d'aboutir à des processus améliorés permettant l'intégration des nouveaux développements.*





Rapport d'activité de l'Intercommunale



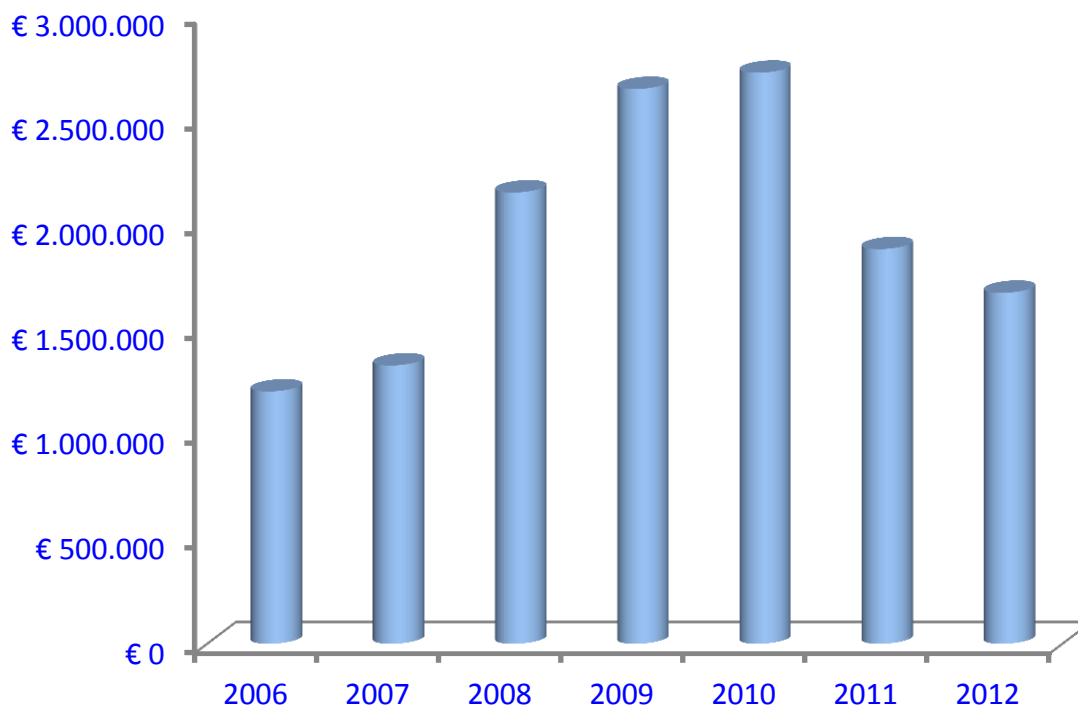
Vous trouverez, ci-après, le rapport d'activité, les comptes annuels, le rapport de gestion et celui du Commissaire Réviseur.

Nous vous soumettons également la proposition de répartition du trop-perçu du 57^{ème} exercice de notre Intercommunale.

INVESTISSEMENTS

Au cours des six dernières années, l'A.I.E.G. a investi pour l'extension et l'amélioration de son réseau :

En 2006 :	1.204.434 €
En 2007 :	1.328.414 €
En 2008 :	2.152.694 €
En 2009 :	2.645.921 €
En 2010 :	2.723.070 €
En 2011 :	1.883.118 €
En 2012 :	1.674.812 €



Au 31 décembre 2012, ceux-ci se répartissent comme suit :

Souterrain "Haute tension"	240 km
Aérien "Haute tension"	155 km
Souterrain "Basse tension"	68 km
Aérien "Basse tension"	544 km
Total longueur réseaux	1.007 km

CABINES, POSTES AÉRIENS, ARMOIRES TROTTOIRS ET TRANSFORMATEURS

Au 31 décembre 2012, ceux-ci se présentent comme suit :

Armoires trottoirs	262
Cabines	195
Postes aériens	222
Transformateurs	418
Cabines privées	114

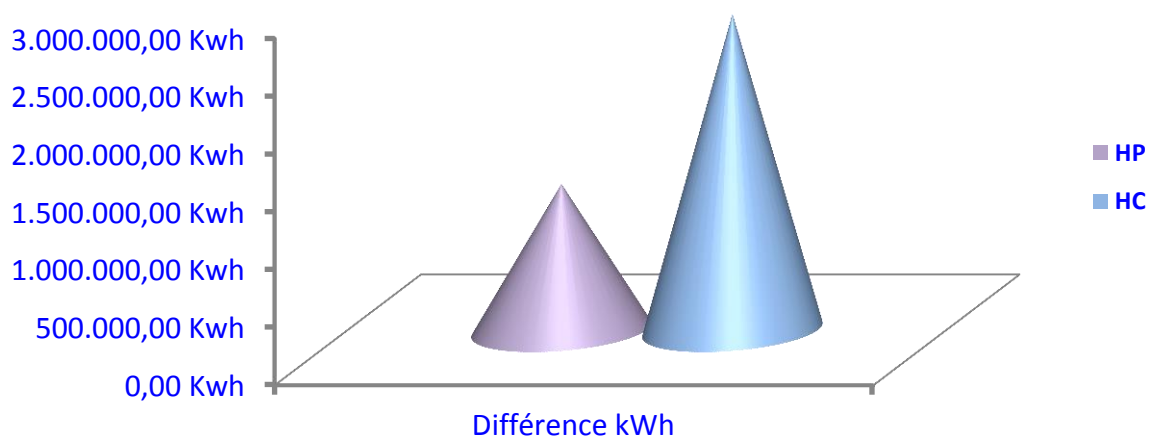
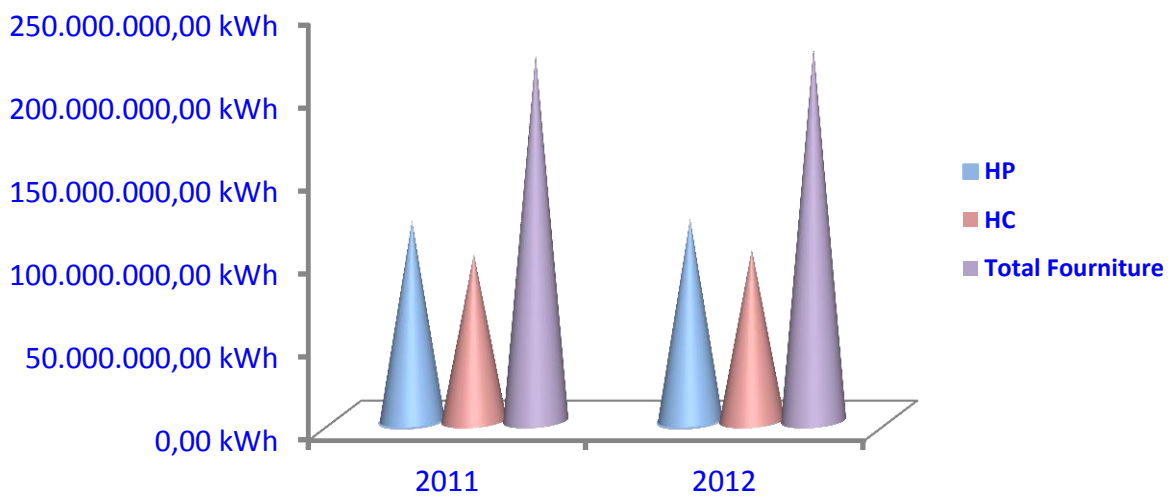
NOMBRE DE CLIENTS PROTÉGÉS, COMPTEURS À BUDGET ET FOURNISSEUR X

Au 31 décembre 2012, ceux-ci se présentent comme suit :

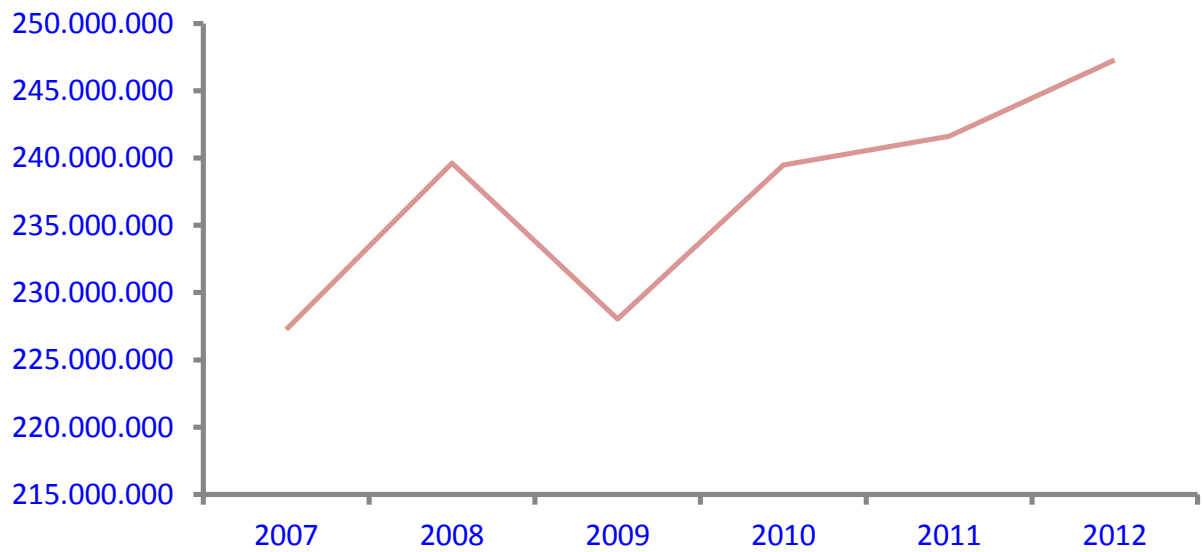
Clients protégés - Fournisseur social AIEG	322
Clients non protégés - Fournisseur X AIEG	13
Compteurs à budget - Fournisseur social AIEG	65
Compteurs à budget - Autres fournisseurs	413

	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>Diff %</u>
Consommation BT			
HP simple T	30.237.055,59 kWh	29.959.277,72 kWh	-0,93%
HP	35.226.028,29 kWh	35.329.368,00 kWh	0,29%
HC	40.336.970,35 kWh	42.298.047,83 kWh	4,64%
Excl Nuit	6.739.888,96 kWh	6.678.160,89 kWh	-0,92%
EP Hp	606.275,00 kWh	619.289,45 kWh	2,10%
Ep HC	2.663.172,00 kWh	2.667.161,62 kWh	0,15%
Total BT	115.809.390,20 kWh	117.551.305,51 kWh	1,48%
Consommation DirectBT AMR			
HP	2.713.506,51 kWh	2.569.616,77 kWh	-5,60%
HC	1.810.944,60 kWh	1.640.267,02 kWh	10,41%
Sous Total	4.524.451,11 kWh	4.209.883,79 kWh	-7,47%
Total Direct BT	4.525.451,11 kWh	4.209.883,79 kWh	-7,50%
Consommation 26 kV AMR			
HP	51.707.027,04 kWh	53.341.775,86 kWh	3,06%
HC	48.176.221,84 kWh	49.824.263,68 kWh	3,31%
SousTotal	100.423.248,89 kWh	103.166.039,54 kWh	2,66%
Consommation 26 kV MMR			
HP	172.196,11 kWh	108.178,00 kWh	59,18%
HC	224.091,00 kWh	120.962,00 kWh	85,26%
Sous Total	396.287,11 kWh	229.140,00 kWh	72,95%
Total 26KV	100.819.536,00 kWh	103.395.179,54 kWh	2,49%
HP	120.662.088,55 kWh	121.927.505,80 kWh	1,04%
HC	100.491.288,76 kWh	103.228.863,04 kWh	2,65%
Total Fourniture	221.153.377,31 kWh	225.156.368,84 kWh	1,78%

	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>Différence kWh</u>
HP	120.662.088,55 kWh	121.927.505,80 kWh	1.265.417,25 kWh
HC	100.491.288,76 kWh	103.228.863,04 kWh	2.737.574,28 kWh
Total Fourniture	221.153.377,31 kWh	225.156.368,84 kWh	4.002.991,53 kWh



En 2012, l'énergie transitée sur l'ensemble du réseau A.I.E.G. a été de 247.272.990 kWh.

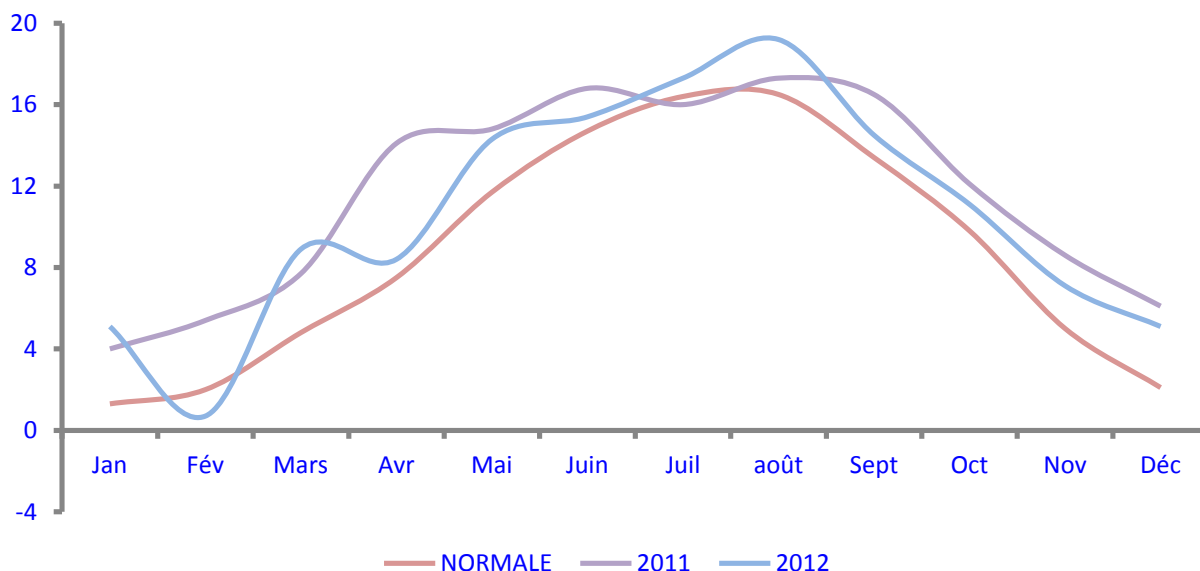


<i>Année</i>	<i>Transit</i>	<i>Ecart en % (Y/Y-1)</i>
2007	227.240.319	
2008	239.627.488	5,45%
2009	228.032.376	-4,84%
2010	239.472.889	5,02%
2011	241.618.824	0,90%
2012	247.272.990	2,34%

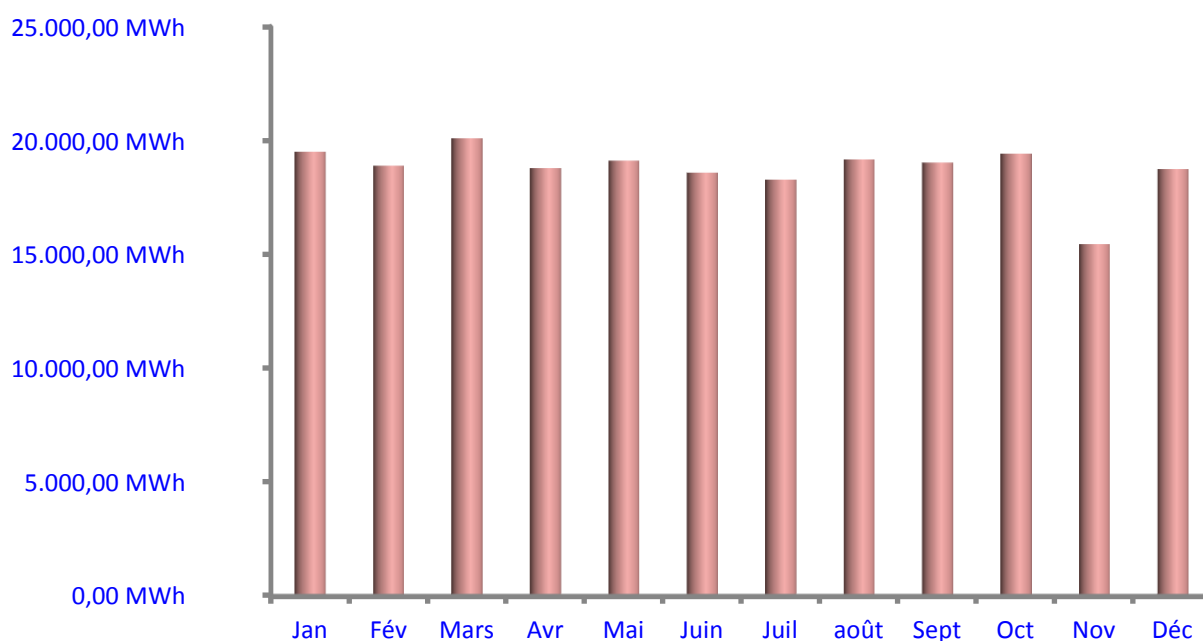
Il est intéressant de présenter l'évolution de la température de cette année 2012 en comparaison avec l'année 2011 ainsi que la moyenne normale. En effet, de cet élément nous constatons que l'évolution de la consommation d'énergie électrique est de moins en moins sensible à l'évolution de la température et des saisons.

Les données nous ont été fournies par l'Institut Royal Météorologique de Belgique.

Température Moyenne en °C



Evolution mensuelle de la distribution d'électricité sur le réseau AIEG – année 2012





Comptes annuels de l'Intercommunale



BILAN

<i>Actif</i>	<i>page 66</i>
<i>Passif</i>	<i>page 67</i>
<i>Compte de résultats</i>	<i>page 68</i>
<i>Terrains et constructions</i>	<i>page 69</i>
<i>Installations, machines, outillage</i>	<i>page 69</i>
<i>Mobilier, matériel roulant</i>	<i>page 70</i>
<i>Location-financement et droits similaires</i>	<i>page 70</i>
<i>Autres immobilisations corporelles</i>	<i>page 71</i>
<i>Immobilisations en cours et acomptes versés</i>	<i>page 71</i>
<i>Etat des immobilisations financières</i>	<i>page 72</i>
<i>Informations relatives aux participations</i>	<i>page 73</i>
<i>Placements de trésorerie, autres placements</i>	<i>page 74</i>
<i>Etat du capital et structure de l'actionnariat</i>	<i>page 74</i>
<i>Provisions pour autres risques et charges</i>	<i>page 75</i>
<i>Résultats d'exploitation</i>	<i>page 76-77</i>
<i>Bilan social</i>	<i>page 78</i>

Bilan au 31 décembre 2012

	Case	2012	2011
Actifs immobilisés	20/28	38.905.608	38.415.581
Frais d'établissement (annexe I)	20		
Immobilisations corporelles (ann. III)	22/27	36.612.205	36.452.566
Terrains et constructions	22	395.603	382.006
Installations, machines et outillage	23	28.170.939	28.228.417
Mobilier et matériel roulant	24	496.563	112.588
Location-financement et droits similaires	25		
Autres immobilisations corporelles	26	7.314.189	7.486.996
Immobilisations en cours et acomptes versés	27	234.911	242.559
Immobilisations financières (ann. IV et V).	28	2.293.403	1.963.015
Autres immobilisations financières	284/8	2.293.403	1.963.015
Actions et parts	284	2.267.906	1.957.906
Créances et cautionnements en numéraire	285/8	25.497	5.109
 Actifs circulants	 29/58	 14.652.420	 16.427.579
Stocks et commandes en cours d'exécution	3	1.250.284	1.058.405
Stocks	30/36	1.250.284	1.058.405
Approvisionnements	30/31	1.250.284	1.058.405
Créances à un an au plus	40/41	3.598.681	4.010.040
Créances commerciales	40	3.285.558	3.784.677
Autres créances	41	313.123	225.663
Placements de trésorerie (ann. V et VI)	50/53	5.723.000	8.251.733
Autres placements	51/53	5.723.000	8.251.733
Valeurs disponibles	54/58	3.201.183	2.342.594
Comptes de régularisation (ann. VII)	490/1	879.272	764.807
 Total de l'actif	 20/58	 53.558.028	 54.843.160

Passif

	Case	2012	2011
Capitaux propres	10/15	37.857.376	37.758.427
Capital (ann. VIII)	10	12.560.957	12.733.764
Capital souscrit	100	25.541.812	25.714.619
Capital non appelé (-)	101	-12.980.855	-12.980.855
Plus-values de réévaluation	12	7.963.744	8.083.872
Réserves	13	17.332.675	16.940.791
Réserve légale	130	2.874.031	2.748.947
Réserves indisponibles	131	10.311.819	10.191.690
Pour actions propres	1.310	10.311.819	10.191.690
Réserves disponibles	133	4.146.825	4.000.154
Provisions et impôts différés	16	1.931.048	1.824.688
Provisions pour risques et charges	160/5	1.931.048	1.824.688
Grosses réparations et gros entretien	162	1.248.949	1.248.949
Autres risques et charges (ann. IX)	163/5	682.099	575.739
Dettes	17/49	13.769.604	15.260.045
Dettes à plus d'un an (ann. X)	17	3.020.128	3.195.927
Dettes financières	170/4	3.020.128	3.195.927
Dettes de location-financement et assimilées	172		
Etablissements de crédit	173	3.020.128	3.195.927
Dettes à un an au plus (ann. X)	42/48	8.948.492	10.737.918
Dettes à plus d'un an échéant dans l'année	42	175.800	172.417
Dettes commerciales	44	4.049.390	6.178.795
Fournisseurs	440/4	4.049.390	6.178.795
Acomptes reçus sur commandes	46	2.709.022	2.464.590
Dettes fiscales, salariales et sociales	45	120.024	206.532
Impôts	450/3	62.622	128.315
Rémunérations et charges sociales	454/9	57.402	78.217
Autres dettes	47/48	1.894.256	1.715.584
Comptes de régularisation (ann. XI)	492/3	1.800.984	1.326.200
Total du passif	10/49	53.558.028	54.843.160

Compte de résultats

	Case	2012	2011
<i>Ventes et prestations</i>	70/74	11.869.235	11.636.281
Chiffre d'affaires (ann. XII, A)	70	9.800.305	9.479.762
Production immobilisée	72	1.720.586	1.949.073
Autres produits d'exploitation (ann. XII, B)	74	348.344	207.446
<i>Coût des ventes et prestations</i>	60/64	9.568.928	9.441.252
Approvisionnements et marchandises	60	2.444.880	2.545.841
Achats	600/8	2.636.759	2.629.892
Variation des stocks (augmentation -, réduction +)	609	-191.879	-84.051
Services et biens divers	61	3.096.236	3.248.783
Rémunérations, charges sociales et pensions	62	2.228.583	2.179.365
Amortissements et réductions de valeur sur frais d'établissement, sur immobilisations incorp et corporelles	630	1.660.901	1.528.526
Réd valeur /stocks, commandes en cours d'exéc et créances	631/4		26.357
Provisions pour risques et charges (dotations +, utilisations)	635/7	106.259	-164.029
Autres charges d'exploitation (ann. XII,F)	640/8	32.069	76.409
<i>Bénéfice d'exploitation</i>	70/64	2.300.307	2.195.029
<i>Produits financiers</i>	75	397.972	306.428
Produits des immobilisations financières	750	190.339	128.839
Produits des actifs circulants	751	207.633	177.589
<i>Charges financières</i>	65	155.763	162.015
Charges des dettes (ann. XIII,B et C)	650	151.441	158.683
Autres charges financières (ann. XIII, E)	652/9	4.322	3.332
<i>Bénéfice courant avant impôts</i>	70/65	2.542.516	2.339.442
<i>Produits exceptionnels</i>	76	379.862	277.060
Reprises d' amort et de réd. de valeur /immob. incorp. et corp.	760	178.102	172.282
Plus-values sur réalisation d'actifs immobilisés		1.033	1.950
Autres produits exceptionnels (ann. XIV, A)	764/9	200.727	102.828
<i>Charges exceptionnelles</i>	66	380.549	338.713
Amortissements et réductions de valeur sur frais d'établissement, sur immobilisations incorp et corporelles	660	120.665	68.234
Moins-values sur réalisation d'actifs immobilisés	663		36.802
Autres charges exceptionnelles (ann. XIV, B)	664/8	259.884	233.677
<i>Bénéfice de l'exercice avant impôts</i>	70/66	2.541.829	2.277.789
<i>Impôts sur le résultat</i>	67/77	40.144	22.454
Impôts (ann. XV)	670/3	40.144	22.454
<i>Bénéfice de l'exercice à affecter</i>	70/67	2.501.685	2.255.335
Dotations aux réserves indisponibles (***)	6921		
<i>Bénéfice à affecter</i>	9906		
Bénéfice (Perte) de l'exercice à affecter (+)/(-)	9905	2.501.685	2.255.335
<i>Prélèvements sur les capitaux propres</i>	791/2		525.000
sur les réserves	792		525.000
<i>Affectations aux capitaux propres</i>	691/2	271.756	112.767
à la réserve légale	6920	125.085	112.767
aux autres réserves	6921	146.671	
<i>Bénéfice à distribuer</i>	694/6	2.229.929	2.667.568
Rémunération du capital	694	1.772.792	2.199.631
Autres allocataires	696	457.137	467.937

ETAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES, en euros

22 Terrains et constructions

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	907.840
Mutations de l'exercice	43.706
Valeurs au terme de l'exercice	951.546
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	525.834
Mutations de l'exercice	
Amortissements actés de l'exercice	30.109
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	555.943
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	395.603

23 Installations, machines, outillage

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	44.670.207
Mutations de l'exercice	
Acquisitions, y compris la production immobilisée	1.380.082
Cessions et désaffectations	322.247
Transferts d'une rubrique à une autre (+) (-)	
Au terme de l'exercice	45.728.042
Plus-values au terme de l'exercice précédent	6.006.402
Mutations de l'exercice	
Au terme de l'exercice	6.006.402
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	22.448.192
Mutations de l'exercice	
Amortissements sur valeurs d'acquisitions	1.449.757
Amortissements sur plus-values	
Acquis de tiers	
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	334.444
Transferts d'une rubrique à une autre (+) (-)	
Au terme de l'exercice	23.563.505
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	28.170.939

ETAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES, en euros (suite)

24 Mobilier, matériel roulant

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	1.612.618
<i>Mutations de l'exercice</i>	
<i>Acquisitions, y compris la production immobilisée</i>	561.409
<i>Cessions et désaffectations</i>	43.261
<i>Au terme de l'exercice</i>	2.130.766
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	1.500.030
<i>Mutations de l'exercice</i>	
<i>Amortissements sur valeurs d'acquisitions</i>	173.387
<i>Annulés à la suite de cessions et désaffectations</i>	39.214
<i>Au terme de l'exercice</i>	1.634.203
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	496.563

25 Location-financement et droits similaires

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	20.094
<i>Au terme de l'exercice</i>	20.094
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	20.094
<i>Au terme de l'exercice</i>	20.094
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	0

ETAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES, en euros (suite)

26 Autres immobilisations corporelles

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	7.486.996
<i>Mutations de l'exercice</i>	
<i>Cessions et désaffectations</i>	172.807
<i>Au terme de l'exercice</i>	7.314.189
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	
<i>Mutations de l'exercice</i>	
<i>Au terme de l'exercice</i>	
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	7.314.189

27 Immobilisations en cours et acomptes versés

Valeurs d'acquisition au terme de l'exercice précédent	254.896
<i>Mutations de l'exercice</i>	
<i>Au terme de l'exercice</i>	254.896
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice précédent	12.337
<i>Mutations de l'exercice</i>	
<i>Amortissements sur valeurs d'acquisitions</i>	7.648
<i>Au terme de l'exercice</i>	19.985
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	234.911

ETAT DES IMMOBILISATIONS FINANCIERES

	Codes	2012	2011
Autres entreprises-participations, actions et parts			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8393P	XXXXXXX	2.091.408
Mutations de l'exercice			
Acquisitions	8363	340.000	
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8393	2.431.408	
Plus-values au terme de l'exercice	8453P	XXXXXXX	71.053
Mutations de l'exercice			
Plus-values au terme de l'exercice	8453	71.053	
Réductions de valeur au terme de l'exercice	8523P	XXXXXXX	22.310
Mutations de l'exercice			
Réductions de valeur au terme de l'exercice	8523	22.310	
Montants non appelés au terme de l'exercice	8553P	XXXXXXX	182.245
Mutations de l'exercice (+)/(-)	8543	30.000	
Montants non appelés au terme de l'exercice	8553	212.245	
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	284	2.267.906	
Autres entreprises-créances			
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	285/8P	XXXXXXX	5.109
Mutations de l'exercice			
Additions	8583	25.000	
Remboursements	8593	97	
Autres (+)/(-)	8633	-4.515	
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	285/8	25.497	

INFORMATIONS RELATIVES AUX PARTICIPATIONS

Participations et droits sociaux détenus dans d'autres entreprises

Sont mentionnées ci-après, les entreprises dans lesquelles l'entreprise détient une participation (comprise dans les rubriques 280 et 282 de l'actif) ainsi que les autres entreprises dans lesquelles l'entreprise détient des droits sociaux (compris dans les rubriques 284 et 51/53 de l'actif) représentant 10% au moins du capital souscrit.

<i>Dénomination, adresse complète du SIÈGE et pour les entreprises de droit belge, mention du numéro d'entreprise</i>	<i>Droits sociaux détenus directement</i>		<i>Comptes annuels arrêtés au</i>
	<i>Nombre</i>	<i>%</i>	
INTER-REGIE			
BE 0207.622.758 Société coopérative à responsabilité limitée Rue Royale 55/10 1000 Bruxelles BELGIQUE			31/12/2011
Parts de capital	111	0,9	
BEP EXPANSION ECONOMIQUE			
BE 0201.400.209 Société coopérative à responsabilité limitée Avenue Sergent Vriethoff 2 5000 Namur BELGIQUE			31/12/2011
Parts de capital	28	0,1	
TECTEO			
BE 0204.245.277 Société coopérative à responsabilité limitée Rue Louvrex 95 4000 Liège BELGIQUE			31/12/2011
Parts de capital	5.240	0,1	
ECETIA FINANCES S.A			
BE 0203.978.726 Société coopérative à responsabilité limitée Rue Sainte-Marie 5/5 4000 Liège BELGIQUE			31/12/2011
Parts de capital	1	0,01	
PUBLI-T			
BE 0475.048.986 Société coopérative à responsabilité limitée Galerie Ravenstein 4 1000 Bruxelles BELGIQUE			31/08/2012
Parts de capital	1.273	0,11	
SOCOFE			
BE 0472.085.439 Société anonyme Rue Maurice Destenay, 13 4000 Liège BELGIQUE			31/12/2011
Parts de capital	6.000	1,3	
ZE-MO			
Société coopérative à responsabilité limitée BE 0844.379.951 Rue de Fond Cattelain, 2 Bte 1.2 B - 1435 MONT SAINT GUIBERT BELGIQUE			
Parts de capital	815	22,94	

PLACEMENTS DE TRÉSORERIE ET COMPTES DE RÉGULARISATION DE L'ACTIF

	Codes	2012	2011
Placements de trésorerie-Autres placements			
Actions et parts	51		
Valeur comptable augmentée du montant non appelé	8681		
Montant non appelé	8682		
Titres à revenu fixe	52		
Titres à revenu fixe émis par des établissements de crédit	8684		
Comptes à terme détenus auprès des établissements de crédit	53	5.723.000	8.251.733
Avec une durée résiduelle ou de préavis			
d'un mois au plus	8686		
de plus d'un mois à un an au plus	8687	1.500.000	1.600.000
de plus d'un an	8688	4.223.000	6.651.733
Autres placements de trésorerie non repris ci-avant	8689		
Comptes de régularisation			
Ventilation de la rubrique 490/1 de l'actif si celle-ci représente un montant important			
Charges à reporter		20.331	
Produits acquis		134.321	
Report Bonus/Malus décisions CREG		552.324	
Régularisations diverses		172.296	
ETAT DU CAPITAL ET STRUCTURE DE L'ACTIONNARIAT			
Etat du capital			
Capital social			
Capital souscrit au terme de l'exercice	100P	XXXXXXXX	25.714.619
Capital souscrit au terme de l'exercice	100	25.541.812	
	<i>Codes</i>	<i>Montants</i>	<i>Nombre d'actions</i>
Modifications au cours de l'exercice			
Diminution du capital égal à l'amortissement de l'apport en usage des réseaux d'Andenne et Seille par TECTEO		-172.807	-69
Représentation du capital			
Catégories d'actions			
Capital "A" suivant statuts		725	30
Capital "B1" suivant statuts		16.857.350	674.294
Capital "B5" suivant statuts		262.000	10.480
Capital "D" suivant statuts		8.594.544	3.438
Actions nominatives	8702	XXXXXXXX	
Actions au porteur et/ou dématérialisées	8703	XXXXXXXX	
	<i>Codes</i>	<i>Montant non appelé</i>	<i>Montant appelé non versé</i>
Capital non libéré			
Capital non appelé	101	12.980.855	XXXXXXXX
Capital appelé, non versé	8712	XXXXXXXX	
Actionnaires redevables de libération			
Communes d'Andenne, Namur, Ohey, Rumes et Viroinval		12.980.855	

PROVISIONS POUR AUTRES RISQUES ET CHARGES

	Codes	<i>Exercice</i>
Ventilation de la rubrique 163/5 du passif si celle-ci représente un montant important		
Provisions pour grosses réparations et entretiens		1.248.949
Provisions pour litiges en cours		563.040
Provisions pour dommages causés aux tiers		13.959
Provisions pour autres risques et charges		105.100
<i>Etat des dettes et comptes de régularisation du passif</i>		
Ventilation des dettes à l'origine à plus d'un an, en fonction de leur durée résiduelle		
<i>Dettes à plus d'un an échéant dans l'année</i>		
Dettes financières	8801	175.800
Dettes de location-financement et assimilées	8831	
Etablissements de crédit	8841	
Total des dettes à plus d'un an échéant dans l'année	42	175.800
<i>Dettes ayant plus de 5 ans à courir</i>		
Dettes financières	8803	3.020.128
Etablissements de crédit	8843	3.020.128
Total des dettes ayant plus de 5 ans à courir	8913	3.020.128
<i>Dettes garanties</i>		
<i>Dettes garanties par des sûretés réelles constituées ou irrévocablement promises sur les actifs de l'entreprise</i>		
Dettes financières	8922	3.020.128
Etablissements de crédit	8962	3.020.128
Total des dettes garanties par des sûretés réelles constituées ou irrévocablement promises sur les actifs de l'entreprise	9062	3.020.128
<i>Dettes fiscales, salariales et sociales</i>		
<i>Impôts</i>		
Dettes fiscales estimées	450	62.622
<i>Rémunérations et charges sociales</i>		
Dettes échues envers l'Office National de Sécurité Sociale	9076	
Autres dettes salariales et sociales	9077	57.402
<i>Comptes de régularisation</i>		
Ventilation de la rubrique 492/3 du passif si celle-ci représente un montant important		
Charges à imputer		188.569
Produits à reporter y compris interventions tiers		1.612.415

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

<i>Charges d'exploitation</i>	Codes	2012	2011
<i>Travailleurs pour lesquels l'entreprise a introduit une déclaration</i>			
Nombre total à la date de clôture	9086	35	37
Effectif moyen du personnel calculé en équivalent temps plein	9087	31,3	31,3
Nombre d'heures effectivement prestées	9088	50.528	49.292
<i>Frais de personnel</i>			
Rémunérations et avantages sociaux directs	620	1.668.791	1.635.576
Cotisations patronales d'assurances sociales	621	499.166	480.618
Primes patronales pour assurances extralégales	622	15.009	13.223
Autres frais de personnel	623	45.617	49.948
<i>Réductions de valeur</i>			
Réductions sur stocks et commandes en cours actées	9110		26.357
<i>Provisions pour risques et charges</i>			
Constitutions	6115	202.630	30.000
Utilisations et reprises	9116	96.371	194.029
<i>Autres charges d'exploitation</i>			
Impôts et taxes relatifs à l'exploitation	640		
Autres	641/8	32.069	76.409
<i>Personnel intérimaire et personnes mises à la disposition de l'entreprise</i>			
Nombre total à la date de clôture	9096		
Nombre moyen calculé en équivalents temps plein	9097		
Nombre d'heures effectivement prestées	9098		
Frais pour l'entreprise	617		

RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

<i>Résultats financiers</i>	Codes	2012	2011
<i>Autres produits financiers</i>			
<i>Ventilation des autres produits financiers</i>			
Produits des immobilisations financières		190.339	128.839
Produits des actifs circulants		207.633	177.589
Autres charges financières			
Ventilation des autres charges financières			
Charges financières sur emprunts		151.441	158.683
Frais de banque		4.322	3.332
<i>Résultats exceptionnels</i>			
<i>Ventilation des autres produits exceptionnels</i>			
Produits exceptionnels sur boni/mali CREG		461	409
Produits exceptionnels sur amortissements interventions tiers		177.641	171.873
Plus-values sur réalisations d'immobilisations corporelles		1.033	1.950
Produits divers imputables aux années antérieures		120.190	102.828
Autres produits exceptionnels		67.577	
<i>Ventilation des autres charges exceptionnelles</i>			
Charges exceptionnelles sur extournes interventions tiers		120.665	68.234
Moins-values sur réalisations d'immobilisations corporelles		36.802	36.802
Charges diverses imputables aux années antérieures		259.884	233.677
<i>Impôts et taxes</i>			
<i>Impôts sur le résultat</i>			
Impôts et précomptes dus ou versés	9135	40.144	22.454
<i>Taxes sur la valeur ajoutée, portées en compte</i>			
<i>Taxes sur la valeur ajoutée, portées en compte</i>			
A l'entreprise (déductibles)	9145	2.592.366	2.859.111
Par l'entreprise	9146	3.768.161	4.238.792
<i>Montants retenus à charge de tiers, au titre de</i>			
Précompte professionnel	9147	511.026	508.978
Précompte mobilier	9148	40.144	22.453
<i>Relations financières avec le ou les commissaire(s) et les personnes avec lesquelles il est lié (ils sont liés)</i>			
Emoluments du (des) commissaire(s)	9505	6.000	6.000
<i>Emoluments pour prestations exceptionnelles ou missions particulières accomplies au sein de la société par le(s) commissaire(s)</i>			
Autres missions d'attestation 95061 1.500	95061	1.500	1.500

BILAN SOCIAL

Etat des personnes occupées

Travailleurs pour lesquels l'entreprise a introduit une déclaration DIMONA ou qui sont inscrits au registre général du personnel

Au cours de l'exercice et de l'exercice précédent	Codes	1. Temps plein	2. Temps partiel	3. Total (T) ou total en équivalents temps plein (ETP)	3P. Total (T) ou total en équivalents temps plein (ETP)
		2012	2012	2012	2011
Nombre moyen de travailleurs	100	29,4	6,8	31,3	31 ETP
Nombre d'heures effectivement prestées	101	49.236	1.292	50.528 T	49.292 T
Frais de personnel	102	2.033.273	108.578	2.141.851 T	2.108.946 T
Montant des avantages accordés en sus du salaire	103	XXXXXXXX	XXXXXXXX	37.126 T	35.886 T
A la date de clôture de l'exercice	Codes	1. Temps plein	2. Temps partiel		
Nombre de travailleurs		105	29	6	30,8
Par type de contrat de travail					
Contrat à durée indéterminée	110	29		6	30,8
Par sexe et niveau d'études					
Hommes	120	22		4	22,8
de niveau secondaire	1201	19		2	19,4
de niveau supérieur non universitaire	1202	3			3,0
de niveau universitaire	1203			2	0,4
Femmes	121	7		2	8,0
de niveau secondaire	1211	6		1	6,8
de niveau supérieur non universitaire	1212	1		1	1,2
Par catégorie professionnelle					
Employés	134	16		4	17,4
Ouvriers	132	13		2	13,4
Tableau des mouvements du personnel au cours de l'exercice					
Entrées					
Nombre de travailleurs pour lesquels l'entreprise a introduit une déclaration DIMONA ou qui ont été inscrits au registre général du personnel au cours de l'exercice	205		6		6,0
Par type de contrat de travail					
Contrat à durée déterminée	211		6		6,0
Sorties					
Nombre de travailleurs dont la date de fin de contrat a été inscrite dans une déclaration DIMONA ou au registre général du personnel au cours de l'exercice	305		7	1	7,2
Par type de contrat de travail					
Contrat à durée déterminée	310		1	1	1,2
Contrat à durée déterminée	311		6		6,0
Par motif de fin de contrat					
Pension	340		1		1,0
Autre motif	343		6	1	6,2
Renseignements sur les formations pour les travailleurs au cours de l'exercice					
Initiatives en matière de formation professionnelle continue à caractère formel à charge de l'employeur	Codes	Hommes	Codes	Femmes	
Nombre de travailleurs concernés	5801	13	5811	1	
Nombre d'heures de formation suivies	5802	179	5812	8	
Coût net pour l'entreprise	5083	12.010	5813	164	
dont coût brut directement lié aux formations	58031	12.010	58131	164	



***Rapport de gestion du
Conseil d'Administration***



Conformément au code des sociétés, nous avons l'honneur de vous présenter le rapport de gestion relatif à l'exercice 2012 et de soumettre à votre approbation les comptes annuels arrêtés au 31 décembre 2012.

Le capital

Les mouvements du capital « D » en 2012 de l'Intercommunale TECTEO représentent l'amortissement des apports en usage des réseaux « haute et basse tension » de la Ville d'Andenne.

Les provisions

Les comptes « provisions autres risques et charges » et pour « gros entretiens et réparations » ont été utilisés.

Les immobilisations corporelles

En 2012, l'A.I.E.G. a investi une somme de 1.720.585,51 € pour l'amélioration et la modernisation de ses réseaux ; ce montant est en parfaite concordance avec le plan d'investissements.

En fait de travaux importants, pour l'année 2012, l'Assemblée Générale du 15 décembre 2011 a approuvé le plan stratégique.

Outre des améliorations du réseau moyenne tension prévu au plan d'adaptation transmis à la CWaPE dès septembre 2009, il avait été approuvé le placement de compteurs intelligents au niveau de la clientèle professionnelle, ce déploiement de compteurs intelligents est en cours de réalisation.

Les immobilisations financières

Les parts souscrites auprès de la société PUBLI-T pour un montant de 389.248,35 €, les parts souscrites pour un montant de 1.487.361,14 € en SOCOFE et les parts souscrites dans la société Zé-mo pour un montant de 340.000€ ont eu un rendement de 190.339,38 € cette année.

Les Produits

Le chiffre d'affaires s'établit à 9.800.304,72 €; celui-ci se compose des produits du timbre G.R.D. comprenant entre autres, la redevance permission de voirie.

La production immobilisée s'élève à 1.720.585,51 €.

Le montant total des ventes et prestations est fixé à 11.869.234,72 €.

Les Produits financiers s'élèvent à 397.972,46 € dont 207.633,08 € résultant des placements bancaires et 190.339,38 € des immobilisations financières.

Les charges

Le poste « coût des ventes et prestations » s'élève à 9.568.928,63 €.

Le résultat et son affectation

Pour l'exercice 2012, le bénéfice à affecter s'élève à 2.501.684,70 € alors que suivant le plan stratégique 2013-2015, il avait été estimé à 2.472.012 €.

De ce montant, il y a lieu de déduire, suivant les statuts, le prélèvement de 5 % en faveur de la réserve légale soit 125.084,24 €, la rémunération du capital libéré par les associés soit 780.005,42 €, la rétribution à la Ville de Namur pour la mise à disposition du réseau à

l'Intercommunale IDEG soit 129.883,75 € et la réserve pour investissements 2013 soit 146.671,13 €.

Compte tenu de ce qui précède, le montant à répartir aux associés suivant le chiffre d'affaires s'élève à 1.320.040,16 €.

Le Conseil d'Administration avait décidé de lisser la diminution des dividendes à raison de 15 % par an en effectuant un prélèvement sur les réserves disponibles. Pour cet exercice 2012, il n'y a pas lieu d'effectuer ce prélèvement.

Le bilan, le compte de résultats, le bilan social ainsi que les annexes seront déposés à la Banque Nationale de Belgique après l'approbation du Conseil d'Administration et de l'Assemblée Générale du 20 juin 2013.

OSP

L'Arrêté du Gouvernement wallon du 15 juillet 2010 relatif à l'obligation de service public s'impose aux Gestionnaires de Réseaux de Distribution en termes de gestion des dossiers photovoltaïques (guichet unique).

Tarifs

Pour rappel, ce sont les tarifs approuvés qui ont été appliqués durant l'exercice 2012. D'autre part, les décisions de la CREG quant au bonus/malus des exercices 2010 et 2011 ne sont pas clôturées. Il faut toutefois préciser que l'affectation des soldes sur coûts non gérables sera fixée par le Conseil des Ministres suivant l'article 12 octies §10 de la loi électricité.

Personnel

L'Intercommunale compte 31 agents dont 7 statutaires et 24 contractuels. En 2012, un agent administratif a été engagé.

Divers

Au cours de l'exercice, une mission de contrôle relative à l'acompte sur dividende a été réalisée.

Litiges

En date du 5 novembre 2012, l'AIEG a reçu un courrier recommandé émanant de TECTEO.

Dans ce courrier, TECTEO annonce mettre fin à la collaboration technique et dénonce la convention d'apport en usage et la convention de gestion signées par les deux parties en date du 25 mai 2004.

Le Conseil d'Administration de l'AIEG a désigné le cabinet d'avocats CMS DeBacker pour la représenter dans ce dossier. Par jugement du 5 février 2013, le Tribunal de Première Instance a débouté l'AIEG de sa demande pour défaut d'urgence. Un appel a été interjeté de cette ordonnance devant la Cour d'appel de Liège.

Exceptés les risques inhérents à l'activité de l'Intercommunale, il n'y a pas d'autres litiges en cours.



Répartition du trop perçu



Résultats de l'exercice

PRÉLÈVEMENTS ET AFFECTATIONS

Le solde bénéficiaire au 31 décembre 2012 s'élève à	2.501.684,70
En application de l'Article 51 des statuts	
paragraphe 1	
Dotation à la réserve légale : 5%	-125.084,24
paragraphe 3	
Réserve d'investissement	-146.671,13
paragraphe 4	
Fonds d'œuvre du personnel	0,00
paragraphe 5	
6,25% du capital libéré par les associés - part "B1"	-322.868,62
Apport en usage TECTEO (ALE)	
6,25% du capital libéré par l'ALE - part "D"	-457.136,80
NAMUR : Rétribution de la mise à disposition du réseau :	-129.883,75
Résultat avant prélèvement	1.320.040,16

ATTRIBUTION DU TROP PERÇU

Communes	Chiffre d'Affaires	Trop perçu
ANDENNE	4.552.542,00	798.758,47
OHEY	612.366,00	107.441,59
RUMES	752.703,00	132.064,23
VIROINVAL	778.462,00	136.583,64
GESVES	827.526,00	145.192,23
Total	7.523.599,00	1.320.040,16

La rétribution de 6,25% du capital libéré par les associés est attribuée, en priorité, sur le résultat d'exploitation.

RÉMUNÉRATION CAPITAL LIBÉRÉ

Au 31 décembre 2011, la situation du capital libéré de chaque commune associée se présente comme suit :

<i>Communes</i>	<i>Capital "B1"</i>	<i>Taux</i>	<i>Rétribution</i>
Andenne	1.390.237,76	6,25%	86.889,86
Namur	1.937.438,25	6,25%	121.089,89
Ohey	205.564,50	6,25%	12.847,78
Rumes	868.531,90	6,25%	54.283,24
Viroinval	764.125,59	6,25%	47.757,85
Totaux	5.165.898,00		322.868,62

Capital "D"

A.L.E. (TECTEO)	7.314.188,79	6,25%	457.136,80
Parts "B" & "D"	12.480.086,79		780.005,42

DIVIDENDES DISTRIBUÉS AU 31 DÉCEMBRE 2012

<i>Communes</i>	<i>Mise à disposition réseau</i>	<i>Trop perçu 2012</i>	<i>6.25% du capital B1 libéré</i>	<i>Totaux</i>
Andenne		798.758,47	86.889,86	885.648,33
Namur	129.883,75		121.089,89	250.973,64
Ohey		107.441,59	12.847,78	120.289,37
Rumes		132.064,23	54.283,24	186.347,47
Viroinval		136.583,64	47.757,85	184.341,49
Gesves		145.192,23		145.192,23
Totaux	129.883,75	1.320.040,16	322.868,62	1.772.792,53

Il est à noter que, dans le cadre du plan communal pour l'emploi, l'Intercommunale a déjà versé aux communes en 2012, un montant total de 208.602,36 €.

Ce montant est réparti comme suit :

<i>Communes</i>	<i>Montants</i>
Namur	98.165,88
Andenne	61.353,60
Rumes	36.812,16
Ohey	12.270,72
Total	208.602,36



***Rapport du Commissaire
Réviseur***



Mesdames et Messieurs les Coopérateurs,

Conformément aux dispositions légales et statutaires, nous vous faisons rapport dans le cadre du mandat de commissaire. Le rapport inclut notre opinion sur les comptes annuels ainsi que les mentions complémentaires requises.

Attestation sans réserve des comptes annuels

Nous avons procédé au contrôle des comptes annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, établis sur la base du référentiel comptable applicable en Belgique, **dont le total du bilan s'élève à 53 558 028,12 € et dont le compte de résultats se solde par un bénéfice de l'exercice de 2.501.684,70 €.**

L'établissement des comptes annuels relève de la responsabilité de l'organe de gestion. Cette responsabilité comprend : la conception, la mise en place et le suivi d'un contrôle interne relatif à l'établissement et la présentation sincère des comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs; le choix et l'application de règles d'évaluation appropriées ainsi que la détermination d'estimations comptables raisonnables au regard des circonstances.

Notre responsabilité est d'exprimer une opinion sur ces comptes sur la base de notre contrôle. Nous avons effectué notre contrôle conformément aux dispositions légales et selon les normes de révision applicables en Belgique, telles qu'édictées par l'Institut des Réviseurs d'Entreprises. Ces normes de révision requièrent que notre contrôle soit organisé et exécuté de manière à obtenir une assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives, qu'elles résultent de fraudes ou d'erreurs.

Conformément aux normes de révision précitées, nous avons tenu compte de l'organisation de la société en matière administrative et comptable ainsi que de ses dispositifs de contrôle interne. Nous avons obtenu de l'organe de gestion et des préposés de la société les explications et informations requises pour notre contrôle. Nous avons examiné par sondages la justification des montants figurant dans les comptes annuels. Nous avons évalué le bien-fondé des règles d'évaluation et le caractère raisonnable des estimations comptables significatives faites par la société ainsi que la présentation des comptes annuels dans leur ensemble. Nous estimons que ces travaux fournissent une base raisonnable à l'expression de notre opinion.

A notre avis, les comptes annuels clos le 31 décembre 2012 donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et des résultats de la société, conformément au référentiel comptable applicable en Belgique.

Informations et Mentions complémentaires

L'établissement et le contenu du rapport de gestion, ainsi que le respect par la société du Code des sociétés et des statuts, relèvent de la responsabilité de l'organe de gestion.

Notre responsabilité est d'inclure dans notre rapport les mentions complémentaires suivantes qui ne sont pas de nature à modifier la portée de l'attestation des comptes annuels :

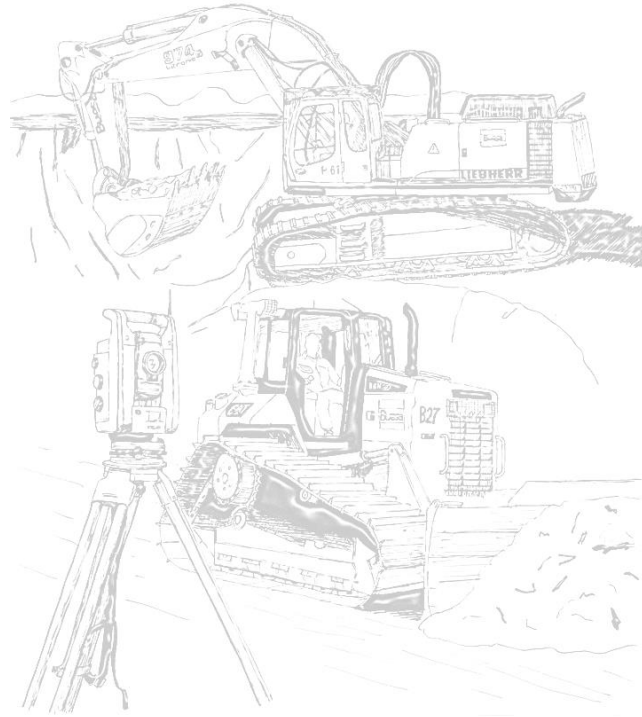
- Le rapport de gestion traite des informations requises par la loi et concorde avec les comptes annuels. Toutefois, nous ne sommes pas en mesure de nous prononcer sur la description des principaux risques et incertitudes auxquels la société est confrontée, ainsi que de sa situation, de son évolution prévisible ou de l'influence notable de certains faits sur son développement futur. Nous pouvons néanmoins confirmer que les renseignements fournis ne présentent pas d'incohérences manifestes avec les informations dont nous avons connaissance dans le cadre de notre mandat.
- Sans préjudice d'aspects formels d'importance mineure, la comptabilité est tenue conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables en Belgique.
- Nous n'avons pas à vous signaler d'opération conclue ou de décision prise en violation des statuts ou du Code des sociétés. L'affectation des résultats proposée à l'assemblée générale est conforme aux dispositions légales et statutaires.

S.c.P.R.L. BRANKAER Ph. & Partners

Commissaire

Représentée par

Ph. BRANKAER



Liste des adjudicataires



Modes de passation

Procédure négociée avec publicité

- FANTIN SPRL
- ELECTRO ENGINEERING Jansen SPRL
- LEGROS SA
- VANO-ELECTRO SA
- CRC SA

Procédure négociée sans publicité

- AREA TD
- CABLERIE D'EUPEN SA
- CEBEO NV/SA
- GARAGE HENNAUX SA
- GUILLAUME ETS
- LANDIS & GYR SA
- PAUWELS TRAFI BELGIUM NV
- PHILIPS BELGIUM SA
- PIERRET JORIS SPRL
- RONVEAUX SA
- SCHNEIDER GROUPE MGTE/MERLIN
- EE JANSSENS SPRL
- STEEL SA
- AGEC SPRL
- JACOBS SA
- NUSSBAUMER
- DRUGMAND & MEERT NV
- INFRATECH SA
- EUROMOLD NV
- NEXANS SA
- VOLTACOM
- PIRLOT & FILS SPRL

Appel d'offre général

- NRB SA
- GALERE SA

Adjudication publique

- EDF LUMINUS SA
- ELECTRABEL SA
- INFRATECH SA