



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél.: +32 2 289 76 11
Fax: +32 2 289 76 09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)150430-CDC-1419

sur

“les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel”

réalisée en application de l'article 23, § 2, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de l'article 15/14, § 2, 2° de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

30 avril 2015

TABLE DES MATIERES

EXECUTIVE SUMMARY	4
Électricité	4
Gaz naturel	6
I. INTRODUCTION	8
II. HYPOTHESES DE CALCUL	9
II.1 Electricité	9
II.2 Gaz naturel	10
III. CALCULS CLIENTS TYPE ELECTRICITE	12
III.1 Prix final au consommateur, toutes taxes comprises	12
III.1.1 Clients résidentiels	21
III.1.2 Clients professionnels	22
III.2 Aperçu des principales composantes	24
III.3 Prix du fournisseur (prix de l'énergie)	34
III.3.1 Gel des prix depuis avril 2012	37
III.3.2 Clients résidentiels	39
III.3.3 Clients professionnels	43
III.4 Tarif du gestionnaire de réseau de transport	48
III.4.1 Basse tension	51
III.4.2 Moyenne tension	53
III.5 Tarif du gestionnaire de réseau de distribution	54
III.5.1 Basse tension	57
III.5.2 Moyenne tension	59
III.5.3 OSP en Flandre	63
III.5.4 OSP en Wallonie	64
III.5.5 OSP à Bruxelles	65
III.5.6 Services auxiliaires (pertes de réseau)	65
III.6 Prélèvements publics	65
III.6.1 Différences entre régions	67
III.6.2 Arrêt de la taxe Elia en Flandre	68
III.6.3 Evolution de la cotisation fédérale et des autres taxes communes	69
III.7 Contributions énergie renouvelable et cogénération	71
III.8 Taxe sur l'énergie et TVA	75
IV. CALCULS CLIENTS TYPE GAZ NATUREL	78
IV.1 Prix à l'utilisateur final, toutes taxes comprises	78

IV.1.1	Clients résidentiels.....	84
IV.1.2	Clients professionnels.....	85
IV.2	Aperçu des principales composantes.....	86
IV.3	Prix du fournisseur (prix de l'énergie).....	91
IV.3.1	Gel des prix	93
IV.3.2	Clients résidentiels.....	95
IV.3.3	Clients professionnels.....	100
IV.4	Tarif du réseau de transport.....	101
IV.5	Tarif du réseau de distribution.....	102
IV.5.1	OSP.....	108
IV.5.2	Transferts	109
IV.6	Prélèvements publics.....	109
IV.6.1	T2.....	110
IV.6.2	T4.....	111
IV.7	Taxe sur l'énergie et TVA	113
V.	CONCLUSION	114
V.1	Evolution 2007-2014.....	114
V.1.1	Electricité	114
V.1.2	Gaz naturel	119
	ANNEXE 1	123
	ANNEXE 2	129

EXECUTIVE SUMMARY

L'étude relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel a été réalisée tout d'abord à la demande du Ministre du Climat et de l'Energie au printemps 2008 ((F)080513-CDC-763). Depuis lors, la CREG a publié annuellement un update de cette étude, étant donné qu'il permet, en effet, de bien appréhender l'évolution des parties composantes spécifiques de ces prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les petits clients industriels.

Cette étude décrit l'évolution des prix *retail* pour la période janvier 2007- décembre 2014. L'année de base 2007 a été prise car ce n'est qu'à partir de cette année que le marché énergétique belge a été entièrement libéralisé et que les nouveaux fournisseurs tels que LAMPIRIS, ESSENT et ENI pouvaient offrir leurs produits en Flandre et en Wallonie. Les principales évolutions sont discutées ci-après.

Électricité

Par rapport à 2007, le prix final au consommateur a augmenté en moyenne de 20,78% pour un client domestique (Dc). Pour les clients professionnels, l'évolution est différente : une hausse de 25,46% pour un client en basse tension et une hausse de 3,31% pour un client en moyenne tension. L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution, comme illustré dans les graphiques 1.1. à 1.30.

Client résidentiel

En valeurs absolues, le prix final au consommateur a augmenté, en moyenne, de 133,08 EUR/an (+26,54%) en Flandre, de 114,07 EUR/an (+18,93%) en Wallonie et de 52,68 EUR/an (+9,00%) à Bruxelles pour un client domestique (client type Dc).

Les principaux moteurs sont le prix de la composante énergie et le tarif de réseau de distribution :

- le tarif de réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 145,73 EUR/an (+99,96%) en Flandre, de 48,31 EUR/an (+32,42%) en Wallonie et de 67,49 EUR/an (+47,81%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels ;

- le prix de la composante énergie a diminué en moyenne de 1,71 EUR/an (-0,91%) en Flandre, et a augmenté de 12,85 EUR/an (+4,90%) Wallonie et de 14,51 EUR/an à Bruxelles (+4,15%). Seule un fournisseur procède à une fixation régionale. La différence entre la Flandre et Bruxelles/Wallonie s'explique principalement par l'octroi de kWh gratuits en Flandre. Cette baisse du prix de l'énergie est due au filet de sécurité ;
- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+116,97%). Ils ont augmenté de 1,84 EUR/an en Flandre, de 73,79 EUR/an en Wallonie et de 21,63 EUR/an à Bruxelles. La cotisation fédérale a doublé depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la « surcharge certificat vert » et « financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore » contribuent également à cette augmentation ;
- la contribution énergie renouvelable et cogénération a fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota (+134,04%). Cette augmentation est de l'ordre de 38,50 EUR/an en Flandre, de 39,48 EUR/an en Wallonie et de 3,64 EUR/an à Bruxelles ;
- le transport a augmenté de 11,61 EUR/an en Flandre, de 3,88 EUR/an en Wallonie et de 11,39 EUR/an à Bruxelles ;
- la TVA a diminué de 62,88 EUR/an en Flandre, de 64,24 EUR/an en Wallonie et de 65,98 EUR/an à Bruxelles.

Client professionnel

Le prix final au consommateur pour un client en moyenne tension a, en moyenne, diminué de 1.886,38 EUR/an (-8,37%) à Bruxelles et de 11,31 EUR/an (-0,05%) en Flandre. En Wallonie, le prix a augmenté de 3.123,79 EUR/an (+14,26%).

Les principaux moteurs sont différents d'une région à l'autre :

- le tarif de réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 1.553,05 EUR/an (+43,25%) en Flandre, de 1.573,33 EUR/an (+37,48%) en Wallonie et a diminué, en moyenne, de 101,37 EUR/an (-1,87%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels ;
- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+212,89%). Ils ont augmenté de 20,50 EUR/an en Flandre, de 3.105,89 EUR/an en Wallonie et de 962,69 EUR/an à Bruxelles ;

- la contribution énergie renouvelable et cogénération a fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota (+138,78%). Cette augmentation est de l'ordre des 1.831,59 EUR/an en Flandre, de 1.878,09 EUR/an en Wallonie et de 165,04 EUR/an à Bruxelles ;
- le transport a augmenté de 17,07 EUR/an en Flandre, de 0,00 EUR/an en Wallonie et de 520,77 EUR/an à Bruxelles ;
- le prix de la composante énergie a diminué en moyenne de 3.433,52 EUR/an (-24,81%) en Flandre, en Wallonie et à Bruxelles. Cela est dû à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs qui sont très différents de ceux des clients en basse tension.

Les évolutions s'expliquent par les mêmes causes que pour les clients résidentiels.

Gaz naturel

Le prix final au consommateur a augmenté, en moyenne, de 27,90% pour un client domestique (T2) et de 20,90% pour une PME (T4).

Client résidentiel

En valeurs absolues, le prix final au consommateur résidentiel a augmenté de 293,28 EUR/an (+25,74%) en Flandre, de 389,89 EUR/an (+33,89%) en Wallonie et de 269,83 EUR/an (+22,57%) à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la TVA sur ces tarifs :

- le prix de la composante énergie a augmenté, en moyenne, de 145,66 EUR/an (+23,07%) en décembre 2014 par rapport à janvier 2007. L'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette hausse (numéros 133-143) ;
- le tarif de réseau de distribution a augmenté de 88,60 EUR/an (+37,71%) en Flandre, de 125,91 EUR/an (+51,51%) en Wallonie et de 60,52 EUR/an (+23,34%) à Bruxelles. Cela est dû au report des déficits des années écoulées, à la hausse des obligations publiques et à l'introduction des tarifs pluriannuels ;
- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+ 330,20%). Cette augmentation est de l'ordre de 12,33 EUR/an en Flandre, de 55,45 EUR/an en Wallonie et de 21,58 EUR/an à Bruxelles. Cette hausse est principalement due à l'augmentation de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés (+ 6,38 EUR/an) et à un nouveau prélèvement en Wallonie

(règlement de rétribution à partir de 2011) et à Bruxelles (surcharge OSP à partir de 2012) ;

- la TVA a diminué de 49,04 EUR/an en Flandre, de 65,24 EUR/an en Wallonie et de 44,98 EUR/an à Bruxelles.

Client professionnel

Le prix facturé à l'utilisateur final pour une PME a augmenté, en moyenne, de 13.779,16 EUR/an (+19,78%) en Flandre, de 16.624,86 EUR/an (+23,78%) en Wallonie et de 16.238,00 EUR/an (+22,41%) à Bruxelles.

Le prix de la composante énergie (9.857,63 EUR/an) suit la même évolution que pour un client domestique. L'augmentation du tarif de réseau de distribution (+ 1.668,68 EUR/an en Flandre, + 3.205,69 EUR/an en Wallonie et + 3.383,77 EUR/an à Bruxelles) est cependant moindre en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux clients domestiques. De plus, les prélèvements publics ont augmenté moins fortement en Wallonie que pour les clients domestiques en raison du fait que le nouveau prélèvement de rétribution est dégressif.

I. INTRODUCTION

1. L'étude relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel avait été réalisée pour la première fois au printemps de l'année 2008 ((F)080513-CDC-763) à la demande du Ministre du Climat et de l'Énergie. Depuis lors, la CREG a réalisé une mise à jour annuelle de cette étude car elle fait ressortir des informations importantes sur l'évolution des composantes spécifiques des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients domestiques et les petits clients industriels.

2. Cette étude décrit l'évolution des prix au détail pour la période janvier 2007-décembre 2014. L'année 2007 a été choisie parce que le marché belge de l'énergie n'a été entièrement libéralisé qu'à partir de cette année-là et que de nouveaux fournisseurs tels que LAMPIRIS, ESSENT et NUON/ENI pouvaient proposer leurs produits tant en Flandre qu'en Wallonie.

3. L'étude est structurée comme suit. Le chapitre II expose les hypothèses de calcul de l'étude. Les chapitres III et IV présentent les calculs des clients type en électricité (chapitre III) et en gaz naturel (chapitre IV) et commentent l'évolution des différentes composantes. Le chapitre V fournit un aperçu global par région (Flandre - Wallonie - Bruxelles) de l'évolution des prix de l'électricité et du gaz pour la période 2007-2014. La conclusion figure au chapitre VI.

4. Cette étude a été approuvée par le Comité de Direction de la CREG lors de sa réunion du 30 avril 2015.

II. HYPOTHESES DE CALCUL

II.1 Electricité

5. L'étude décrit l'évolution du prix de l'électricité pour 1 client résidentiel (Dc) et 2 clients professionnels (Ic et Ic1).

6. Les clients type sont définis comme suit :

- **Dc** est un client domestique consommant 3.500 kWh par an. Il a une puissance de raccordement entre 4 et 9 kW et est alimenté en basse tension (BT). La consommation de ce client se répartit entre 1.600 kWh le jour et 1.900 kWh la nuit. Les calculs tiennent compte d'un ménage de 4 personnes (500 kWh gratuits en Flandre).
- **Ic** est un client professionnel ayant une puissance annuelle maximum de 111 kVA alimenté en BT (0,23 à 0,4 kV). La consommation de ce client se répartit entre 135.000 kWh le jour et 25.000 kWh la nuit.
- **Ic1**. Cette étude présente également les principales évolutions des composantes du prix d'un client dont le profil de consommation est identique à celui d'Ic mais dont le raccordement est réalisé en moyenne tension (MT) (réseau 26-1kV)¹. Ce client type est référencé Ic1 dans la suite du texte.

7. Les évolutions du prix final au consommateur sont décrites pour 6 gestionnaires du réseau de distribution :

- Gaselwest
- Imewo
- InterEnergia
- Resa Tecteo électricité (auparavant Tecteo)
- IEH
- Sibelga

¹ Les clients professionnels et, en particulier, le client IC, peuvent être raccordés à un réseau à plus haute tension que la basse tension (BT).

8. Les évolutions du prix final au consommateur sont décrites pour 5 fournisseurs :
 - ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS (ci-après ELECTRABEL)
 - EDF-LUMINUS (ci-après LUMINUS)
 - LAMPIRIS
 - ESSENT
 - ENI (auparavant NUON)

9. Dans l'étude, le prix final au consommateur est calculé par mois sur la base de la somme des six composantes suivantes :
 - prix de la composante énergie (prix du fournisseur)
 - contributions énergie renouvelable et cogénération
 - transport (hors prélèvements publics)
 - distribution (hors prélèvements publics)
 - prélèvements publics
 - TVA et taxe sur l'énergie

10. La définition et l'explication méthodologique du calcul des différentes composantes pour l'électricité figurent à l'annexe A.

II.2 Gaz naturel

11. Comme c'est le cas pour l'électricité, les hypothèses pour le gaz naturel sont commentées ci-dessous. La définition et l'explication méthodologique du calcul des différentes composantes pour le gaz naturel figurent à l'annexe B.

12. Pour le gaz naturel, les clients type suivants figurent dans l'étude :
 - **T2** est un client domestique qui consomme du gaz naturel pour la cuisson et le chauffage. Cela correspond à une consommation de 23.260 kWh/an et à une capacité de raccordement estimée à 2,5 m³/h ;
 - **T4** est un petit client industriel (de 1.000 à 10.000 MWh/an) avec une utilisation annuelle de 200 jours/an. Ce client présente une consommation moyenne de 2.300.000 kWh/an et une capacité de raccordement estimée à 100 m³/h.

13. Les évolutions du prix final au consommateur sont décrites pour 6 gestionnaires du réseau de distribution :

- Gaselwest
- Imewo
- InterEnergia
- Resa Tecteo gaz naturel (auparavant : ALG)
- IGH
- Sibelga

14. Pour décrire l'évolution du prix de l'énergie, les feuilles tarifaires d'ELECTRABEL, LUMINUS, ENI, ESSENT et LAMPIRIS sont prises en compte.

15. Dans l'étude, le prix final au consommateur est calculé mois par mois sur la base de la somme des 5 composantes suivantes :

- prix de la composante énergie (prix du fournisseur)
- transport (hors prélèvements publics)
- distribution (hors prélèvements publics)
- prélèvements publics
- TVA et taxe sur l'énergie

III. CALCULS CLIENTS TYPE ELECTRICITE

III.1 Prix final au consommateur, toutes taxes comprises

16. Les figures 1.1. à 1.30 présentent les évolutions du prix final au consommateur. Pour permettre la comparaison entre fournisseurs, le mois de janvier 2007, point de départ de la libéralisation dans toute la Belgique, a été pris comme point de référence.

Figure 1 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

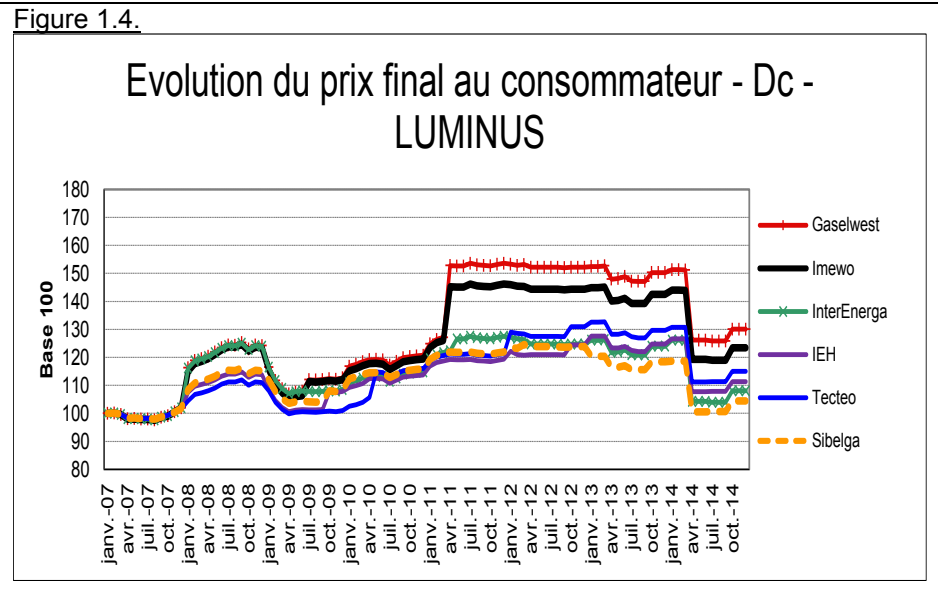
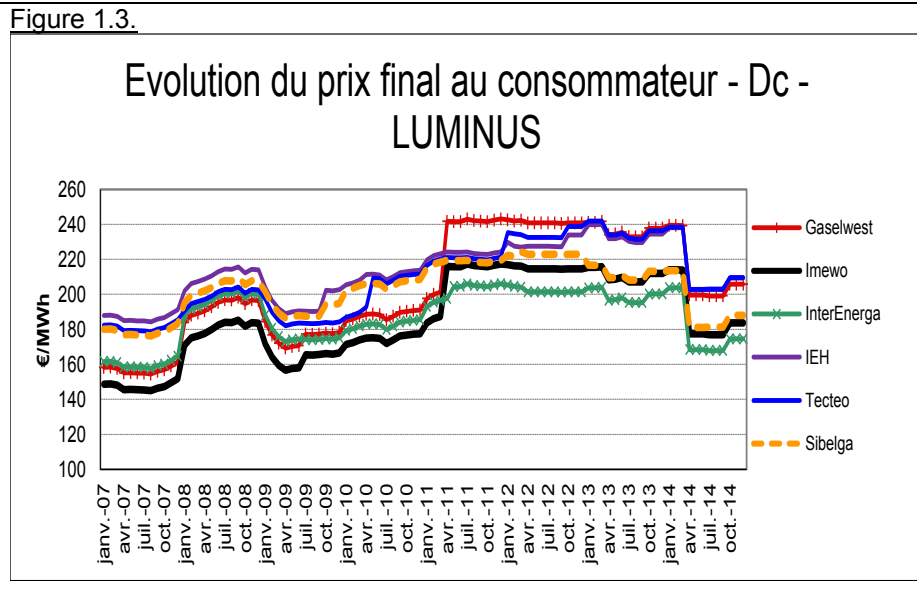
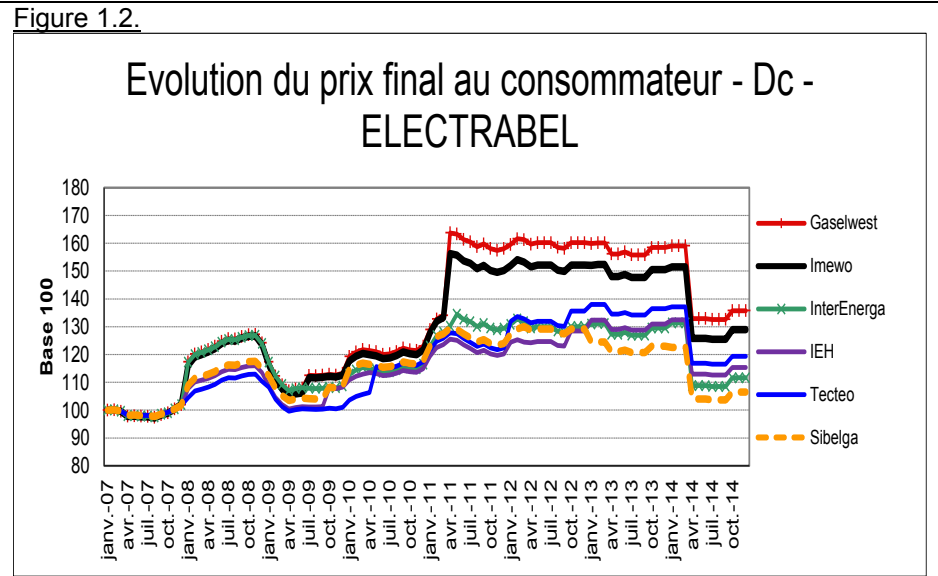
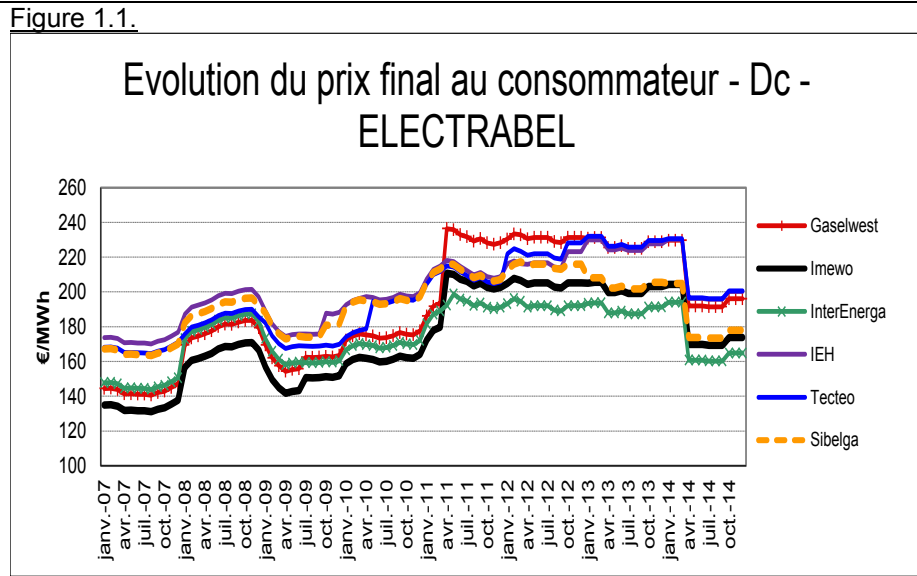


Figure 1 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.5.

Evolution du prix final au consommateur - Dc - LAMPIRIS

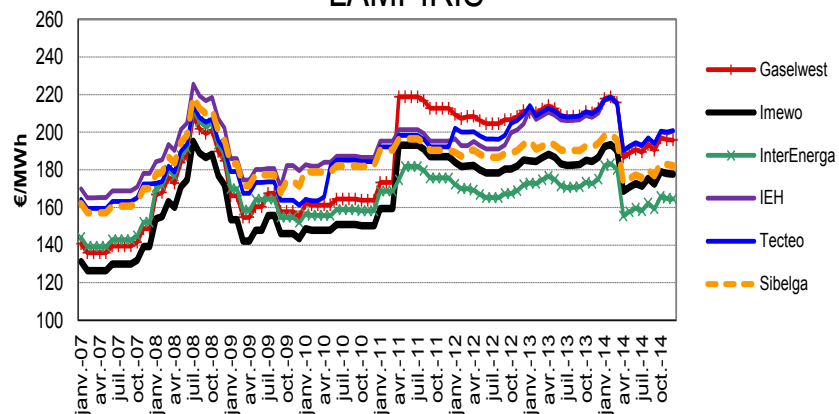


Figure 1.6.

Evolution du prix final au consommateur - Dc - LAMPIRIS

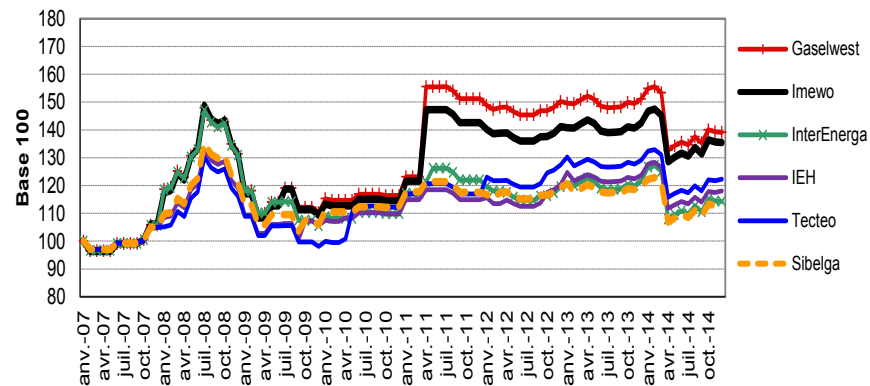


Figure 1.7.

Evolution du prix final au consommateur - Dc - ESSENT

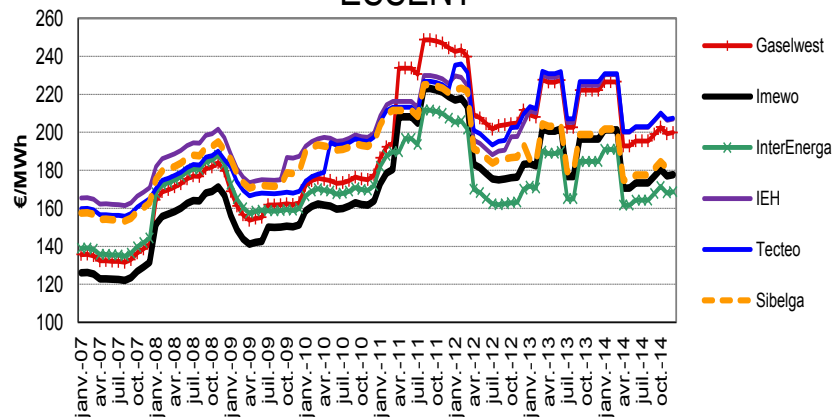


Figure 1.8.

Evolution du prix final au consommateur - Dc - ESSENT

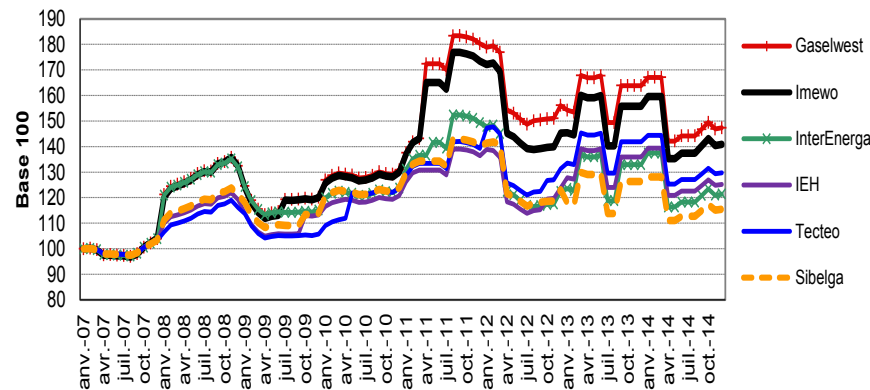


Figure 1 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.9.

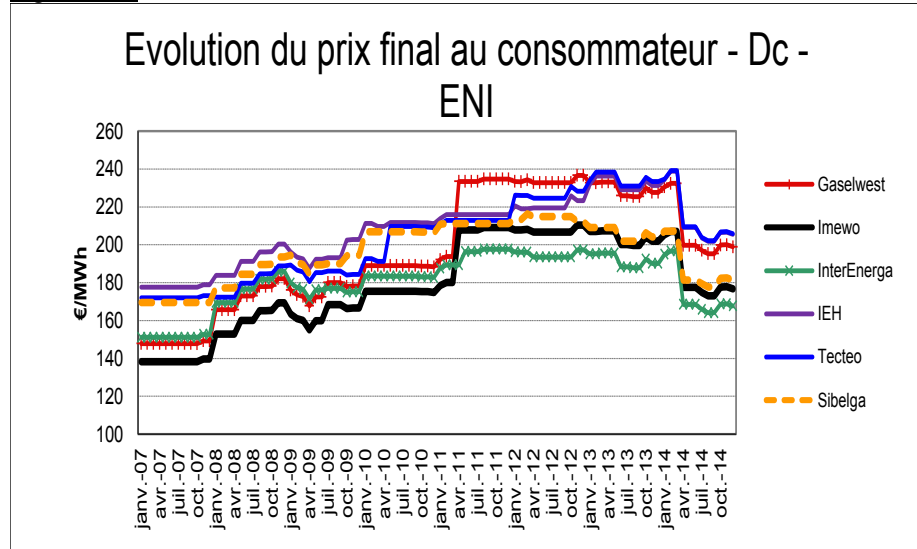


Figure 1.10.

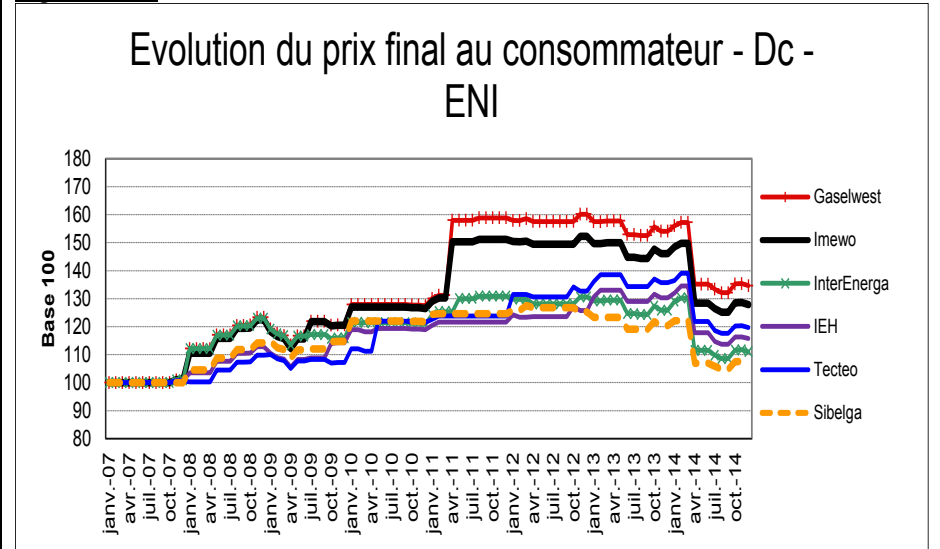


Figure 1.11.

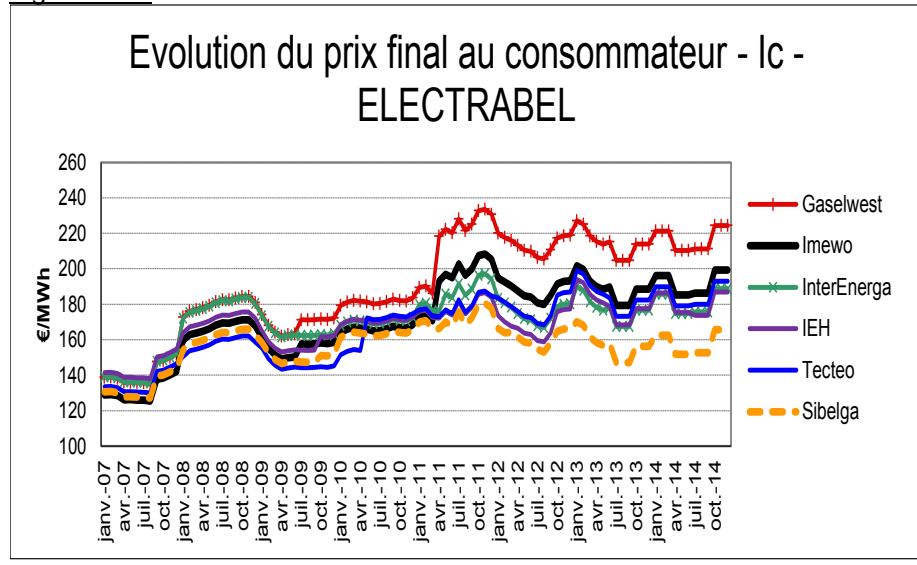


Figure 1.12.

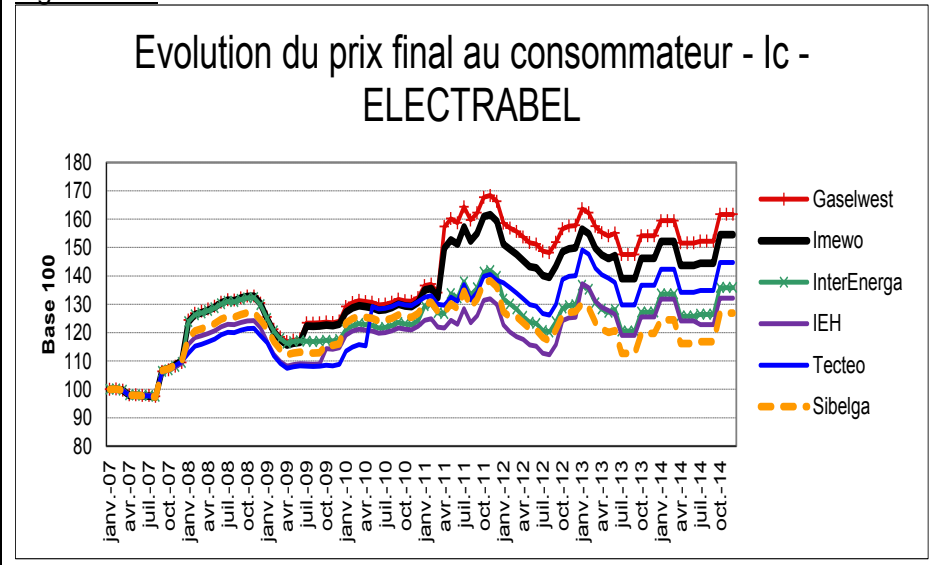


Figure 1 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.13.

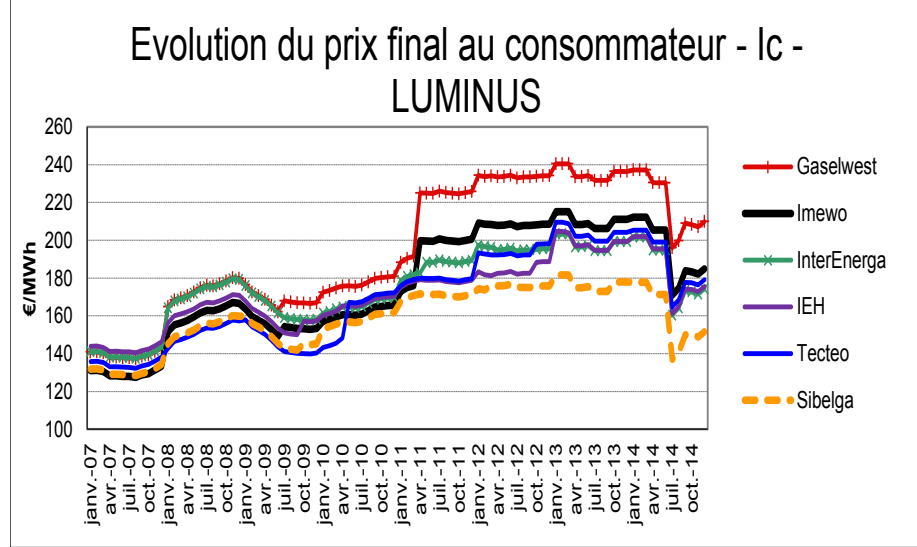


Figure 1.14.

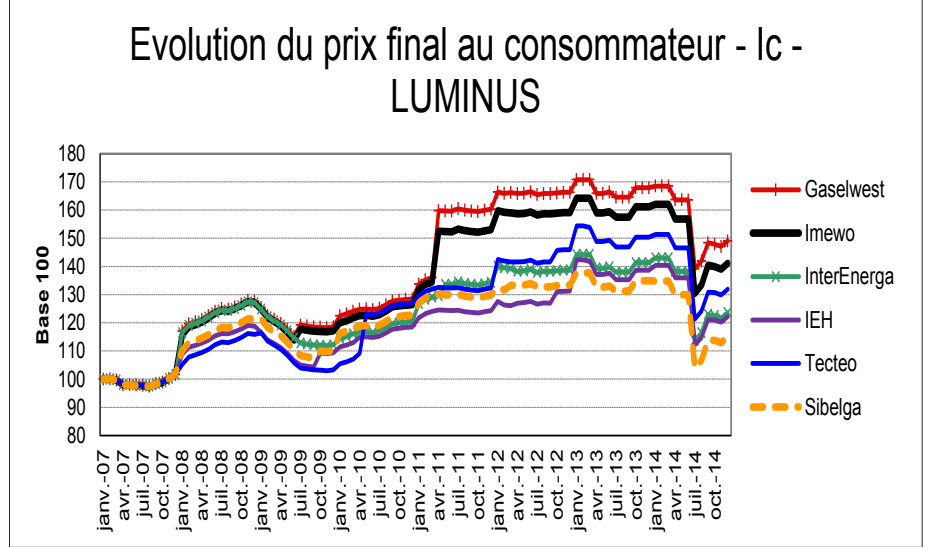


Figure 1.15.

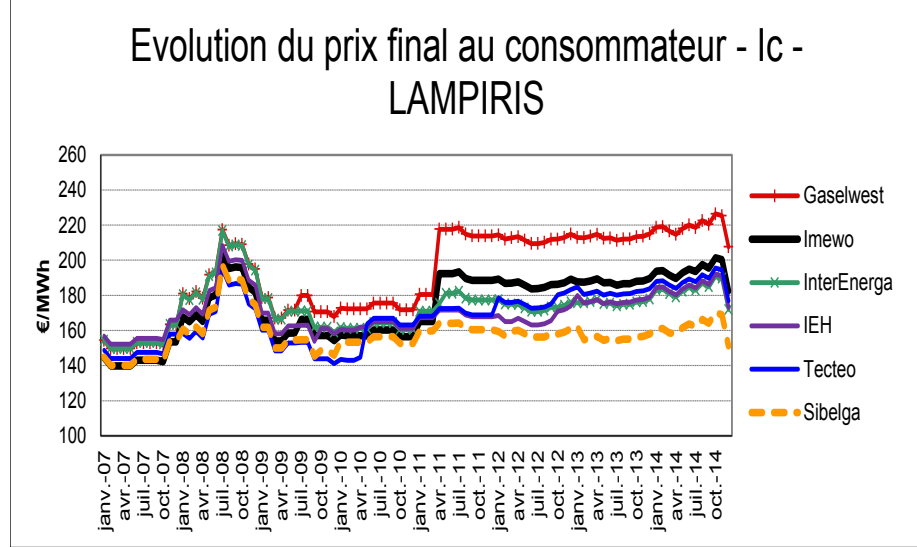


Figure 1.16.

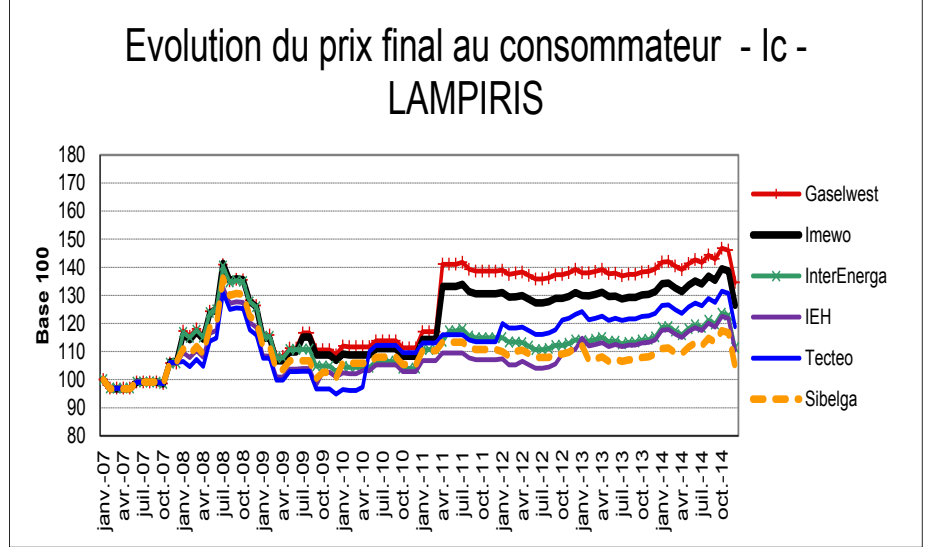


Figure 1 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.17.

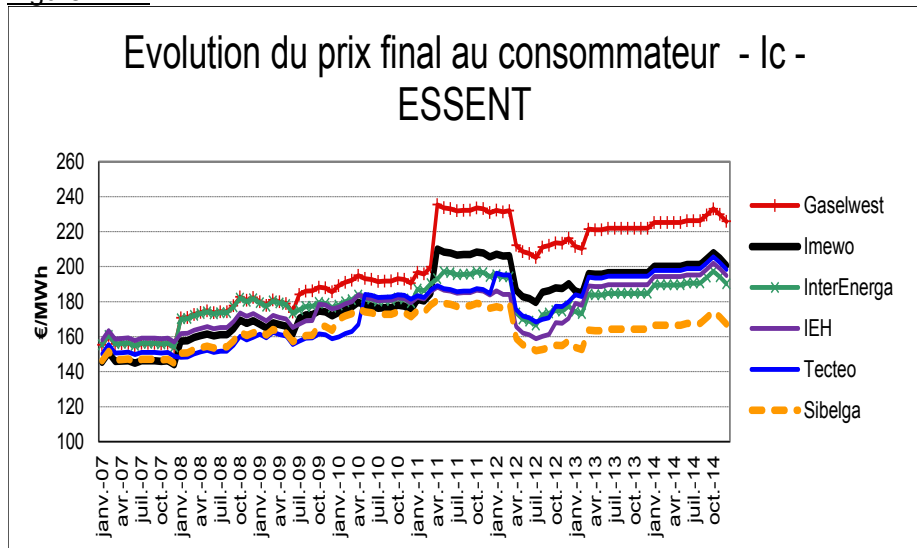


Figure 1.18.

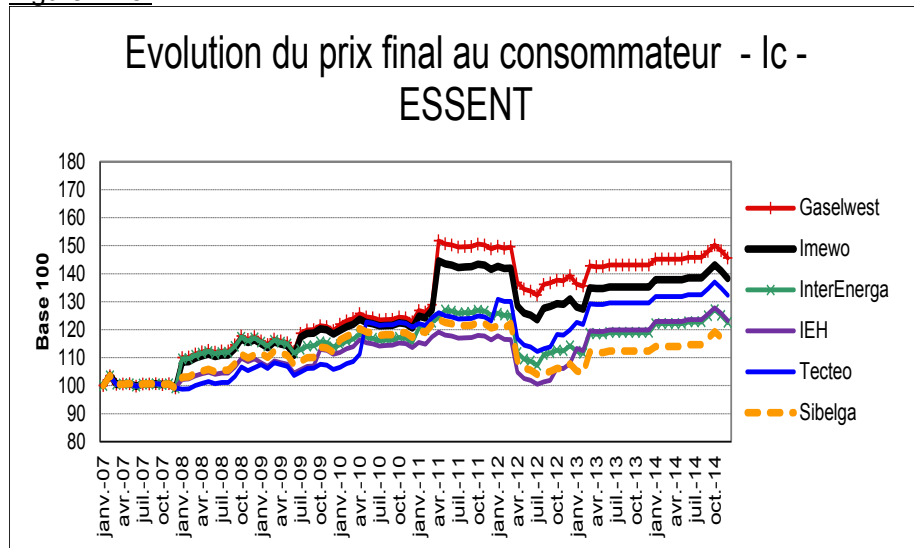


Figure 1.19

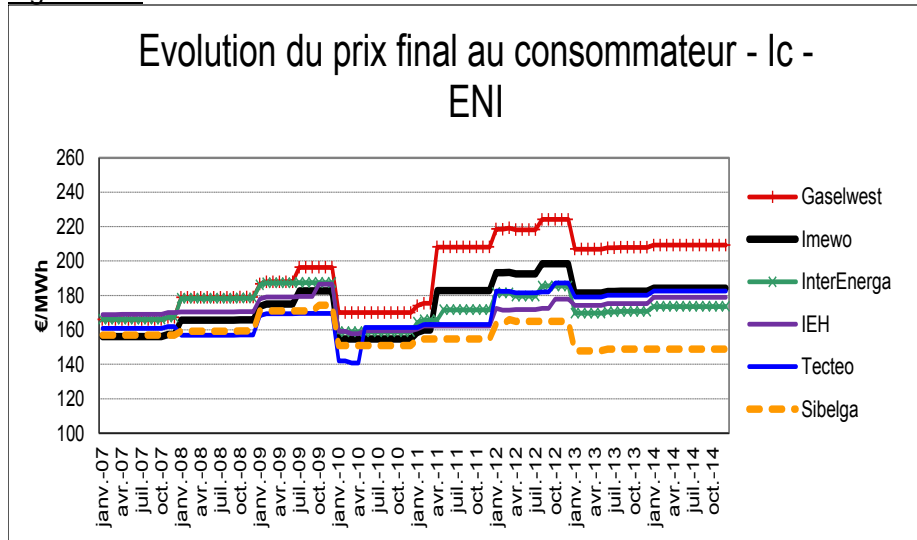


Figure 1.20.

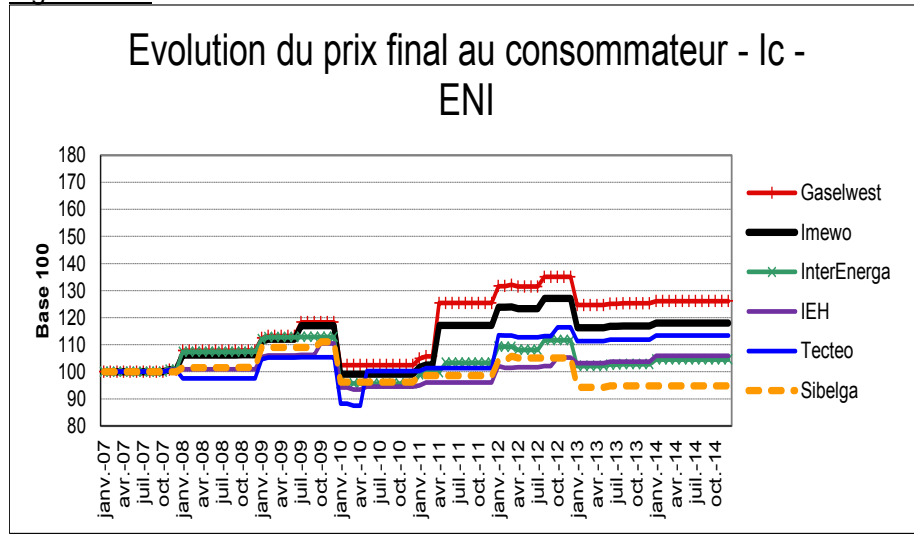


Figure 1 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.21.

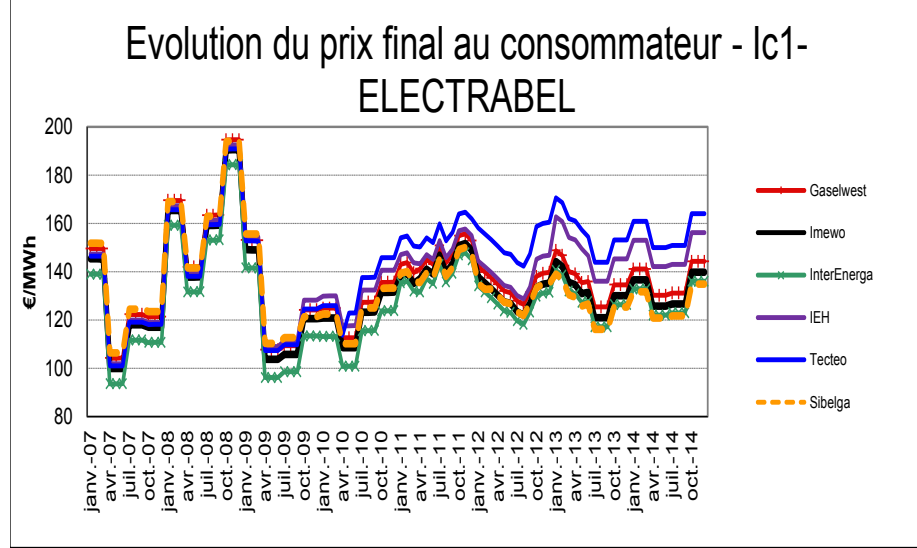


Figure 1.22.

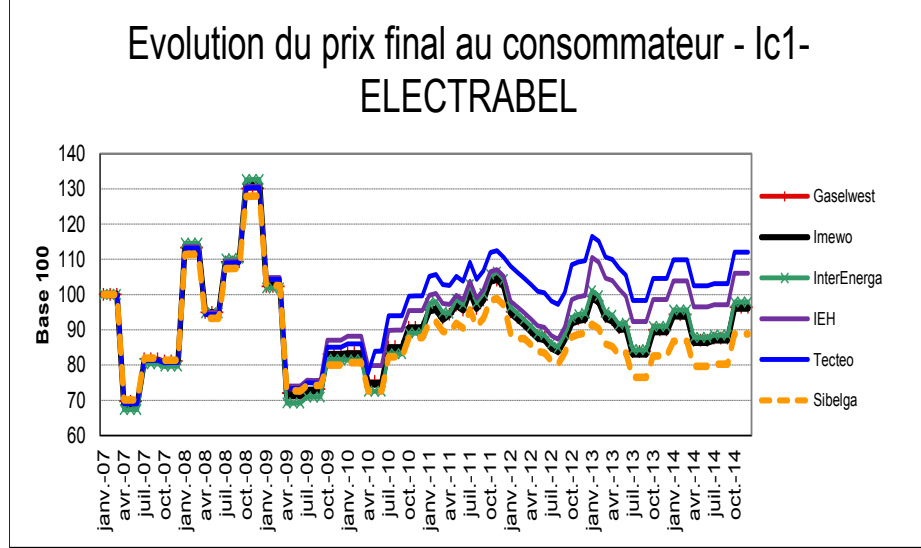


Figure 1.23

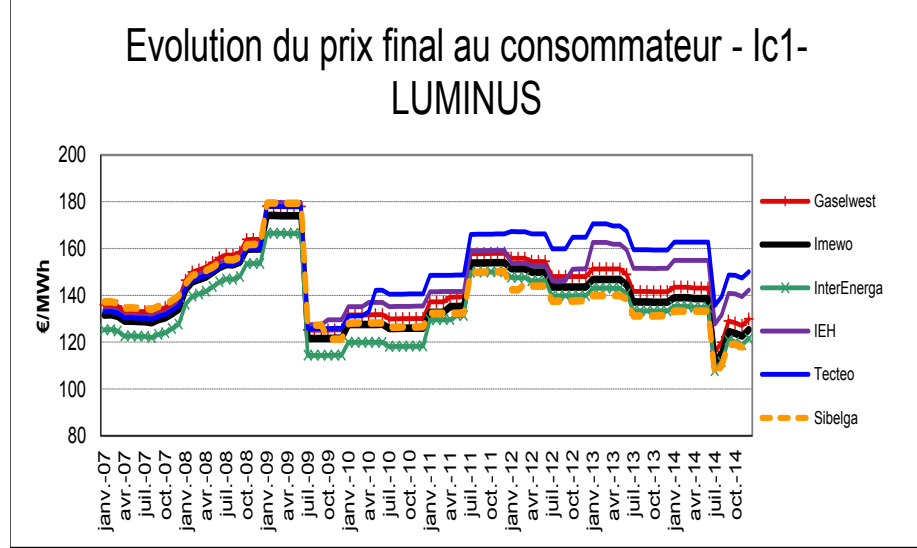


Figure 1.24.

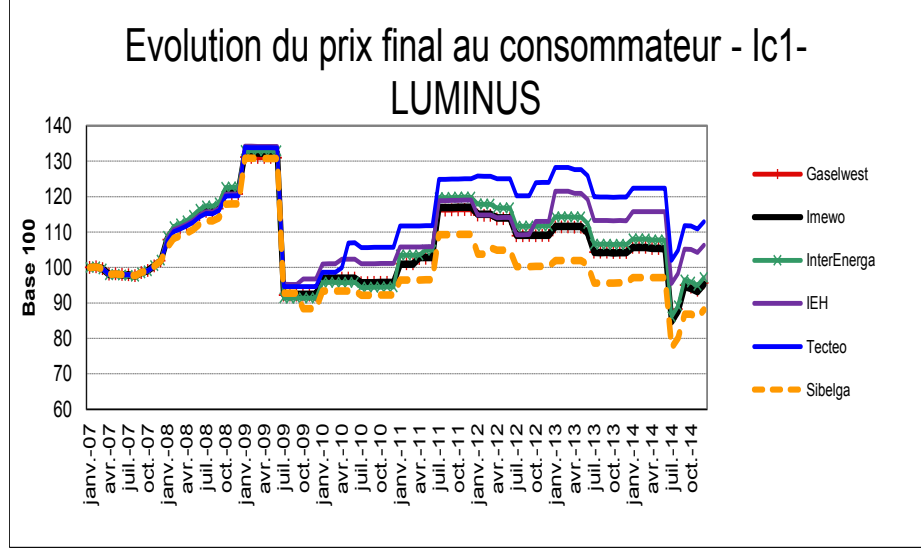


Figure 1 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.25.

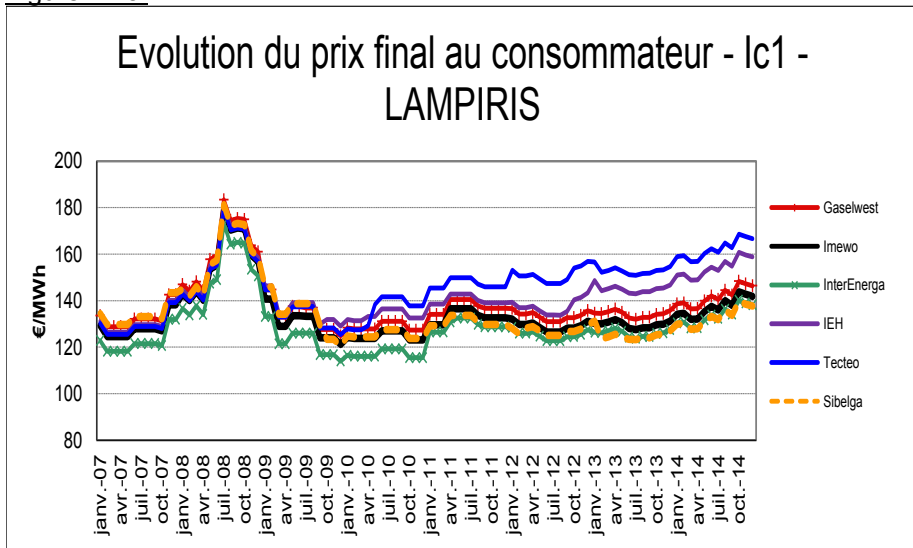


Figure 1.26.

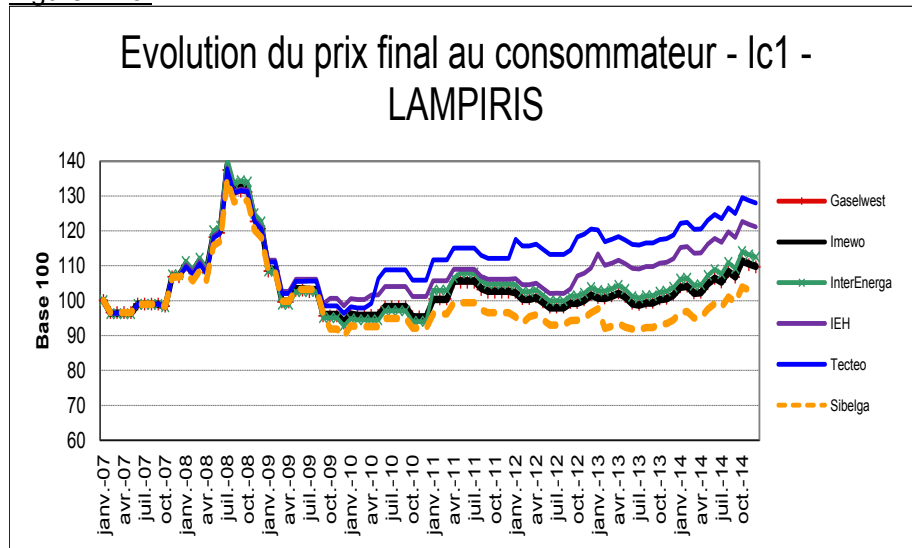


Figure 1.27.

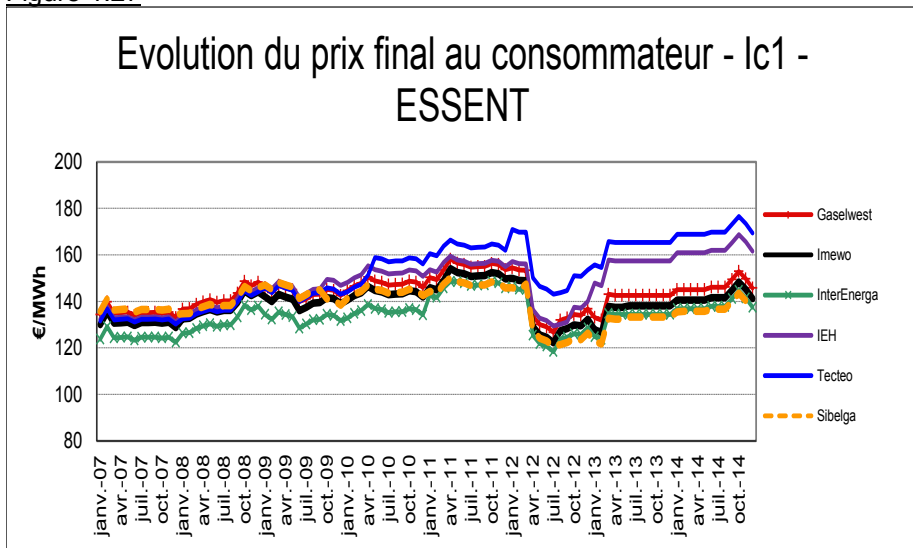


Figure 1.28.

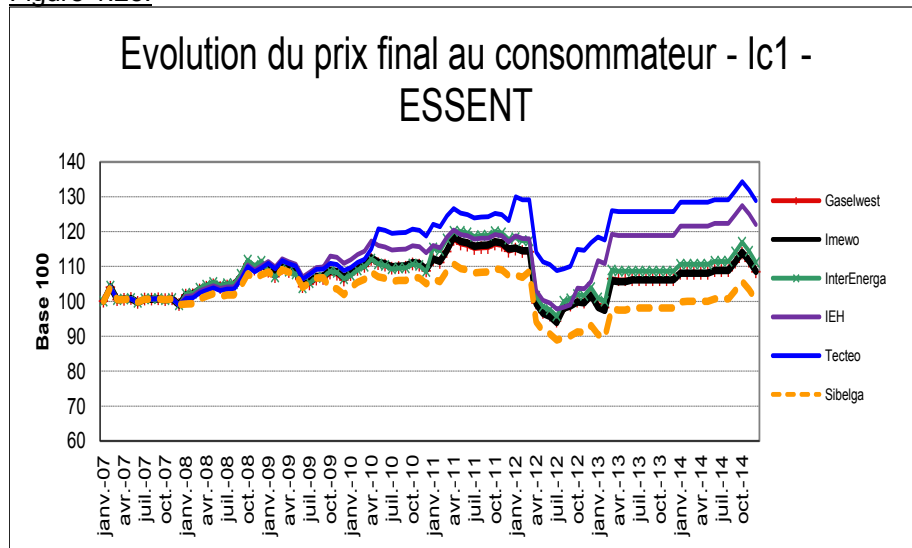
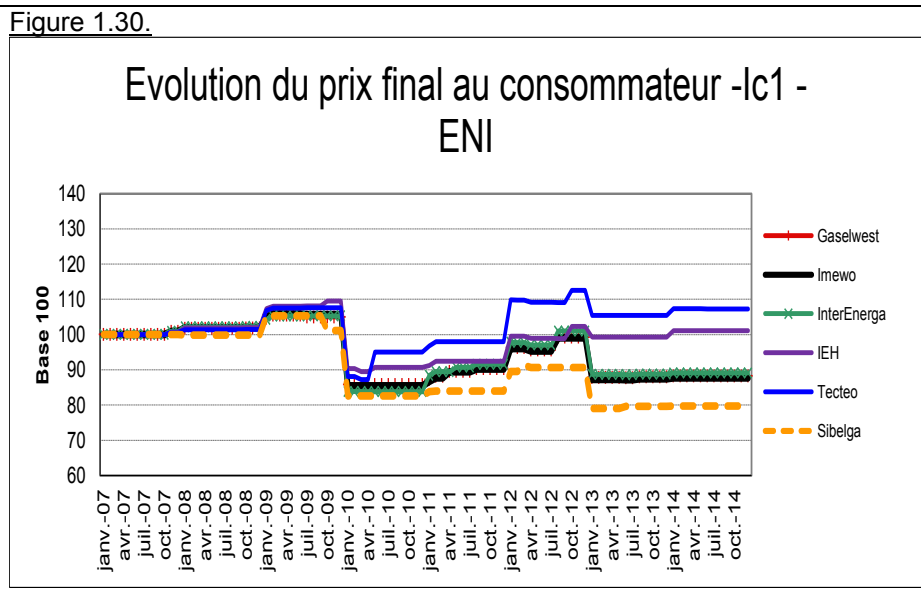
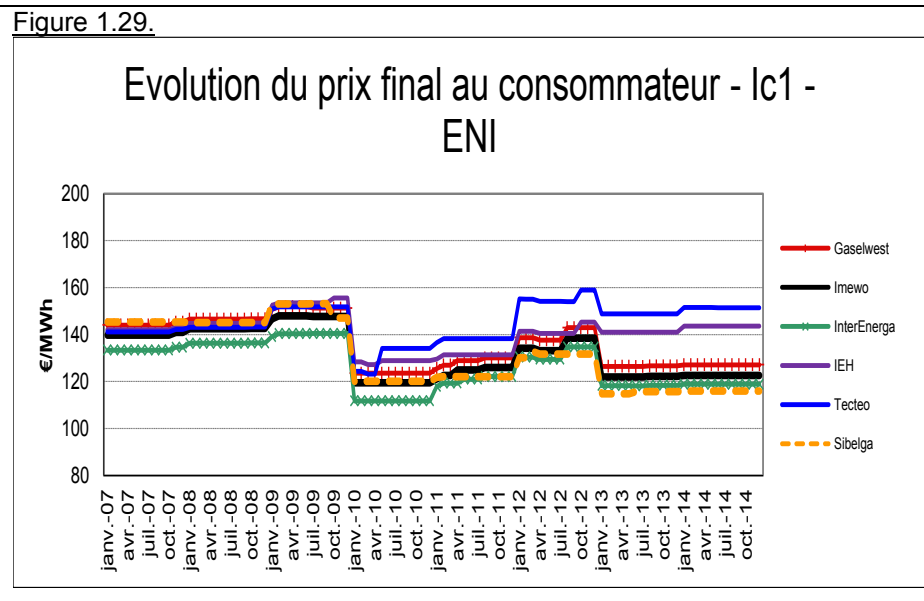


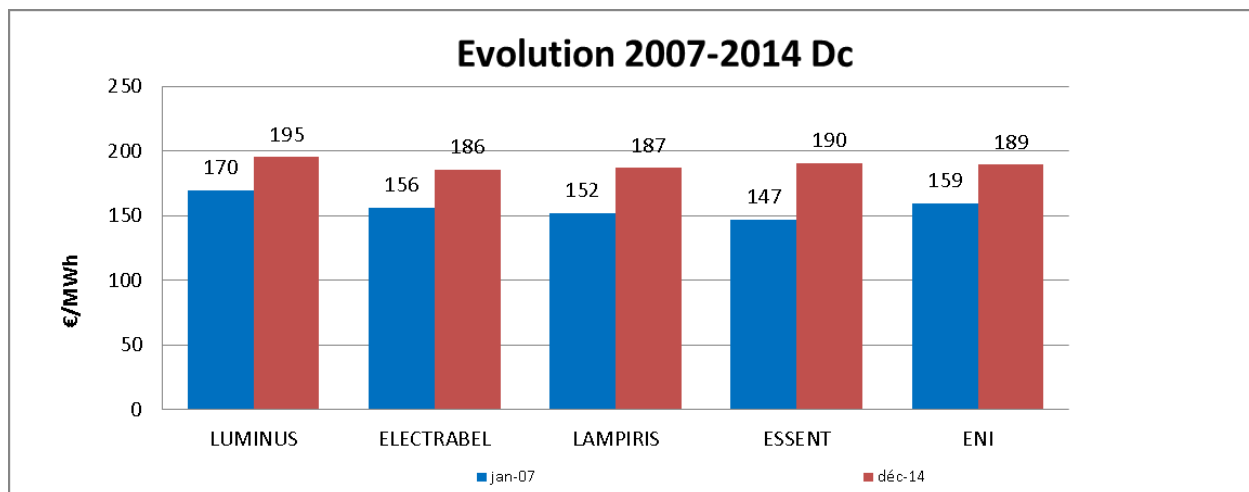
Figure 1 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur



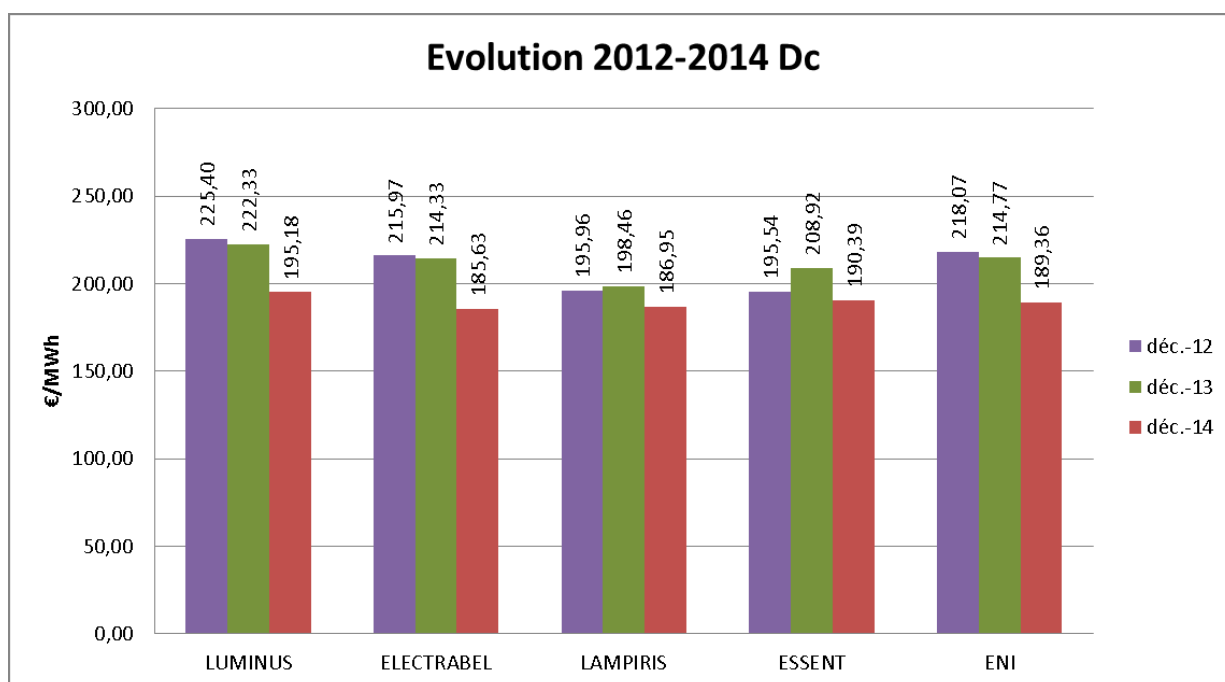
III.1.1 Clients résidentiels

17. Entre janvier 2007 et décembre 2014, le prix final au consommateur (toutes taxes comprises) a augmenté, en moyenne, de 20,78 %. La hausse diffère par fournisseur et varie de 14,93% chez LUMINUS à 29,34% chez ESSENT.

18. Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final pour janvier 2007 et décembre 2014.



19. Le graphique ci-dessous représente, quant à lui, l'évolution du prix moyen final au consommateur (toutes taxes comprises) pour les différents fournisseurs au cours de ces 3 dernières années pour le mois de décembre.



20. L'évolution du prix moyen final tous fournisseurs confondus entre décembre 2012 et décembre 2014 a diminué de 20,69 EUR/MWh soit de 9,84%. La baisse du prix final est généralisée à tous les fournisseurs. Notons toutefois que la plus forte baisse est enregistrée chez les deux fournisseurs les plus importants ELECTRABEL (-30,34 EUR/MWh soit -14,05%) et LUMINUS (-30,23 EUR/MWh soit -13,41%).

21. L'évolution du prix moyen final tous fournisseurs confondus entre décembre 2012 et décembre 2013 a augmenté de 1,57 EUR/MWh soit de 0,75%. Sur cette période, le prix final auprès de deux fournisseurs a baissé de plus de 1% soit LUMINUS et ENI tandis que pour ELECTRABEL, le prix final affiche une baisse inférieure à 1%. Le prix final a, quant à lui, enregistré une hausse auprès des deux fournisseurs suivants : LAMPIRIS (+1,28%) et ESSENT (+6,84%).

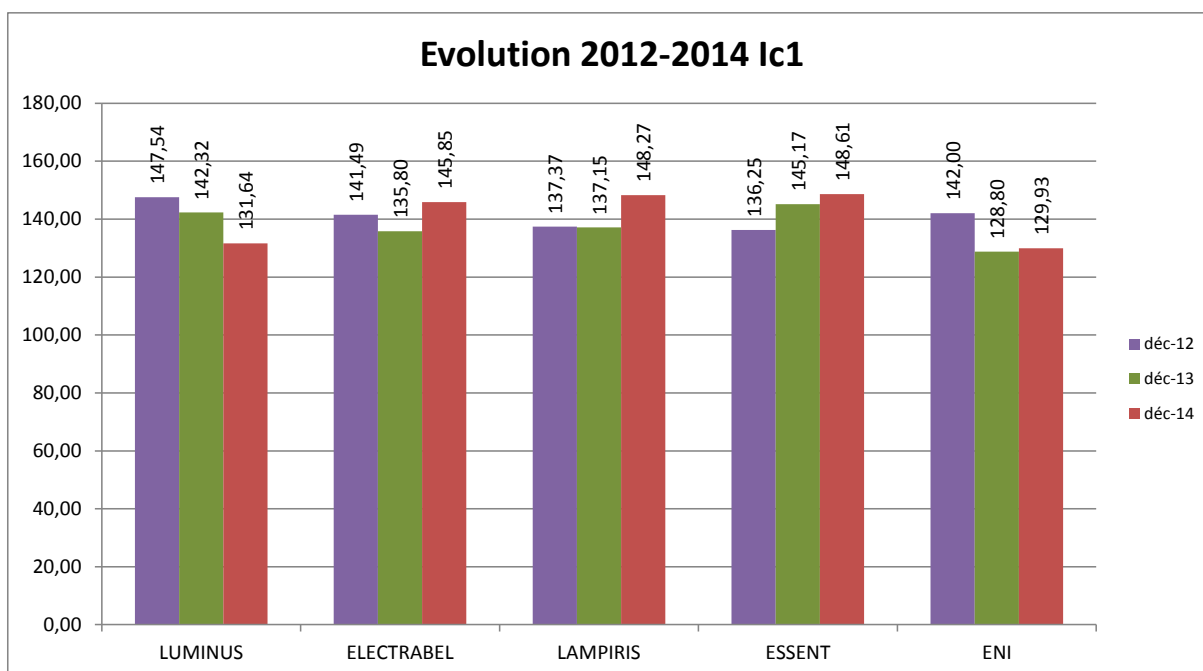
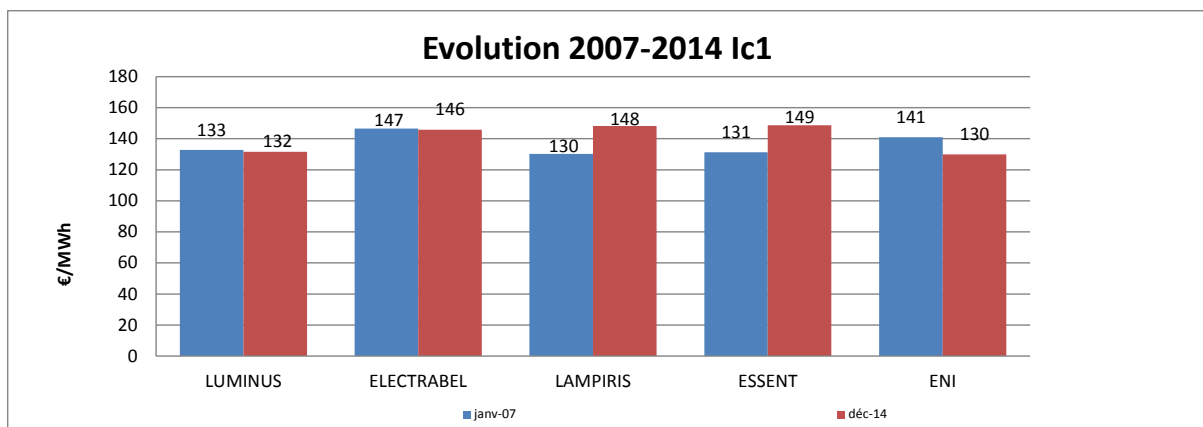
22. L'évolution du prix moyen final tous fournisseurs confondus entre décembre 2013 et décembre 2014 a diminué de 22,26 EUR/MWh soit de 10,51%. Sur cette période, le prix final auprès de tous les fournisseurs est en baisse mais à des intensités différentes : de plus de 12,00% pour LUMINUS et ELECTRABEL soit plus de 27,00 EUR/MWh, de 11,83% pour ENI soit plus de 25,00 EUR/MWh, de 8,87% pour ESSENT soit un peu plus de 18,50 EUR/MWh et de 5,80 % pour LAMPIRIS soit un peu plus de 11,50 EUR/MWh.

23. Il en ressort donc que le prix final au consommateur (toutes taxes comprises) pour ELECTRABEL, LUMINUS et dans une moindre mesure ENI affiche une baisse continue de leurs tarifs. L'évolution du prix final au consommateur (toutes taxes comprises) pour LAMPIRIS et ESSENT est à la hausse pour 2013 et ensuite enregistre une baisse en 2014.

III.1.2 Clients professionnels

24. Entre janvier 2007 et décembre 2014, le prix final au consommateur (toutes taxes comprises) a augmenté, en moyenne, de 3,31% pour un client Ic1 et de 25,46% pour un client Ic.

25. Les graphiques ci-dessous illustrent l'évolution du prix moyen par fournisseur pour un client Ic1 entre, d'une part, janvier 2007 et décembre 2014 et, d'autre part, entre décembre 2012 - décembre 2013 et décembre 2014.



26. L'évolution du prix moyen final tous fournisseurs confondus entre décembre 2012 et décembre 2014 est assez stable. La hausse du prix final est observée chez ELECTRABEL, LAMPIRIS et ESSENT. Tandis que le prix final est en baisse pour LUMINUS et ENI.

27. L'évolution du prix moyen final tous fournisseurs confondus entre décembre 2012 et décembre 2013 a diminué de 1,57 EUR/MWh soit de 2,10%. Sur cette période, le prix final auprès de tous les fournisseurs a baissé excepté pour ESSENT.

28. L'évolution du prix moyen final tous fournisseurs confondus entre décembre 2013 et décembre 2014 a augmenté de 3,01 EUR/MWh soit de 2,25%. Sur cette période, le prix final auprès de tous les fournisseurs est en hausse mais à des intensités différentes excepté pour LUMINUS.

29. L'évolution du prix final au consommateur est principalement due à l'importance relative du prix du fournisseur (prix de l'énergie) et du tarif du réseau de distribution dans le prix final au consommateur. Les évolutions disparates entre les zones de distribution (voir figures 1.1. – 1.30) sont liées aux évolutions des tarifs de réseau de distribution. Ceci sera abordé plus loin dans l'étude.

III.2 Aperçu des principales composantes

30. Les figures 2.1. à 2.20. présentent les six principales composantes du prix final au consommateur en valeurs absolues pour les clients type Dc et Ic1 :

- prix du fournisseur (prix de l'énergie)
- contribution énergie renouvelable et cogénération
- tarif de transport (hors prélèvements publics)
- tarif de distribution (hors prélèvements publics)
- prélèvements publics
- taxe sur l'énergie et TVA

Figure 2 : Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 2.1.

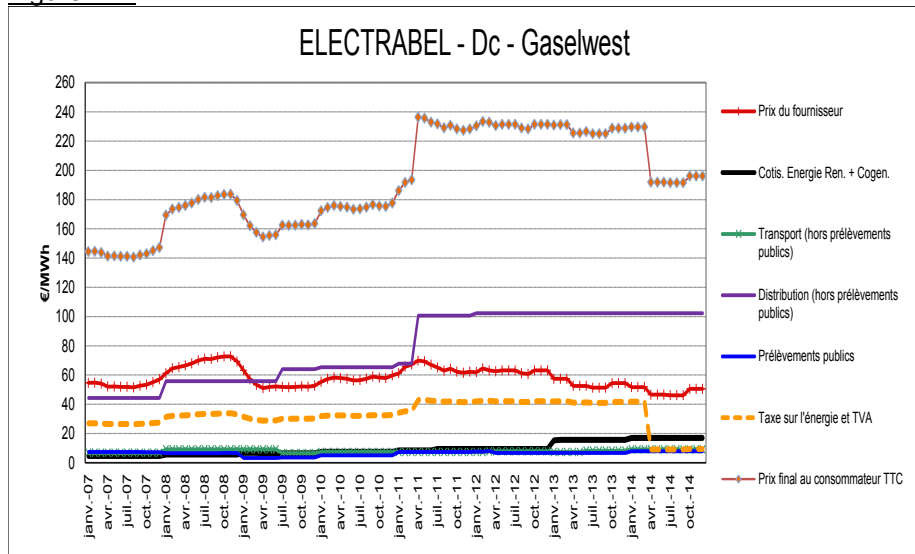


Figure 2.2.

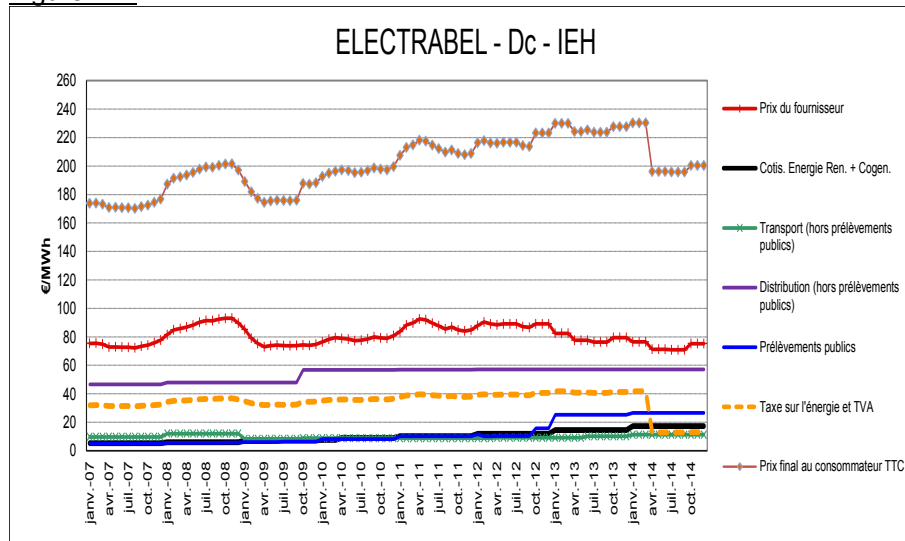


Figure 2.3

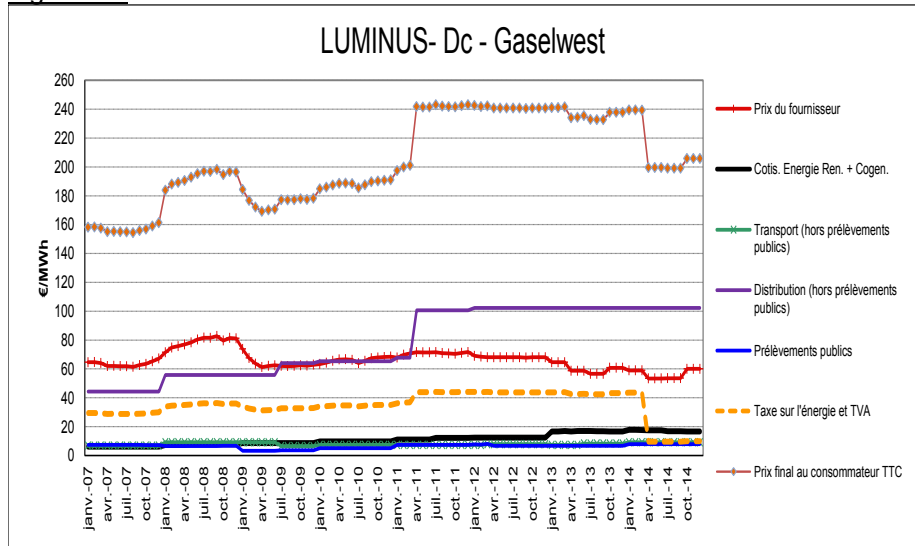


Figure 2.4.

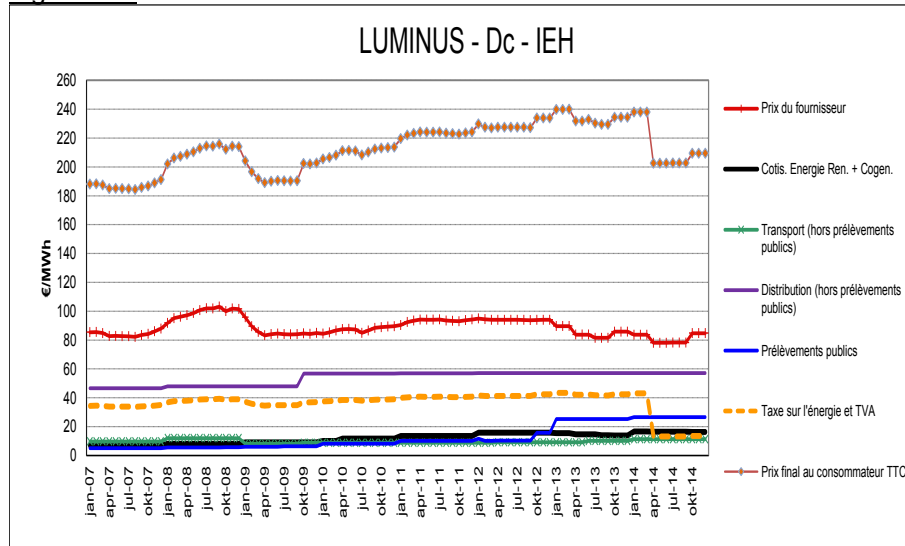


Figure 2 : Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 2.5.

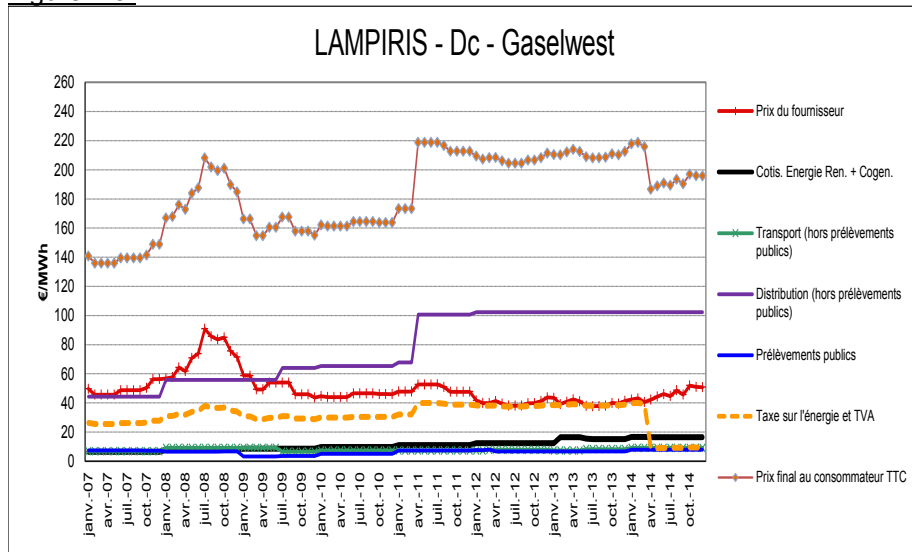


Figure 2.6.

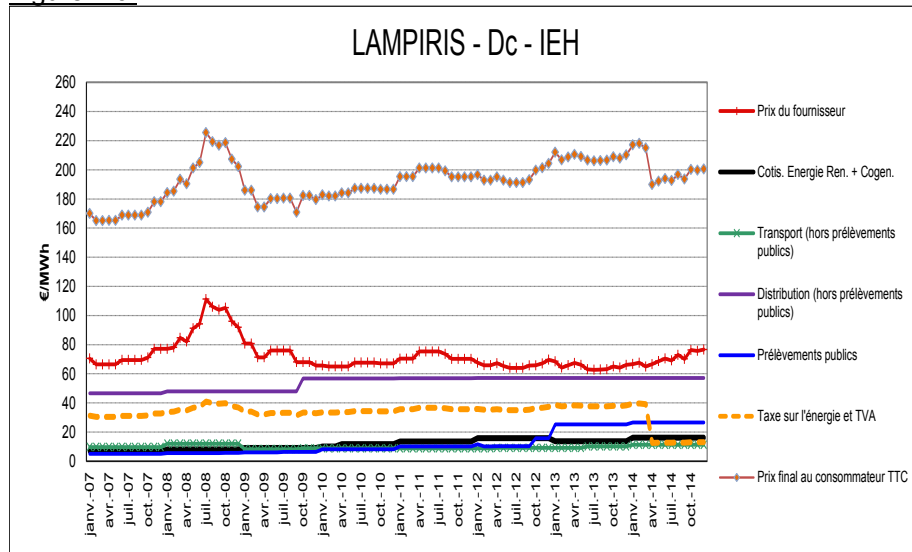


Figure 2.7

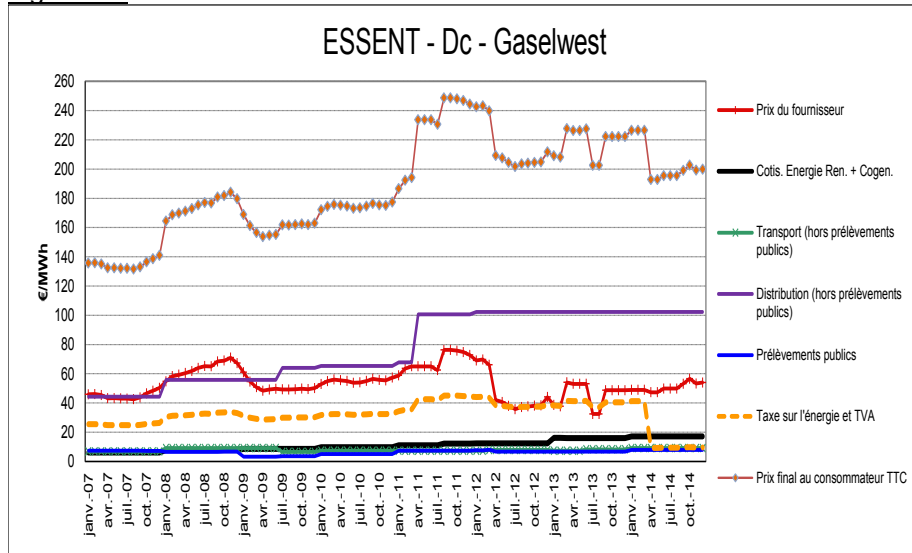


Figure 2.8.

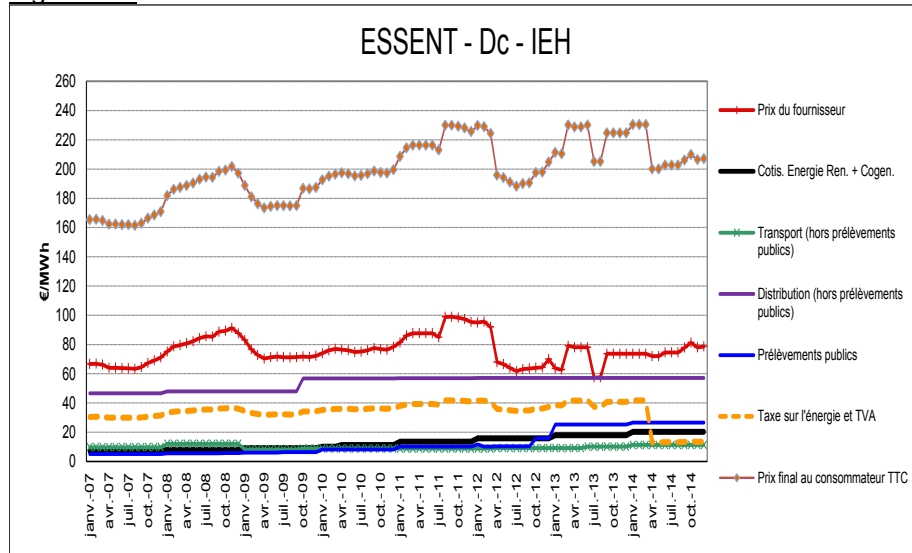


Figure 2 : Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

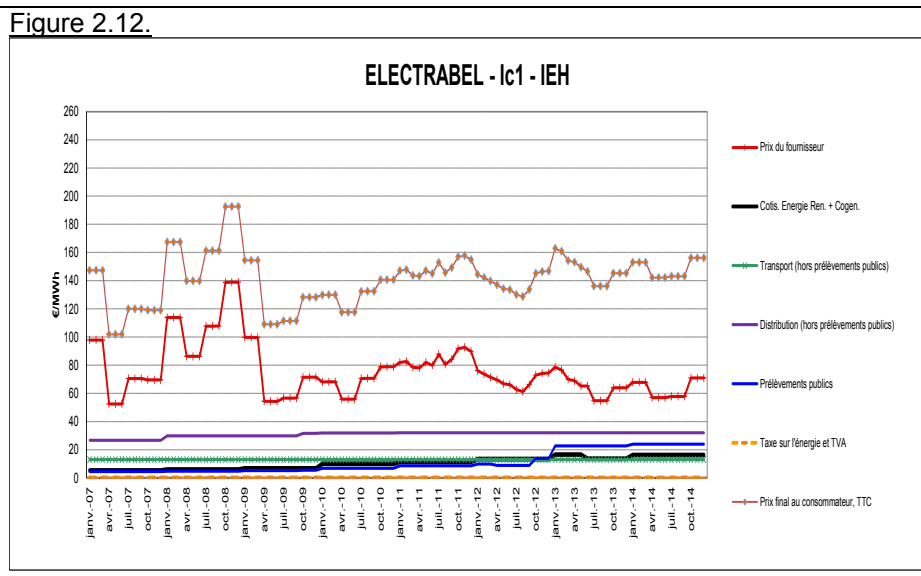
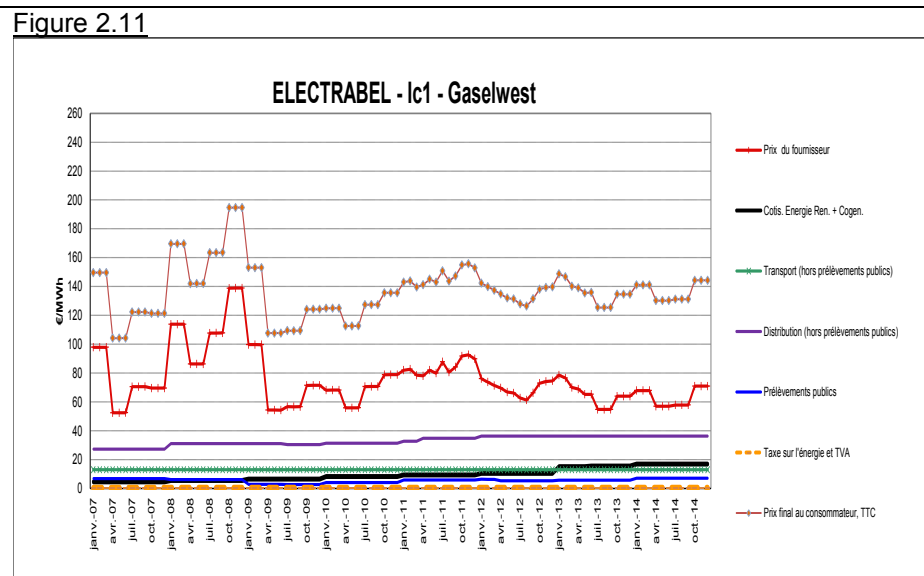
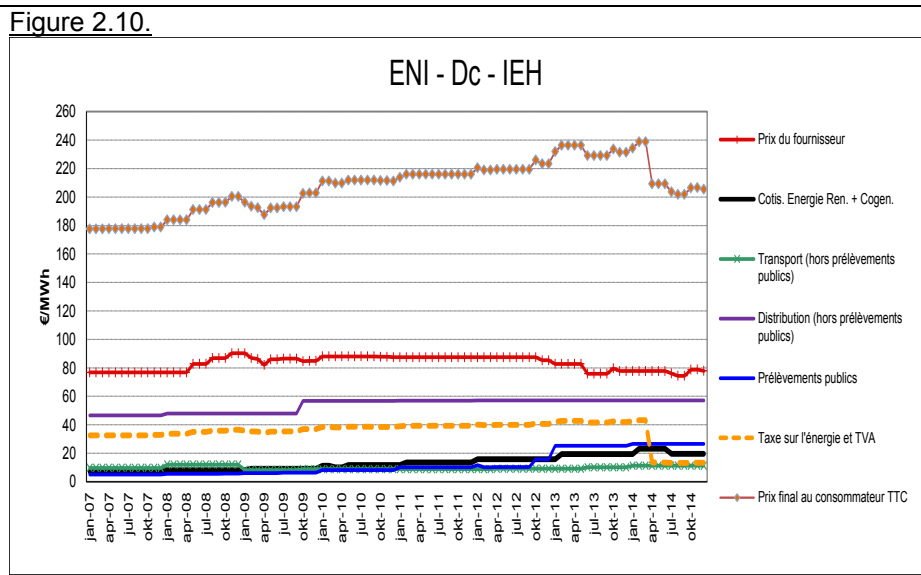
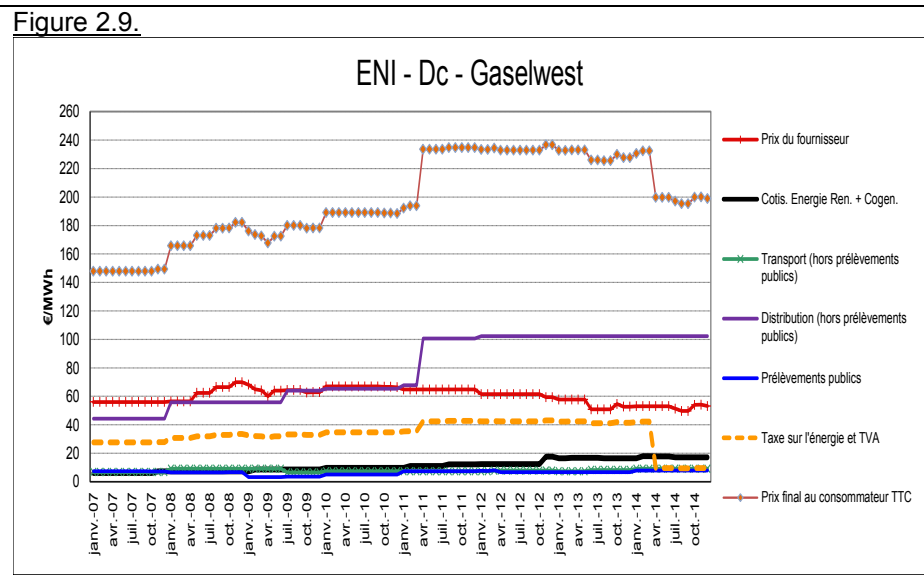


Figure 2 : Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

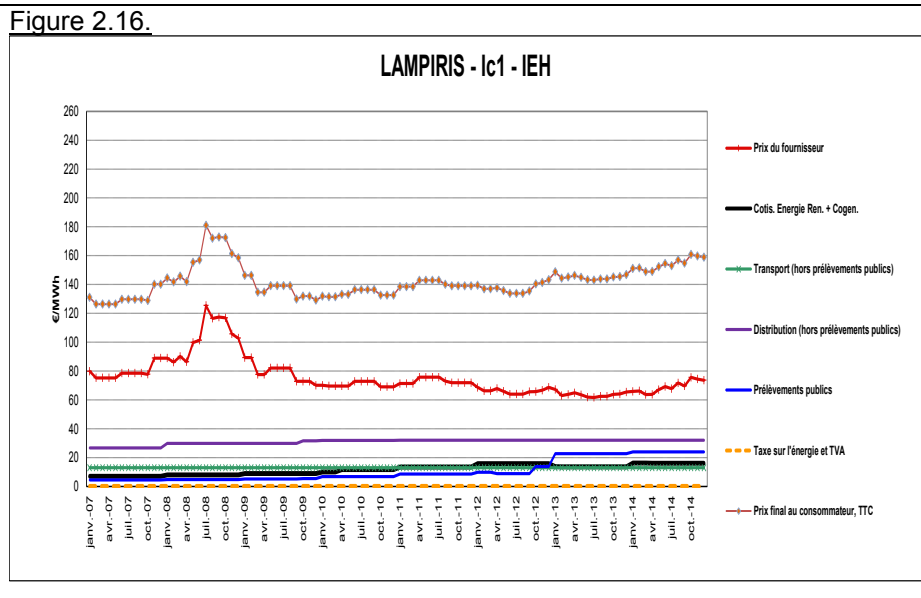
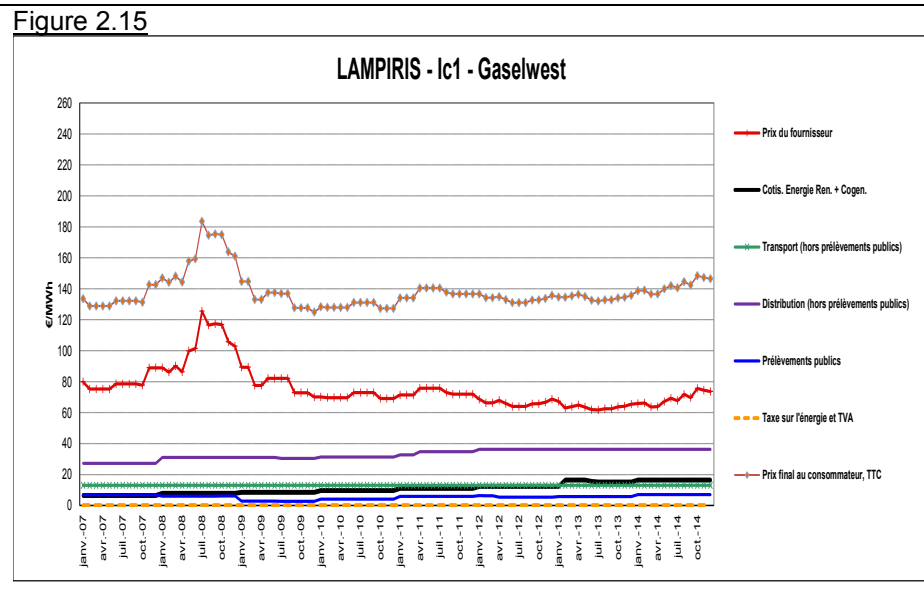
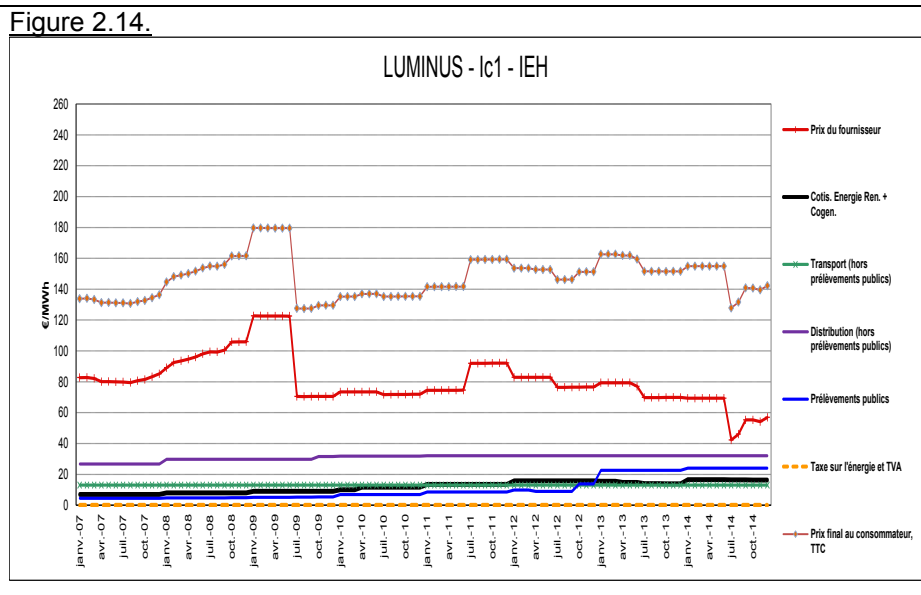
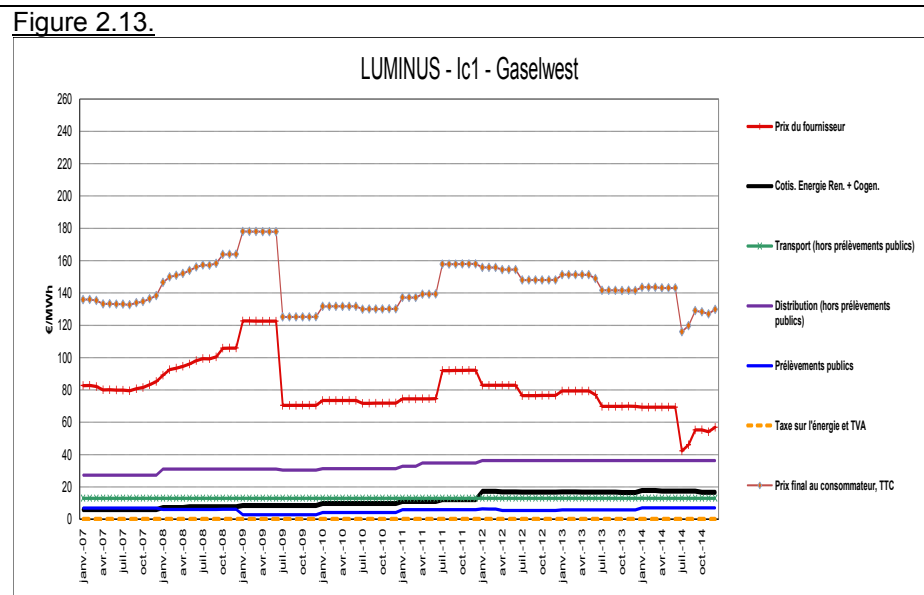


Figure 2 : Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 2.17.

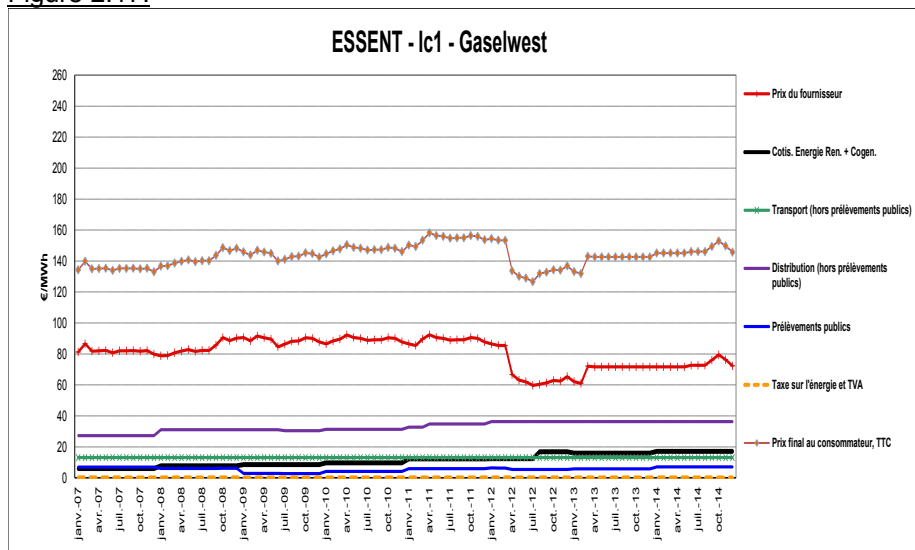


Figure 2.18.

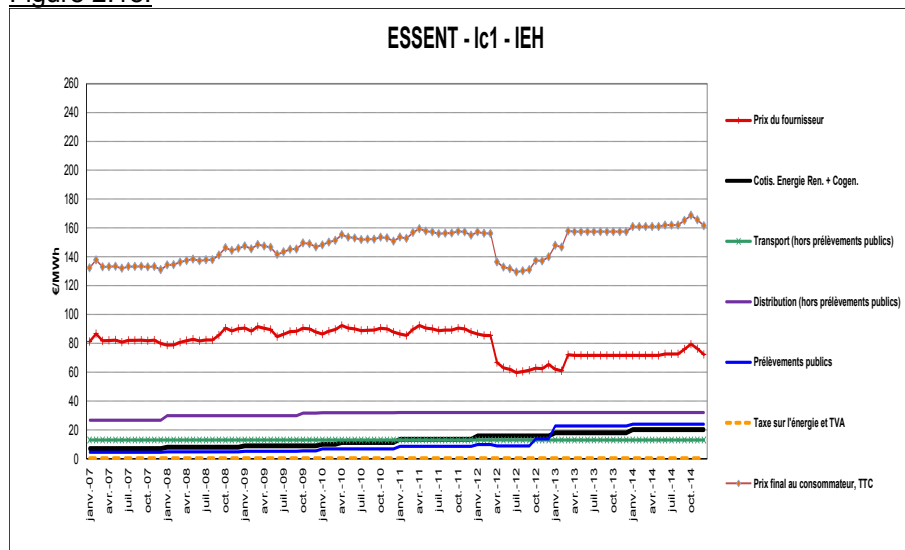


Figure 2.19

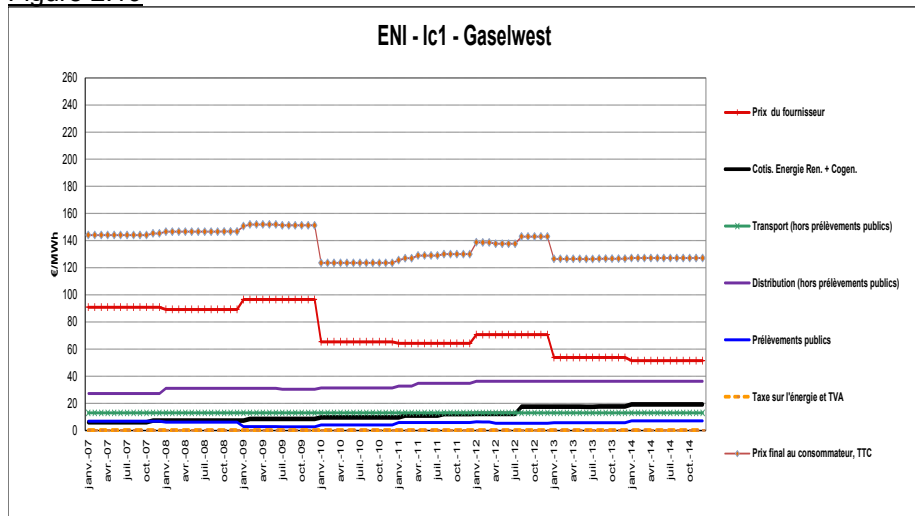
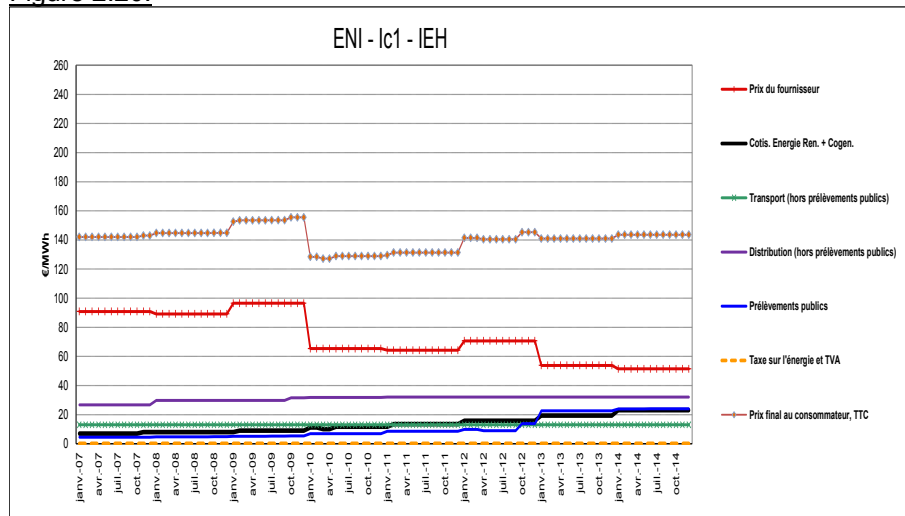


Figure 2.20.

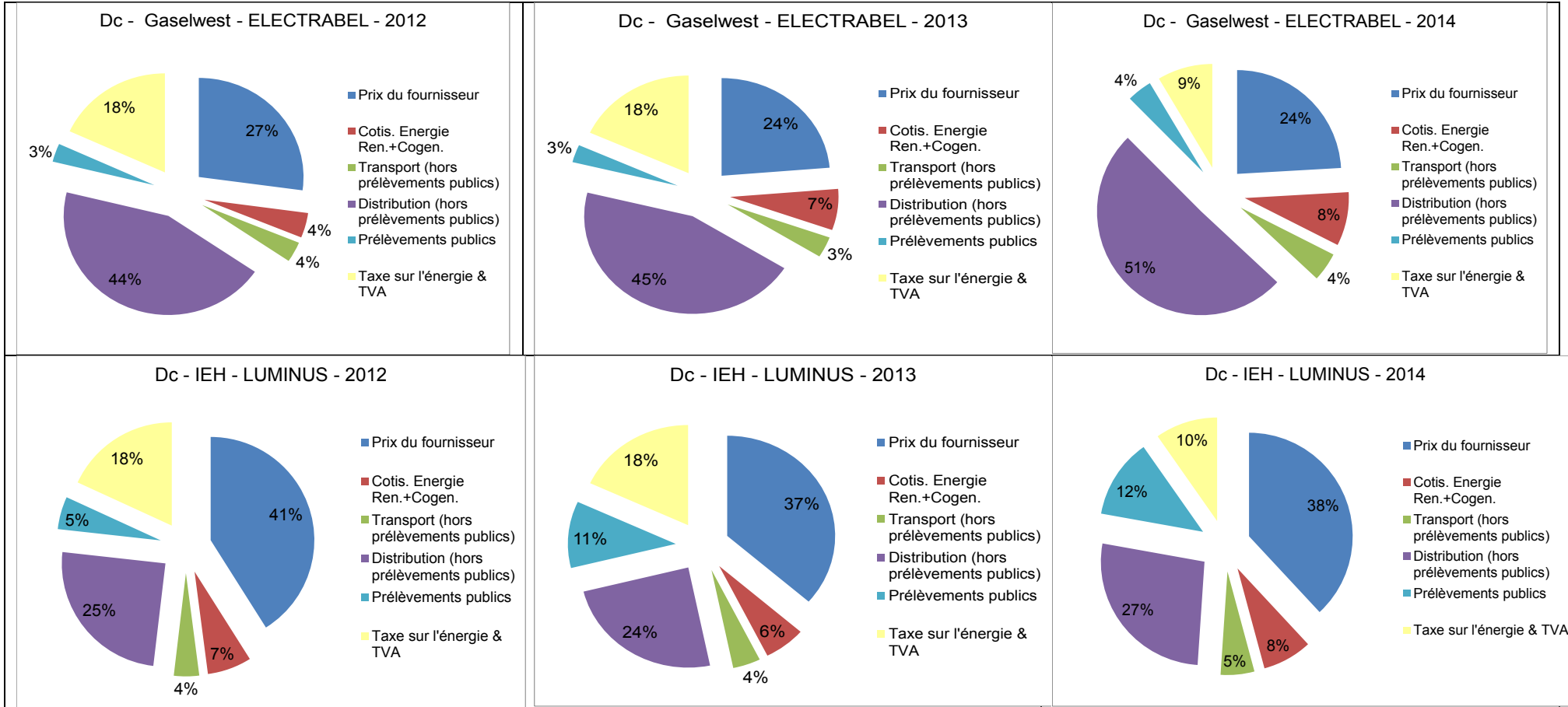


31. Les trois composantes tarifaires qui déterminent les grandes tendances des prix sont :

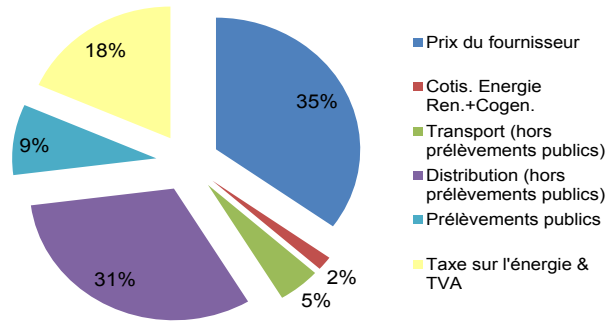
- les tarifs du réseau de distribution ;
- le prix du fournisseur (prix de l'énergie) ;
- la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels).

Bien que la contribution énergie renouvelable et cogénération ait une importance relative moindre dans le prix final au consommateur, cette composante a plus que doublé depuis 2007. La politique énergétique et l'obligation de quota y afférente dans les Régions sont à l'origine de cette hausse. Ce point est développé au numéro 99.

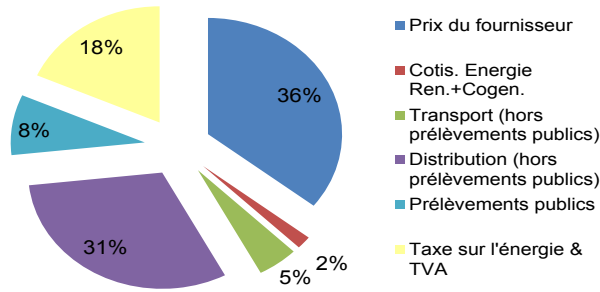
32. Comme l'illustrent les exemples suivants (basés sur les chiffres de 2012, 2013, 2014), les poids relatifs des différentes composantes peuvent varier fortement entre les clients type (profil de consommation et niveau de tension du raccordement), les zones de distribution, les régions ainsi que les fournisseurs.



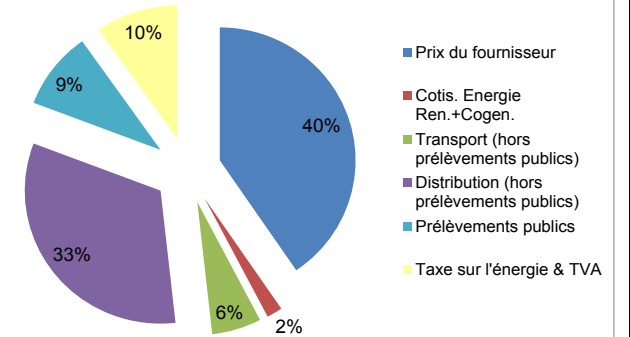
Dc - Sibelga - LAMPIRIS - 2012



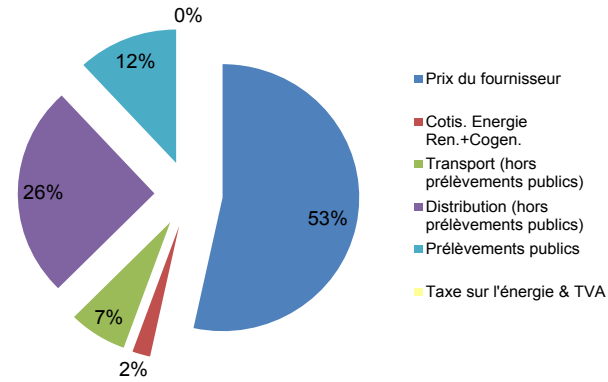
Dc - Sibelga - LAMPIRIS - 2013



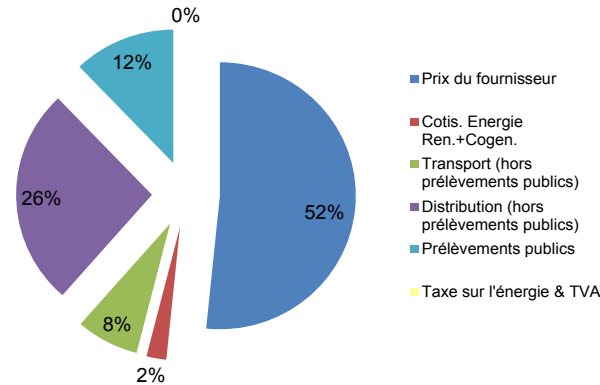
Dc - Sibelga - LAMPIRIS - 2014



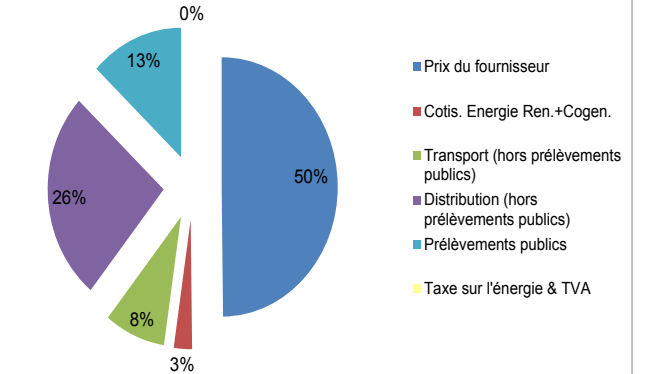
Ic1 - Sibelga - ELECTRABEL - 2012



Ic1 - Sibelga - ELECTRABEL - 2013



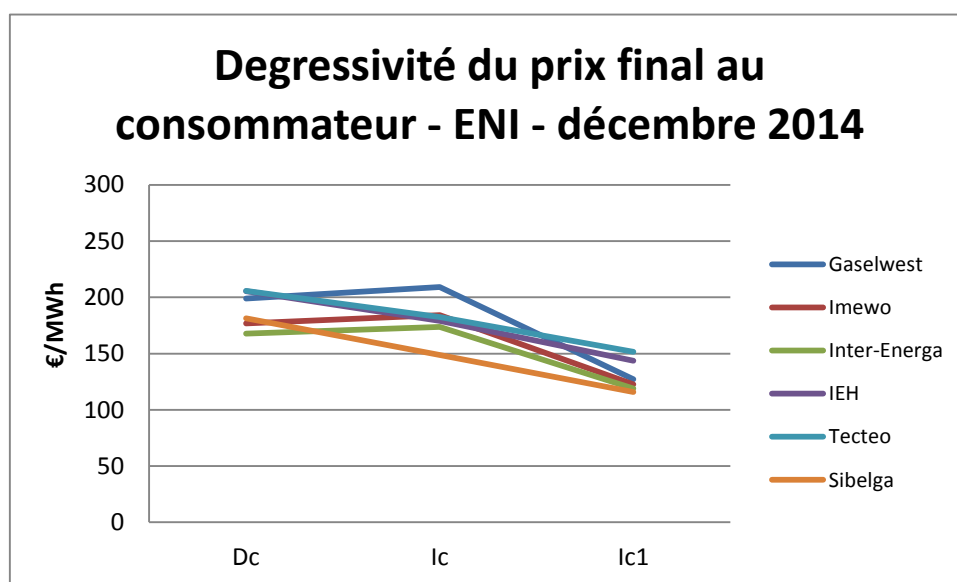
Ic1 - Sibelga - ELECTRABEL - 2014



33. La composante « TVA et taxe sur l'énergie », qui représente environ 18 % du prix final des clients résidentiels BT² en 2012 et 2013 et 10% en 2014, est inexistante pour le client professionnel Ic1 raccordé en MT³.

34. En raison de la cascade des coûts entre les différents niveaux de tension, la dégressivité des tarifs de réseau de distribution est importante. Le tarif MT n'atteint, dans la plupart des cas, que la moitié de celui BT. Ceci explique que la part du tarif de réseau de distribution dans le prix final diffère pour un client Dc ou un client Ic1.

35. Le graphique suivant présente la dégressivité du prix final au consommateur en décembre 2014 pour ENI dans les différentes zones de distribution respectivement.



La dégressivité des tarifs est due à :

- la tarification des fournisseurs qui peut être différenciée par niveau d'utilisation;
- la cascade des frais du réseau de distribution entre les niveaux de tension;
- la TVA déductible chez les clients professionnels et la taxe énergie nulle pour le client type Ic1.

36. L'importance de la composante « prix du fournisseur » dans le prix final aux clients résidentiels dépend d'une région à l'autre. Ceci est dû aux kWh gratuits alloués en Flandre mais pas dans les autres régions (Région wallonne et Région de Bruxelles-Capitale). Notons également que LAMPIRIS dispose d'un tarif fournisseur différencié par région.

² BT = basse tension

³ MT = moyenne tension

Pour le client type Dc, les 500 kWh accordés gratuitement permettent de maintenir le prix du fournisseur (prix de l'énergie) en Flandre à approximativement 22,82 EUR/MWh inférieur à celui pratiqué en régions wallonne et Bruxelles-Capitale. La récupération des coûts des kWh gratuits se fait toutefois via une obligation de service public (OSP) imposée au GRD , ce qui alourdit les tarifs de réseau de distribution en Flandre.

un ménage de 4 personnes (consommation annuelle =3500 kWh) a droit à 500 kWh gratuits								
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
prix unitaire des kWh gratuits (hors TVA) EURO/MWh	145,5	142,5	154,2	147,4	158,2	181,5	175,25	173,01
réduction sur base annuelle en EURO	72,74	71,26	77,12	73,69	79,11	90,77	87,63	86,51
réduction sur base annuelle en EURO/MWh	20,78	20,36	22,03	21,06	22,60	25,93	25,04	24,72

III.3 Prix du fournisseur (prix de l'énergie)

37. Les résultats présentés ci-dessous correspondent au prix du fournisseur (prix de l'énergie) sans tenir compte des kWh gratuits applicables en Flandre (cf. le prix du fournisseur en Wallonie). Les figures de gauche présentent les résultats en valeur absolue tandis que les figures de droite présentent l'évolution relative par rapport à janvier 2007.

Figure 3 : Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (énergie)

Figure 3.1.

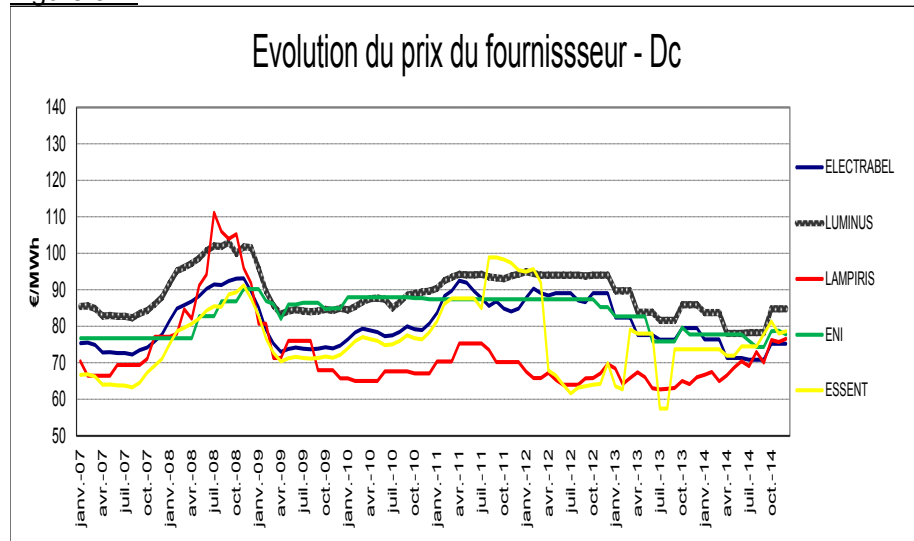


Figure 3.2.

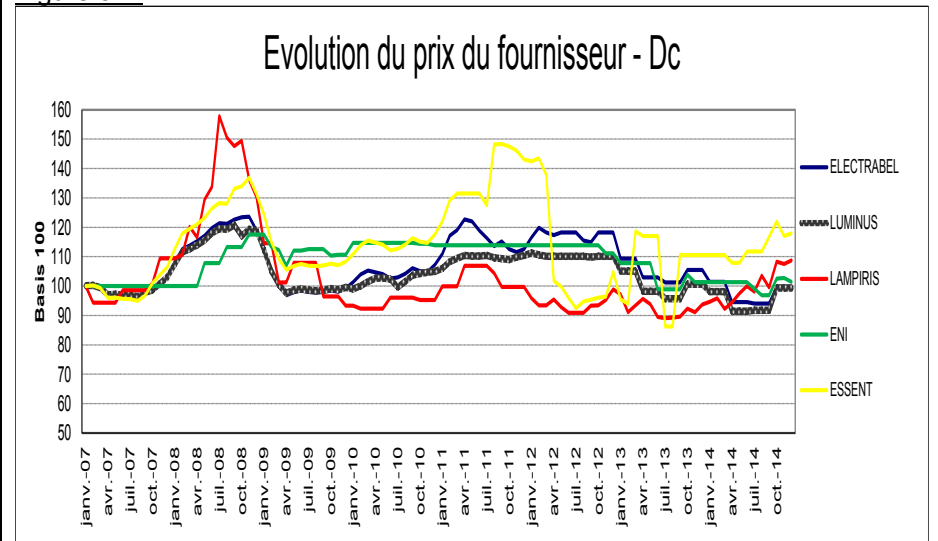


Figure 3.4

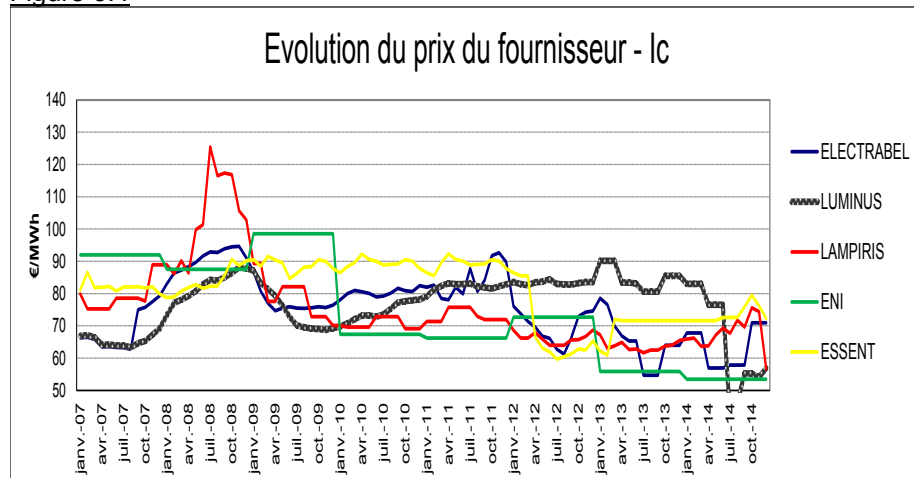


Figure 3.5.

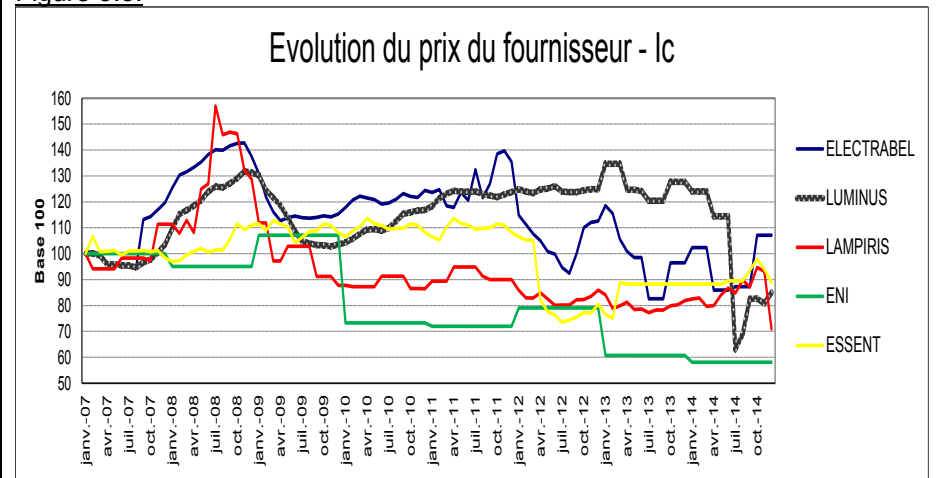
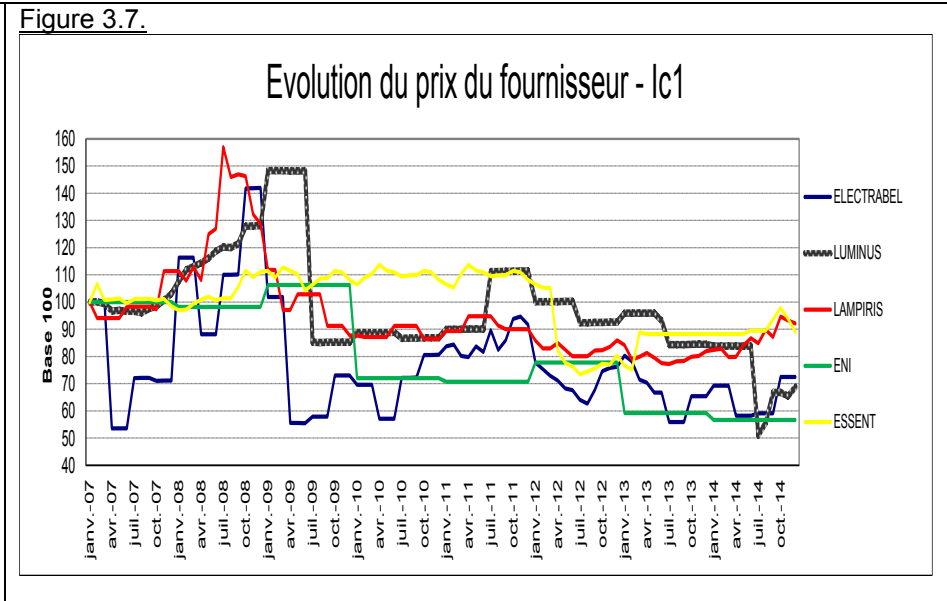
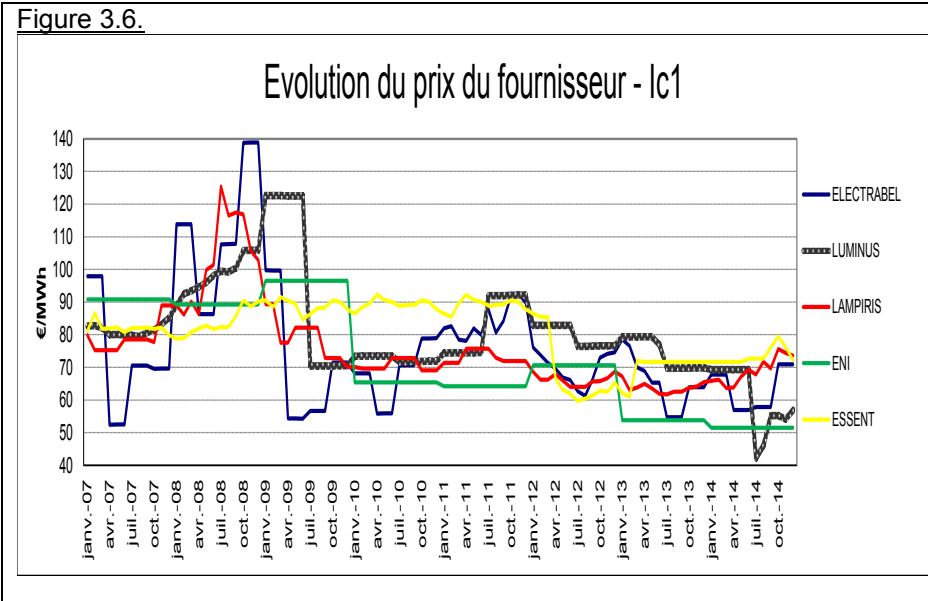


Figure 3 : Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (énergie)



III.3.1 Gel des prix depuis avril 2012

38. Le législateur a introduit, via la loi du 8 janvier 2012⁴, une régulation du filet de sécurité au sein du marché belge de l'énergie. Cette régulation du filet de sécurité vise spécifiquement les prix variables de l'énergie pour les clients résidentiels et les PME⁵. Concrètement, cela signifie que les fournisseurs d'énergie doivent, à l'avenir, se soumettre à un contrôle par la CREG des adaptations des prix de l'énergie et des modifications des formules de prix pour les ménages et les PME.

39. La régulation du filet de sécurité consiste, pour la période comprise entre le 1er avril 2012 et le 31 décembre 2012, en un gel temporaire des indexations des contrats variables. A partir du 1er avril 2012, l'indexation à la hausse du prix variable de l'énergie pour la fourniture d'électricité est interdite.

40. La régulation du filet de sécurité entre pleinement en vigueur le 1er janvier 2013. Cela signifie que des indexations sont possibles pour les prix variables de l'énergie le 1^{er} janvier, le 1^{er} avril, le 1^{er} juillet et le 1^{er} octobre. Les indexations proposées doivent toutefois être annoncées auprès de la CREG qui en vérifie l'exactitude ex post. Les paramètres d'indexation utilisés par les fournisseurs doivent, en outre, respecter la liste exhaustive des critères autorisés repris dans l'arrêté royal du 21 décembre 2012⁶ soit :

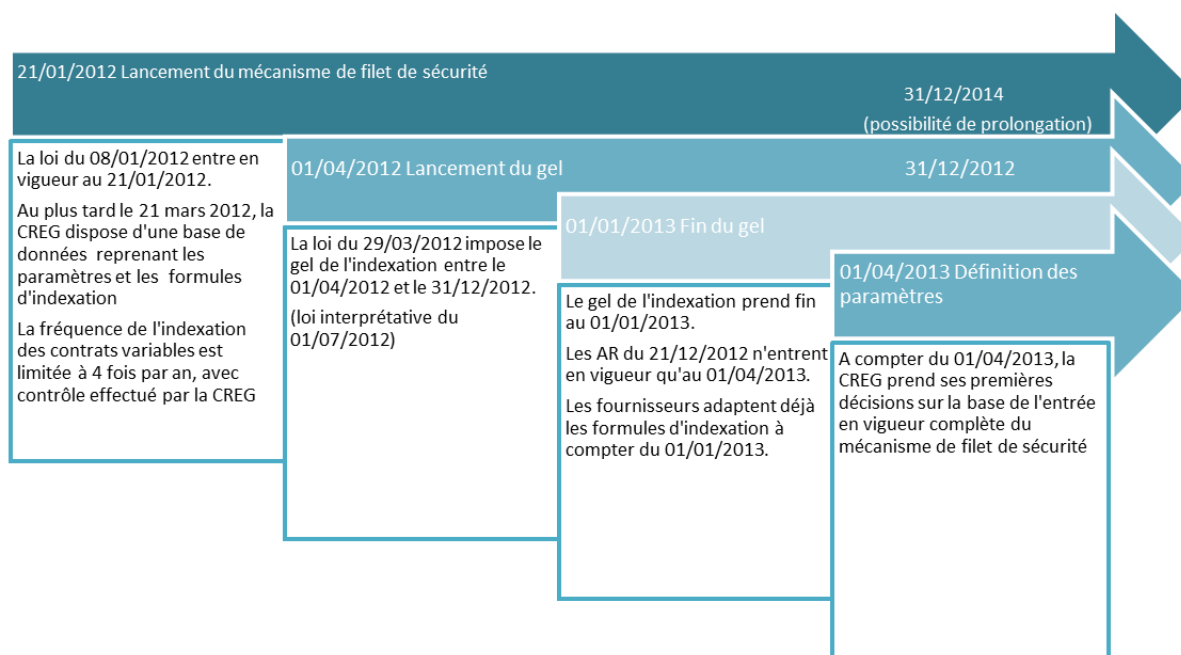
- les paramètres d'indexation ne doivent évoluer qu'en fonction de l'évolution des coûts réels d'approvisionnement qui représentent la majorité des coûts supportés par les fournisseurs ;
- le nom des paramètres d'indexation doit refléter de manière explicite sur quelles bases ils ont été calculés ;
- les paramètres d'indexation doivent être calculés uniquement sur base des cotations boursières du marché CWE.
- les paramètres d'indexation doivent se baser sur des données ou cotations transparentes, objectives et vérifiables, notamment par la Commission, publiées par des bourses ou des organismes de cotation reconnus en ce qui concerne les prix de la zone CWE.

⁴ Loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

⁵ Les PME présentant une consommation annuelle d'électricité inférieure à 50.000 MWh entrent dans le champ d'application de la régulation du filet de sécurité.

⁶ Arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant la liste exhaustive des critères admis pour l'indexation du prix de l'électricité par les fournisseurs

41. La figure ci-dessous reprend, de manière schématique, les différentes étapes du filet de sécurité.



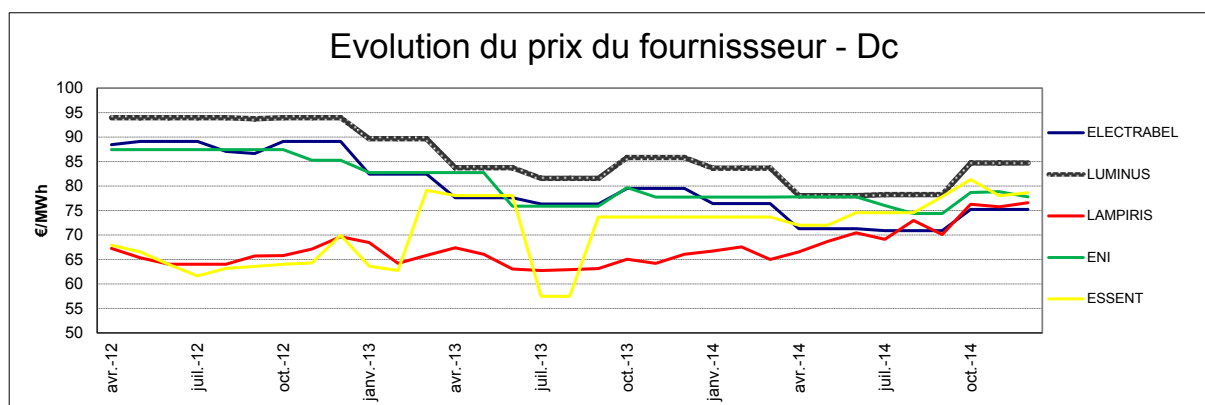
42. Dans l'étude relative aux composantes tarifaires, le gel des prix a un impact sur le client type Dc. Les clients professionnels Ic et Ic1 n'entrent pas dans le champ d'application du gel des prix étant donné que leur consommation annuelle est supérieure à 50.000 MWh. Le tableau suivant offre un aperçu des tarifs pour l'électricité pour un client Dc (tels que repris dans cette étude), du type de tarif (fixe ou variable) et du fait que le gel des prix s'applique ou non.

Tarif	Type	Gel des prix applicable
Electrabel EnergyPlus/ Easy Indexé	Variable	OUI
Luminus Actif/Actif +	Variable	OUI
Lampiris énergie verte/Lampiris ZEN	Fixe	NON
Nuon Comfort 3 ans/ENI relax 3 ans	Fixe	NON
Essent Fixe vert 1 an	Fixe	NON

43. Le gel des prix peut être observé dans le graphique 3.1 pour ELECTRABEL et LUMINUS. Depuis mars 2012, les prix sont restés constants ou ont diminué. Pour les autres fournisseurs offrant un produit fixe, on constate entre mars 2012 et décembre 2012 également une constance ou une diminution.

44. Depuis l'entrée en vigueur de la régulation du filet de sécurité en janvier 2013, on constate, pour les produits de type variable, une baisse des prix jusqu'en septembre 2013.

Au dernier trimestre 2013, ces produits affichent un prix à la hausse. Début 2014, les prix des produits variables sont à nouveau en baisse et ce jusqu'en septembre 2014. A partir du mois d'octobre 2014, le prix est en hausse. Pour les produits de type fixe, on constate, durant le premier trimestre 2013, une hausse de prix chez LAMPIRIS et ESSENT au contraire d'ENI qui reste assez stable. Durant le courant du deuxième trimestre 2013, les prix des produits fixes affichent une baisse qui se prolonge au troisième trimestre avant de reprendre une tendance à la hausse. En 2014, les prix des produits fixes évoluent différemment selon les fournisseurs : LAMPİRIS reste avec un prix en hausse, celui de ENI est stable et celui de ESSENT est stable excepté au dernier trimestre où il est en hausse.



III.3.2 Clients résidentiels

45. Entre janvier 2007 et décembre 2014, le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 5,41%. L'évolution en valeur absolue varie cependant par fournisseur de 0,22% (ELECTRABEL) à 17,91% (ESSENT).

46. Il y a lieu de constater, de manière générale, que le prix de l'énergie est en hausse depuis janvier 2007 jusqu'en novembre 2008. Par la suite, nous observons une diminution importante du prix de l'énergie qui perdure jusqu'en été 2009 pour la plupart des fournisseurs. Celle-ci est causée par la diminution des indices⁷. À partir de l'automne 2009, les indices et donc le prix de l'énergie augmentent à nouveau. Cette hausse se poursuit jusqu'à l'été 2011. Par la suite, on observe une évolution différente par fournisseur. A partir d'avril 2012, le prix de l'énergie est constant ou en diminution en raison du gel des prix. A partir de janvier 2013, le prix de l'énergie de certains fournisseurs est à la baisse au contraire d'autres qui affichent des prix en hausse. A partir de janvier 2014, le prix de l'énergie de

⁷ La diminution des indices est due à la baisse des prix du carburant fossile. Le prix du gaz a fortement baissé à la suite de l'excédent de l'offre résultant de la crise économique et de l'exploitation de shale gas.

certain fournisseurs est à la baisse au contraire d'autres qui affichent des prix en hausse ou stables.

47. Les évolutions constatées dans le prix du fournisseur sont, dès lors, liées à l'évolution des indices. Les formules tarifaires n'évoluent guère au fil du temps jusqu'en décembre 2012.

- Electrabel Energyplus est resté inchangé entre janvier 2007 et décembre 2012. Durant cette période, l'évolution du tarif peut s'expliquer par l'évolution des indices Ne et Nc;
- Luminus Actief a connu une modification tarifaire en octobre 2008 à la suite de l'introduction du nouveau paramètre lem. Selon LUMINUS, l'utilisation de cet indice s'inscrit dans une stratégie de hedging logique et naturelle représentative de son portefeuille et tient compte de la compétitivité du fournisseur. En juillet 2010, le terme proportionnel de Luminus Actief⁸ a diminué de 5,00%;
- Essent Variable a connu une hausse tarifaire en octobre 2007⁹, septembre 2008¹⁰ et novembre 2008¹¹. En avril 2010, ESSENT a changé son nom en Essent variable vert, mais les formules tarifaires demeurent inchangées. Depuis avril 2011¹², Essent utilise deux nouveaux paramètres : NeQ (au lieu de Ne) et PIQ (au lieu de Nc). La composition des formules tarifaires demeure toutefois inchangée. A partir d'août 2011, Essent Vert Fixe 1 an constitue le tarif de référence;
- Nuon Comfort est un produit fixe et n'est donc pas indexé comme les tarifs des fournisseurs susmentionnés. À partir de janvier 2007 jusqu'en avril 2008 inclus,

⁸ Dans la formule pour kWh-jour ($3,24*Ne+1,694*lem$), la composante en Ne est remplacée par 2,96. Dans la formule pour kWh-nuit ($1,5455*Ne+1,396*iem$), la composante en Ne est remplacée par 1,4132

⁹ La rémunération fixe augmente de $43,05*Ne$ à $48,05*Ne$

¹⁰ Le terme proportionnel jour change de $(2,45*Ne+1,75*Nc)$ à $(2,95*Ne+1,59*Nc)$. Le terme proportionnel nuit change de $(0,75*Ne+1,45*Nc)$ à $(0,85*Ne+1,45*Nc)$.

¹¹ Le terme proportionnel jour change de $(2,95*Ne+1,59*Nc)$ à $(3,04*Ne+1,67*Nc)$. Le terme proportionnel nuit change de $(0,85*Ne+1,45*Nc)$ à $(0,85*Ne+1,47*Nc)$.

¹² La CREG ne publie plus les paramètres Ne et Nc à partir d'avril 2011. Les deux paramètres avaient été établis avant la libéralisation du marché par la Commission de contrôle de l'électricité et du gaz. A la suite de la libéralisation, ce ne sont cependant plus les pouvoirs publics qui déterminent les prix de l'électricité. Par ailleurs, la CREG a constaté que le paramètre Nc ne reflète plus l'évolution des coûts réels de production et d'achat de l'électricité en Belgique. Par conséquent, la CREG a décidé de ne plus publier les paramètres Ne et Nc dont elle ne peut plus garantir la pertinence. Pour de plus amples informations, cf. article de presse du 8 avril 2011 : « La CREG demande aux fournisseurs d'électricité d'adapter leurs tarifs afin de suivre correctement l'évolution des prix sur le marché ».

un même prix est facturé au client ¹³. Des hausses tarifaires ont ensuite lieu en mai 2008, août 2008 et novembre 2008. Après cela, on observe des diminutions tarifaires mensuelles jusqu'en mai 2009 inclus. Par la suite, le tarif se stabilise. À partir de janvier 2010, Nuon Comfort 3 ans devient le tarif de référence. Ce tarif est inchangé pour la période de janvier 2010 - septembre 2010, octobre 2010 - novembre 2010 et décembre 2010 - juillet 2012. Depuis novembre 2012, le tarif Nuon confort 3 ans est remplacé par le tarif Eni relax 3 ans qui devient dès lors le tarif de référence. Notons que ce produit Eni relax 3 ans présente la particularité suivante: pour un client disposant d'un compteur bihoraire, 75% de la consommation jour sont facturés au tarif jour et 25% de la consommation jour sont facturés au tarif nuit et la consommation nuit effective est entièrement facturée au tarif de nuit. Cette particularité ne s'applique qu'à la composante énergie;

- hormis NUON et ESSENT (à partir d'août 2011), LAMPIRIS aussi possède un tarif fixe. Ce tarif est beaucoup plus volatil que les autres produits, comme l'illustre la figure 3.3. Ainsi, la soudaine hausse tarifaire en juillet 2008 saute aux yeux, laquelle est suivie d'une diminution rapide. Ces évolutions tarifaires soudaines s'expliquent par la corrélation étroite qui existe entre ce produit et les évolutions sur le marché de l'énergie (pétrole – et gaz naturel).

48. Le 1^{er} janvier 2013, le filet de sécurité est entré en vigueur ainsi que les règles à suivre pour les paramètres d'indexation édités dans l'arrêté royal du 21 décembre 2012. A partir de cette date, les fournisseurs ont modifié leur formule tarifaire et les paramètres d'indexation :

- ELECTRABEL a choisi comme paramètre d'indexation **Epi** (« Electricity price index »). **Epi** représente le prix sur le marché de gros pour la fourniture d'électricité pour un profil de prélèvement constant. Ce paramètre se calcule sur base de la moyenne arithmétique des cotations sur le marché de gros en Allemagne (publiées par EEX), en France (publiées par Powernext), aux Pays-Bas (publiées par ENDEX) et en Belgique (publiées par Endex) pour les trois livraisons avec les délais suivants, qui sont toutes prises en considération pour un tiers :

¹³ Cette étude se base sur la supposition que les tarifs de mai 2007 ont déjà commencé à être appliqués en janvier 2007. Vous trouverez de plus amples informations à ce sujet dans l'annexe A.

- Cal y-2 représente la moyenne arithmétique des cotations, pour l'année calendrier de fourniture, relevées au cours de l'année précédant de deux ans l'année de fourniture.
- Cal y-1 représente la moyenne arithmétique des cotations, pour l'année calendrier de fourniture, relevées au cours de l'année précédant l'année de fourniture.
- Trim t-1 représente la moyenne arithmétique des cotations du trimestre de fourniture, relevées au cours du trimestre précédent.

La formule du tarif pris d'Energyplus inclut donc ce nouveau paramètre en lieu et place des paramètres Nc et Ne¹⁴.

- LUMINUS a choisi le paramètre d'indexation suivant pour l'électricité : **EMarketCWE**. **EmarketCWE** représente le prix pour la fourniture d'électricité « baseload » sur le marché belge, publié sur le site Internet d'Endex (www.apx-endex.be), au cours du trimestre Q de l'année Y et est calculé comme suit :

$$\text{EMarketCWE} = 1/3 \times \text{Endex12-12-12} + 1/3 \times \text{Endex 12-0-12} + 1/3 \times \text{Endex 3-0-3}$$
où les composantes sont les suivantes :

- « Endex 12-12-12 » représente la moyenne arithmétique des cotations de clôture quotidiennes pour la fourniture au cours de l'année Y et publiées au cours de l'année qui précède de deux ans l'année Y (c'est-à-dire Y-2)
- « Endex 12-0-12 » représente la moyenne arithmétique des cotations de clôture quotidiennes pour la fourniture au cours de l'année Y et publiées au cours de l'année qui précède l'année Y (c'est-à-dire Y-1) ;
- « Endex 3-0-3 » représente la moyenne arithmétique des cotations de clôture quotidiennes pour la fourniture au cours du trimestre Q et publiées au cours du trimestre qui précède Q (c'est-à-dire Q-1) ;

LUMINUS adapte aussi ses produits et Luminus Actief+ remplace le produit Luminus Actief et constitue, depuis lors, le tarif de référence. Ce tarif tient compte dans sa formule du nouveau paramètre d'indexation défini ci-dessus¹⁵.

¹⁴ La formule pour kWh-jour $3,608 \cdot \text{Ne} + 1,664 \cdot \text{Nc}$ devient $0,3 + 0,1485 \cdot \text{Epi}$ et la formule pour kWh-nuit $0,792 \cdot \text{Ne} + 1,368 \cdot \text{Nc}$ devient $0,0765 + 0,078 \cdot \text{Epi}$. Le paramètre NC a disparu de la formule.

¹⁵ La formule pour kWh-jour est $0,126 \cdot \text{EMarketCWE} + 1,38$ et la formule pour kWh-nuit est $0,089 \cdot \text{EMarketCWE} + 0,69$. Les paramètres lem et Ne ont disparu de la formule.

- Concernant ESSENT, ENI et LAMPIRIS, les tarifs de référence sont des tarifs fixes et donc ils ne sont pas influencés par les paramètres.

49. Au cours de l'année 2013, les fournisseurs ont modifié leur formule tarifaire et/ou les paramètres d'indexation :

- ELECTRABEL a modifié, à compter du 13 mai 2013, son offre de produit. A partir de cette date, le produit EnergyPlus, servant de référence à cette étude, est remplacé par le produit Easy indexé.
- LUMINUS ne propose plus Actief+ comme produit pour un nouveau client. Le produit Actief+ est donc devenu obsolète¹⁶ à compter du mois d'octobre, ce qui signifie que les consommateurs qui y ont souscrit dans le passé ou dont une conversion dans ce produit a été effectuée par LUMINUS conservent ce produit jusqu'à la fin du contrat, jusqu'à un changement volontaire du consommateur ou jusqu'à un terme définitif prononcé par LUMINUS pour ce produit. L'obsolescence du produit a pour conséquence que les clients ne disposent plus de comparatifs avec les autres produits disponibles actifs sur le marché. Toutefois, ce produit reste le produit de référence pour cette étude car il concerne la majorité des clients LUMINUS.
- LAMPIRIS, à partir du mois de septembre 2013, applique des tarifs différenciés pour les 3 régions. Jusqu'alors, seule Bruxelles avait un tarif différent des autres régions depuis février 2013.

50. En 2014, seul le fournisseur LAMPIRIS a modifié le nom de son produit de base. Depuis fin 2014, le produit Lampiris électricité vert est remplacé par Lampiris zen. Néanmoins la formule reste inchangée.

III.3.3 Clients professionnels

51. Tous les fournisseurs, à part LAMPIRIS, ont transmis des tarifs spécifiques pour les clients professionnels. Pour LAMPIRIS, le même tarif est donc repris pour les clients résidentiels et professionnels. ELECTRABEL a transmis le tarif Electrabel Expert basse tension (Ic) et Electrabel Expert moyenne tension 1 an (Ic1) jusqu'en 2010 inclus. À partir de 2011, Electrabel Direct remplace ces 2 tarifs. LUMINUS a également transmis des tarifs spécifiques pour Ic et Ic1 (Luminus Optimum Pro basse tension et Luminus Optimum Pro moyenne tension), ainsi que ENI. A partir de juillet 2014, les 2 contrats Luminus Optimum

¹⁶ Pas pour les nouveaux clients, uniquement les contrats en cours

sont remplacés par le tarif Business Budget flex 2 ans. ESSENT vert 1 an et ESSENT fixe 1 an ont été facturés respectivement à Ic et à Ic1.

52. Par rapport à janvier 2007, le prix de la composante énergie a diminué en moyenne de 17,97% pour un client Ic et de 24,18% pour un client Ic1. L'évolution peut être différente par fournisseur entre un client Ic et un client Ic1 à la suite des formules tarifaires et des paramètres utilisés. Ce point est expliqué ci-après par fournisseur.

53. Jusqu'en 2010, ELECTRABEL applique le tarif Electrabel Expert basse tension (Ic) et Expert moyenne tension (Ic1). Ces 2 tarifs sont remplacés début 2011 par Electrabel Direct.

- Electrabel Expert basse tension est indexé sur la base de Ne et Nc. L'évolution coïncide, dès lors, avec un client Dc jusqu'en 2010 inclus. À partir de 2011, l'évolution de Ic et Ic1 coïncide avec l'utilisation du tarif Direct ;
- Electrabel Expert moyenne tension se base sur les indices Ne et EBIq. L'indice EBIq reflète l'évolution des prix de l'électricité forward pour le marché de gros belge. La valeur de l'indice EBIq¹⁷ au trimestre Q est la moyenne des prix forward sur le marché de l'énergie Endex de la période commençant le quinzième jour calendrier du deuxième mois et se terminant le quinzième jour calendrier du troisième mois du trimestre Q-1. Les clients moyenne tension bénéficient donc d'un prix qui suit les évolutions à court et moyen terme du marché de l'énergie. Il est caractérisé par des fluctuations de prix et le lissage intervient moins. Ce lissage a toutefois lieu chez les clients basse tension qui bénéficient d'un prix de l'énergie basé sur Ne et Nc ;
- À partir de 2011, Electrabel Direct remplace le tarif Expert (tant pour la BT que la MT). Ce tarif est indexé sur la base du paramètre PPB¹⁸ et Ne ;
- A partir du 15 mars 2013, Electrabel Direct (tant pour la BT que la MT) est indexé sur base du paramètre PPBq¹⁹.

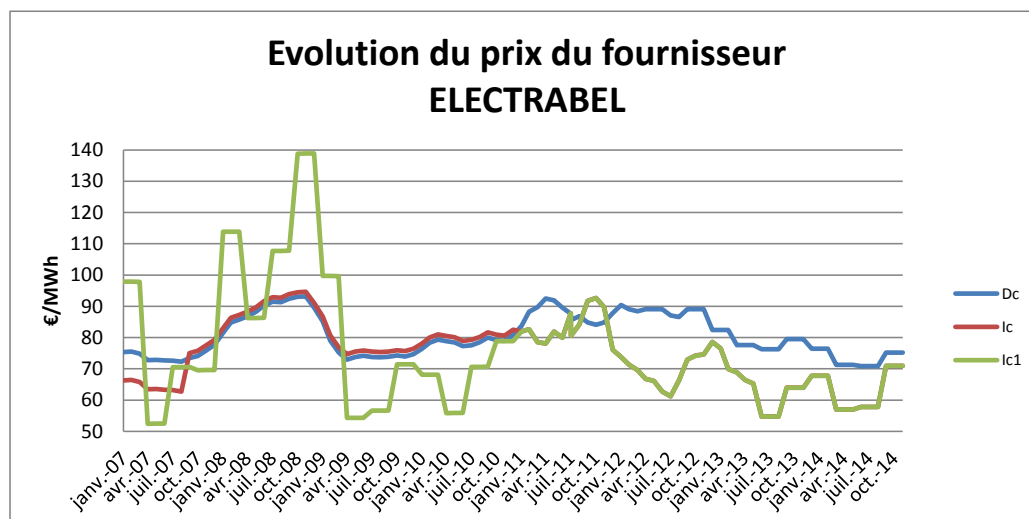
¹⁷ L'indice EBIq pour janvier-mars 2010 est la moyenne des prix de *settlement* journaliers du 15 novembre 2009 au 14 décembre 2009 sur le marché belge de l'énergie

¹⁸ Le paramètre PPB est composé sur la base de 50% EBI_m et 50% EBI_s. Ceux-ci reflètent l'évolution du prix du *base/oad* sur le marché de gros belge.

EBI_s est calculé sur la base des cours de clôture journaliers de l'électricité *base/oad* sur le marché de gros belge pour la fourniture pendant les trimestres d'un semestre déterminé. Il reste valable pendant 1 semestre de facturation.

EBI_m est calculé sur la base des cours de clôture journaliers de l'électricité *base/oad* sur le marché belge pour la fourniture dans un mois déterminé. Il est valable pour 1 mois de facturation

- Au fil du temps, le client moyenne tension n'a pas toujours bénéficié du prix fournisseur le plus bas. Cela s'explique par le fait que les indices EBIq et PPB réagissent beaucoup plus rapidement aux augmentations et aux diminutions sur le marché de l'énergie. Le graphique suivant illustre cette situation.



54. LUMINUS a également deux tarifs différents pour la basse tension et la moyenne tension : Optimum Pro BT et Optimum Pro MT. C'est la raison pour laquelle ils évoluent différemment.

- Optimum Pro BT est indexé sur la base de Ne et lem depuis octobre 2008²⁰ et est inchangé entre octobre 2008 et décembre 2012. Néanmoins, depuis janvier 2013, Optimum Pro BT est indexé sur la base d'EmarketCWE. Son évolution coïncide, dès lors, avec le client Dc;
- Le prix de l'énergie, pour Luminus Optimum Pro MT, se base sur Ne et Nc jusqu'en octobre 2008 inclus. À la suite de la restructuration des prix en octobre 2008, un client moyenne tension chez Luminus est facturé avec l'indice Endex

¹⁹ Le paramètre PPBq est composé sur la base de $[50\% \times \text{Endex_BE (15d,1,3-14d,0,3)} + 50\% \times \text{Endex_BE606}]$. Il reflète l'évolution des prix forward trimestriels et semestriels de l'électricité sur le marché de gros en Belgique pour une livraison *baseload*.

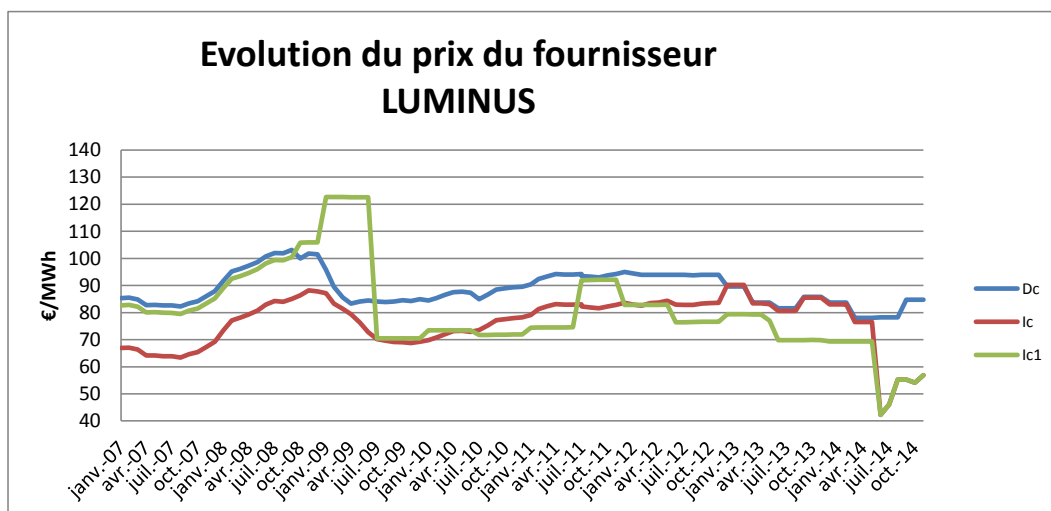
Endex_BE (15d,1,3 – 14d,0,3) est égal à la moyenne arithmétique de toutes les cotations fin de journée pour une fourniture d'électricité *baseload* sur le marché belge pour le trimestre Q, publiées au cours de la période allant du 15e jour calendrier du mois M-2 au 14e jour calendrier inclus du mois M-1 où M est le premier mois du trimestre concerné.

Endex_BE606 est égal à la moyenne arithmétique de toutes les cotations fin de journée pour une fourniture d'électricité *baseload* sur le marché belge pour les deux trimestres du semestre concerné, publiées au cours de la période allant du 1er jour calendrier du mois M-6 au dernier jour calendrier inclus du mois M-1, où le mois M est le premier mois du semestre concerné.

²⁰ Auparavant, il était indexé sur la base de Ne et Nc

126 au lieu de Nc. À l'instar de l'EBIq, l'indice Endex 126²¹ est un indice volatil qui dépend du prix forward sur le marché de gros. Il s'agit d'une moyenne des prix forward sur le marché de l'énergie du troisième mois précédant la période de la notation Endex;

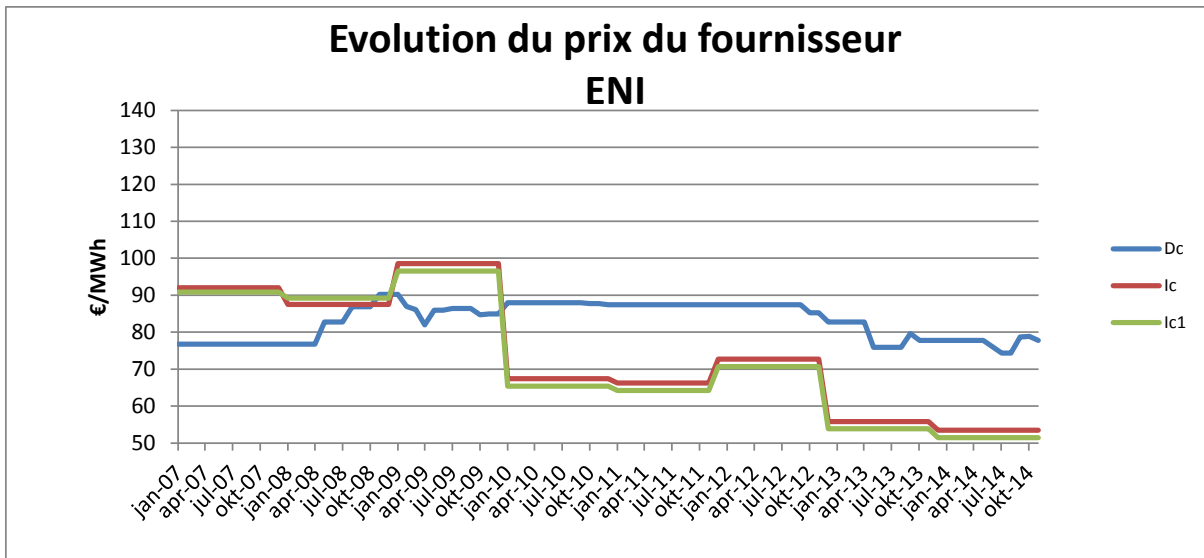
- Tout comme chez ELECTRABEL, un client moyenne tension de LUMINUS ne bénéficie pas toujours du prix fournisseur le plus bas. Cela est dû au fait que l'indice Endex126 réagit beaucoup plus rapidement aux augmentations et aux diminutions du marché de l'énergie. Le graphique suivant illustre ce phénomène.
- A partir de juillet 2014, les tarifs optimum pro BT et MT sont remplacés par un tarif Business Budget Flex 2 ans. Ce tarif est indexé sur base de Belpex. Depuis cette date, les tarifs UC et IC1 sont meilleur marché que ceux du client DC.



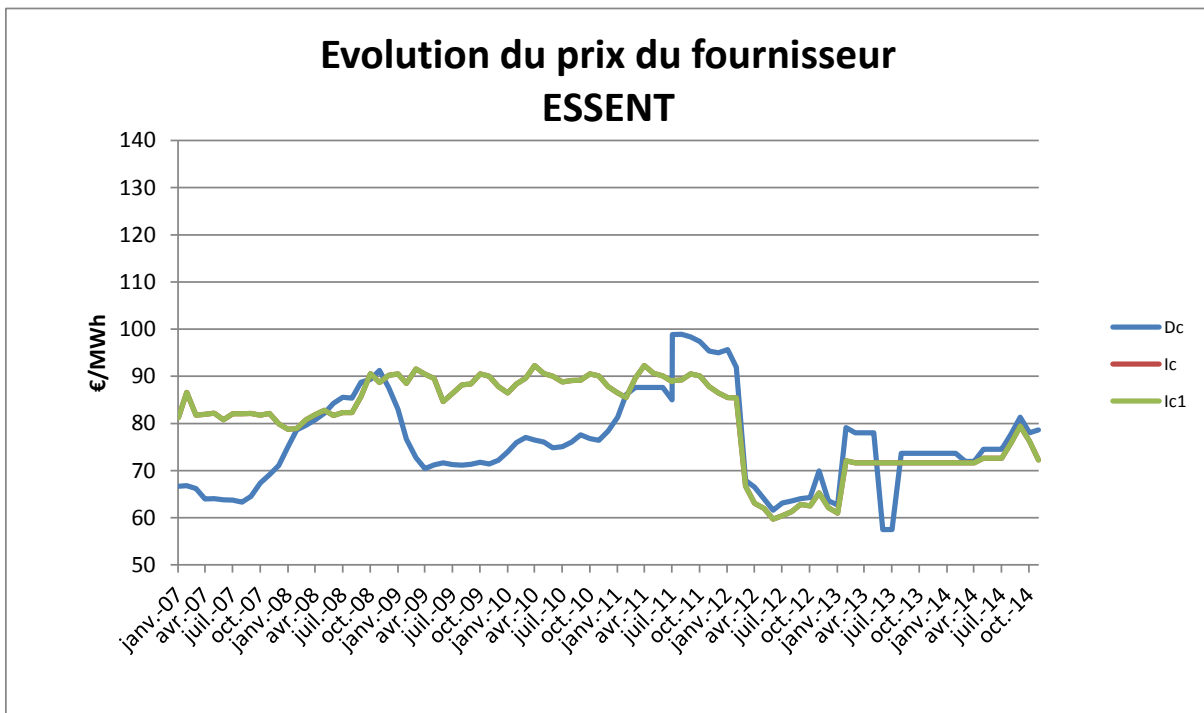
55. Pour LAMPIRIS, nous constatons une évolution identique pour les clients Dc, Ic et Ic1 vu que le même tarif a été repris pour tous les clients type.

56. ENI offre un prix fixe par an à un client Ic1, qui est différent de celui d'un client Ic. Le graphique suivant illustre les différences par client type. L'évolution des courbes est différente de celles de LUMINUS et d'ELECTRABEL à la suite de l'utilisation de prix fixes annuels.

²¹ La valeur Endex pour janvier-juin 2012 est la moyenne des prix de *settlement* d'octobre 2011 sur le marché belge de l'énergie.



57. Pour ESSENT, le tarif est identique pour les clients Ic et Ic1. Il faut remarquer le fait qu'un client professionnel paie plus au fil du temps qu'un client résidentiel. Notons que depuis 2012, la tendance s'inverse. En effet, le prix pour le client résidentiel est légèrement plus élevé que pour le client professionnel.



III.4 Tarif du gestionnaire de réseau de transport

58. Les figures 4.1. à 4.6. présentent l'évolution des tarifs des réseaux de transport (hors prélèvements publics) en valeur absolue (figures de gauche) et en indice en base juillet 2007=100 (figures de droite) pour les différents GRD.

Figure 4 : Aperçu de l'évolution du tarif de transport

Figure 4.1.

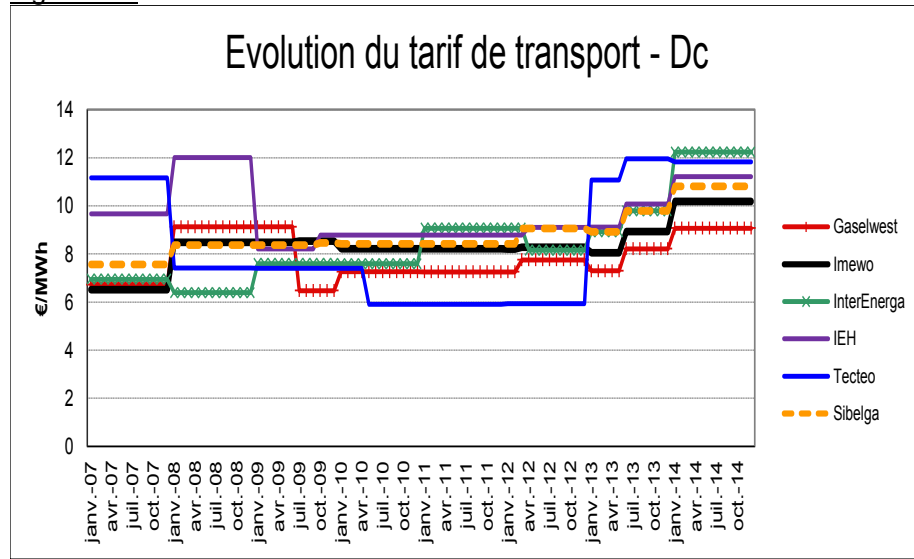


Figure 4.2.

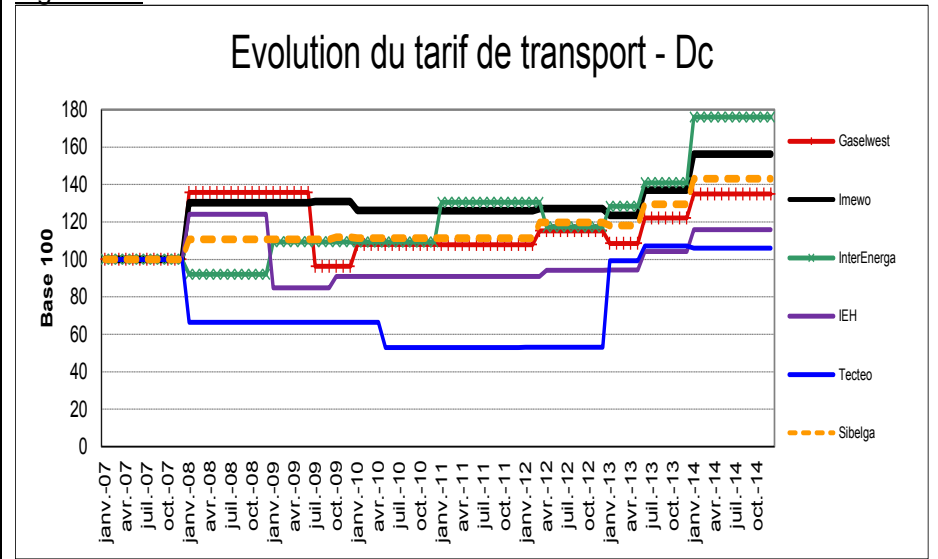


Figure 4.3

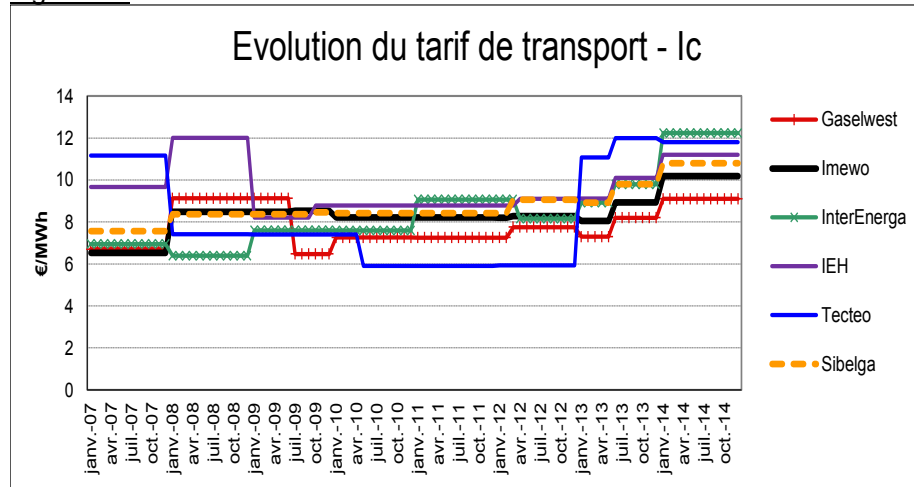


Figure 4.4.

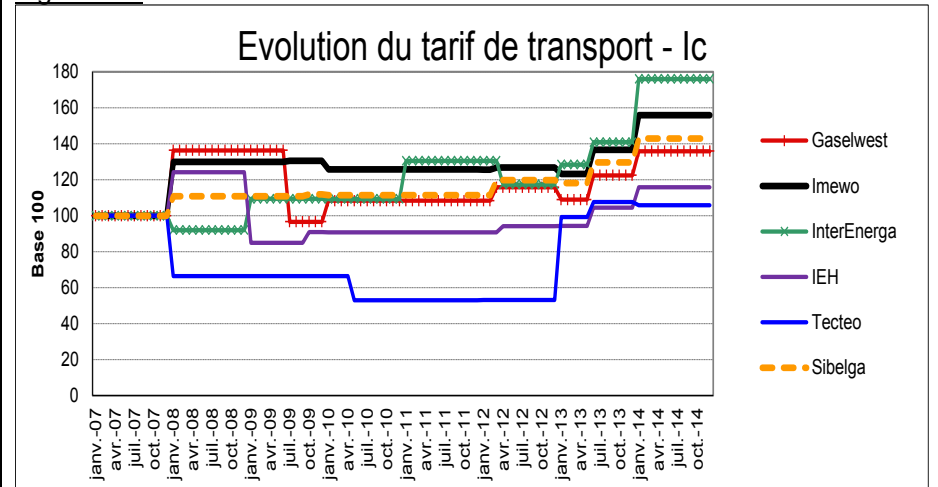


Figure 4 : Aperçu de l'évolution du tarif de transport

Figure 4.5

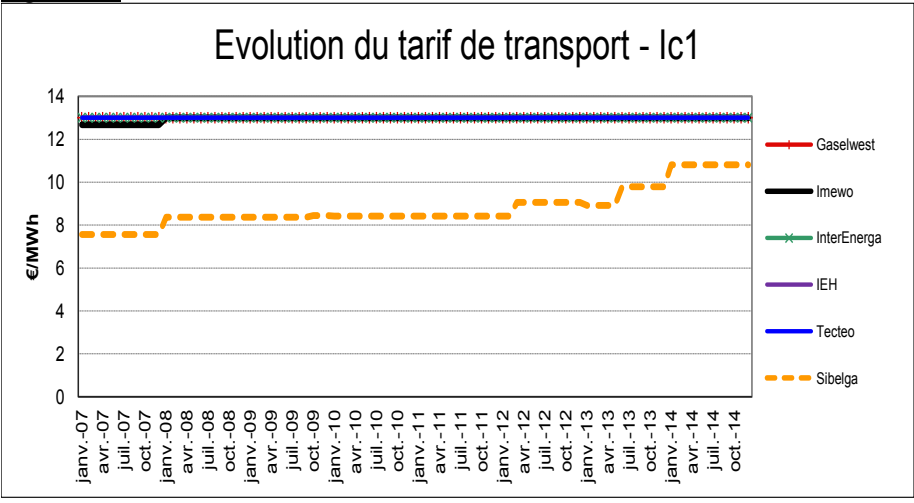
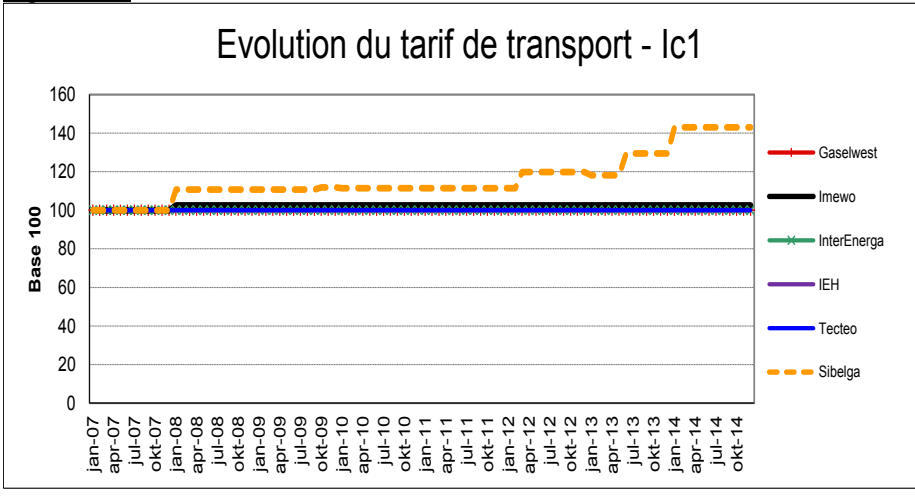


Figure 4.6.



59. Les coûts de transport facturés par les gestionnaires de réseau de distribution sont identiques aux tarifs de transport d'Elia System Operator, corrigés en fonction du pourcentage de perte nette du gestionnaire de réseau de distribution.

60. Les coûts de réseau de transport (exprimés en EUR/MWh) sont identiques pour tous les clients BT (clients types Dc et Ic). Le client type Ic1 bénéficie d'une tarification MT en fonction de la puissance prélevée, sauf dans la zone de Sibelga. Sibelga pratique, en effet, une tarification moyenne non différenciée entre les différents groupes de clients.

III.4.1 Basse tension

2007-2011

61. L'évolution des tarifs du réseau de transport en Région flamande (Gaselwest, Imewo et InterEnergia) et en Région de Bruxelles-Capitale (Sibelga) présente une certaine uniformité avec les évolutions tarifaires découlant des tarifs Elia System Operator approuvés. À partir de 2008, les tarifs du réseau de transport sont fixés pour une période réglementaire de quatre ans. La hausse des tarifs du réseau de transport en 2008 s'explique principalement par :

- l'inflation sur quatre ans des coûts pour les investissements accrus;
- le report de l'excédent/du déficit de 2004-2006 a été comptabilisé sur quatre ans au lieu d'un an.

Cette hausse en 2008 apparaît clairement chez Imewo, Gaselwest, et Sibelga, mais pas chez InterEnergia. La baisse des tarifs chez InterEnergia s'explique notamment par l'intégration des excédents/déficits d'exploitation de son réseau 70 kV dans les tarifs de réseau de transport cascades. Ensuite, le tarif pour InterEnergia augmente à nouveau en 2009 et 2011 à la suite des transferts de son réseau 70 kV dans les tarifs de transport.

62. L'évolution plus différenciée constatée (en 2007 et 2008) dans les zones de distribution wallonnes est liée aux difficultés auxquelles ont été confrontés les GRD pour réaliser une extrapolation vers un marché libéralisé à 100%, alors qu'il ne s'agissait que d'une partie des clients (vu que le GRD d'Elia System Operator ne recevait qu'une facture pour la partie de ses clients entrant en considération). Une de ces difficultés portait sur l'estimation de l'envergure de l'effet d'accroissement de la puissance achetée par tous les clients. C'est pourquoi IEH a procédé à une estimation trop élevée des tarifs de transport pour 2007 et 2008. La correction de cette estimation trop élevée a entraîné une baisse du

tarif en 2009. La forte baisse constatée dans le domaine des tarifs 2008 de Tecteo est liée au constat d'un important excédent réalisé au cours de l'exercice 2007, première année où tous les clients entraient en considération²², de telle sorte que Tecteo a été contraint de revoir les paramètres de sa tarification.

2012

63. Depuis le 1er janvier 2012, Elia System Operator possède un nouveau tarif pluriannuel approuvé pour la période 2012-2015. Ces nouveaux tarifs pour le réseau de transport exercent un effet à la hausse sur la facturation des coûts liés au transport auprès des gestionnaires du réseau de distribution. La hausse des tarifs du réseau de transport d'Elia est due :

- aux grands projets d'infrastructure (tels que Stevin²³ , Nemo²⁴ et Alegro²⁵) qui donnent lieu à une hausse des coûts du financement, du personnel et des études;
- aux prix plus élevés des services auxiliaires ;
- en raison de la crise économique et de la production décentralisée, on observe une diminution de la consommation électrique et, de ce fait, les coûts sont répartis sur une consommation plus limitée.

64. Dans le cadre du principe de cascade et étant donné que les nouveaux tarifs du réseau de transport d'Elia sont supérieurs aux tarifs appliqués en 2011, les gestionnaires du réseau de distribution ont introduit une proposition d'adaptation du tarif pour la facturation des coûts de transport durant le printemps 2012. Les nouveaux tarifs sont d'application depuis mars 2012 (pour Imewo, Gaselwest et Sibelga) et avril 2012 (pour InterEnergia et IEH).

65. Il ressort de la figure 4.1 que les coûts du réseau de transport ont augmenté auprès de tous les gestionnaires du réseau de distribution à l'exception d'InterEnergia. Cet écart est dû au fait qu'à compter de 2012, les coûts du réseau 70 kV d'InterEnergia sont intégrés dans le tarif d'Elia. Cela signifie que les coûts de ce réseau de 70 kV sont répartis à travers toute

²² Excédent qui doit être remboursé pendant l'exercice suivant

²³ Le projet Stevin prévoit l'extension du réseau 380 kV entre Zomergem et Zeebrugge. Cette extension est nécessaire, entre autres, pour amener l'énergie éolienne des parcs offshore sur la terre ferme et pour la transporter vers l'intérieur du pays

²⁴ Le projet Nemo prévoit la liaison en courant continu sous-marine entre le Royaume-Uni et la Belgique

²⁵ Le projet Alegro prévoit la construction d'une liaison en courant continu entre le réseau allemand et belge

la Belgique, contrairement à 2011, année durant laquelle ces coûts ont été ajoutés au tarif du réseau de transport d'InterEnergia. On observe, de ce fait, une diminution des coûts de transport pour InterEnergia.

2013

66. En 2013, deux périodes sont à distinguer :

- Les tarifs applicables du 1^{er} janvier au 31 mai 2013

Sur cette période, les tarifs du réseau de transport en Flandre sont en diminution excepté pour InterEnergia. Ceci s'explique par une diminution du tarif de la puissance souscrite. InterEnergia, par contre, affiche une augmentation de son tarif de puissance souscrite et une augmentation du service auxiliaire compensation des pertes. En Wallonie, une hausse de prix du tarif de transport est constatée suite à une hausse de la puissance souscrite et complémentaire. En région Bruxelles-Capitale, le tarif de réseau de transport est en baisse par rapport à 2012.

- Les tarifs applicables du 1^{er} juin au 31 décembre 2013

A partir du 1^{er} juin 2013, les tarifs de transport de l'ensemble des GRD sont en hausse suite à une augmentation du tarif de gestion de système et du tarif service auxiliaire réglage primaire.

2014

67. En janvier 2014, les tarifs de transport des GRD ont été à nouveau modifiés. Les tarifs de transport des GRD en Flandre sont en hausse suite à une augmentation du tarif de la puissance souscrite. Dans le cas de la Wallonie, une hausse des tarifs est observée chez IEH qui a pour origine l'augmentation du poste de puissance souscrite. Au contraire de Tecteo qui affiche à ce poste une baisse entraînant une légère diminution de son tarif de transport. En région Bruxelles-Capitale, le tarif de réseau de transport est en hausse.

III.4.2 Moyenne tension

68. Pour le client Ic1 (figure 4.5. et 4.6.), les tarifs du réseau de transport suivent, depuis 2007, le prix maximum fixé par les GRD. Ce prix maximum (hors contribution fédérale) s'élève à 13,00 EUR/MWh. Ce prix maximum pour Ic1 résulte de la faible durée d'utilisation (1.600 heures par an). Cependant, Sibelga n'applique pas ce prix maximum. Il

applique une tarification moyenne qui n'est pas différenciée entre les différents groupes de clients.

III.5 Tarif du gestionnaire de réseau de distribution

69. Les figures 5.1. à 5.6. illustrent l'évolution des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution (hors prélèvements publics) en valeurs absolues (figures de gauche) et en indice de base de janvier 2007=100 (figures de droite). Les sous-composants des tarifs du réseau de distribution sont repris, en détail, pour les clients types Dc et Ic1 dans les figures 6.1.à 6.12.

Figure 5 : Aperçu de l'évolution du tarif de réseau de distribution

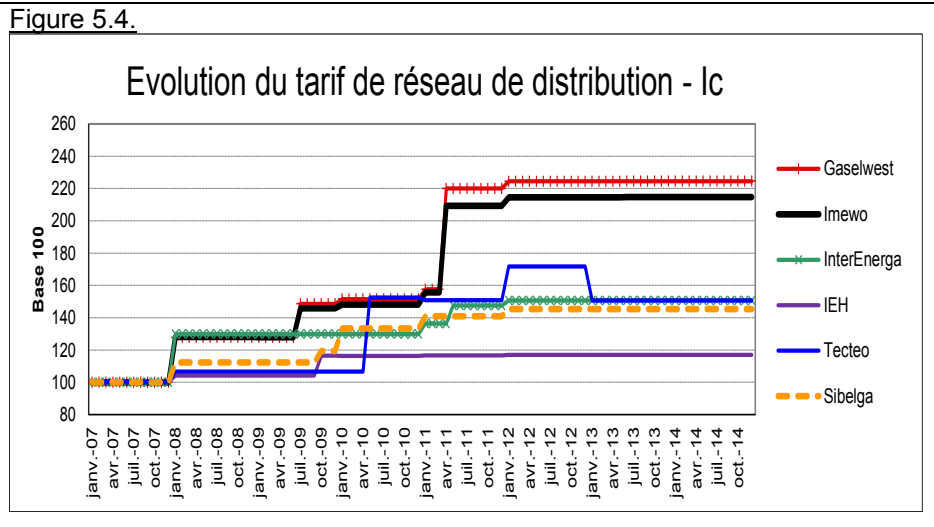
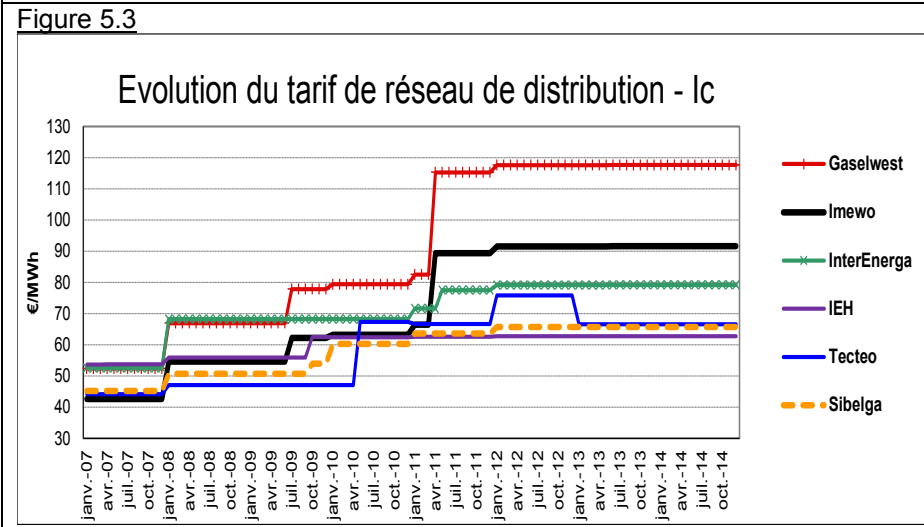
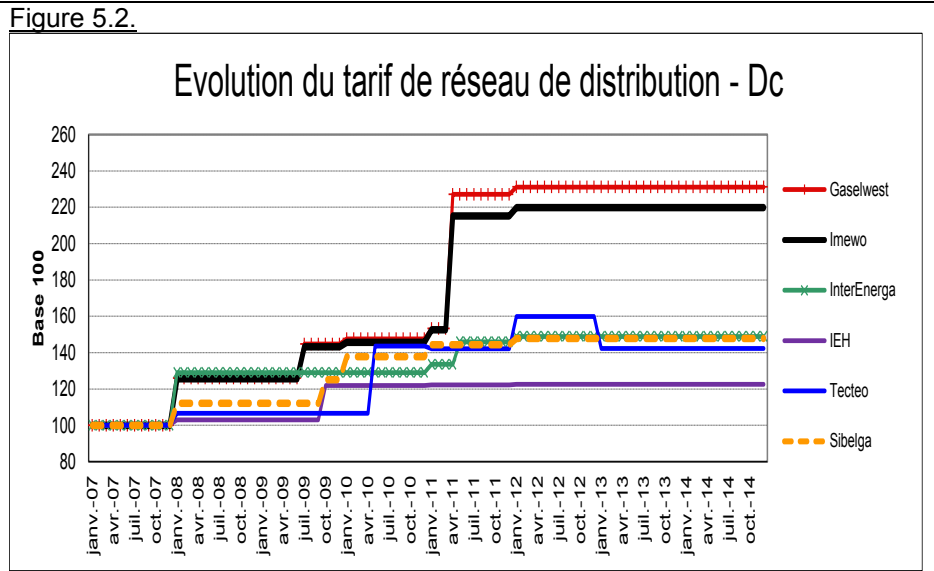
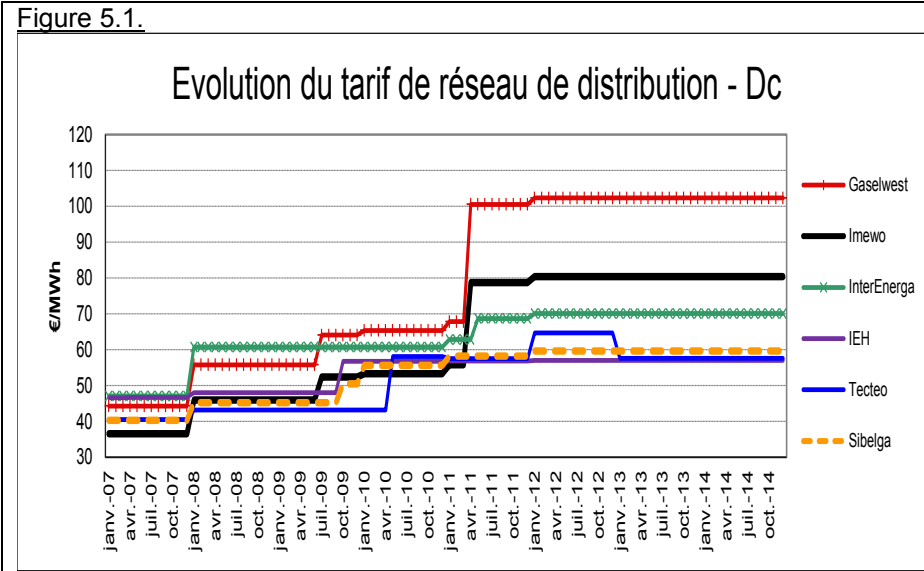


Figure 5 : Aperçu de l'évolution du tarif de réseau de distribution

Figure 5.5.

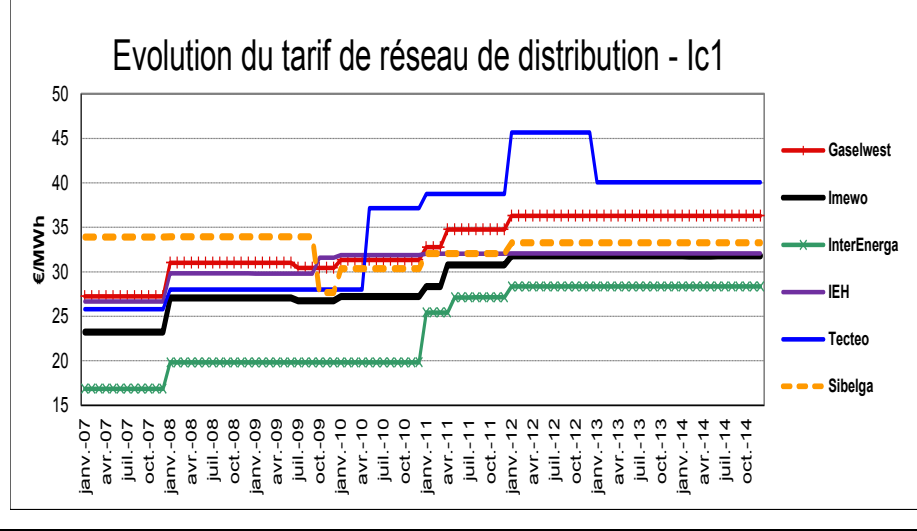
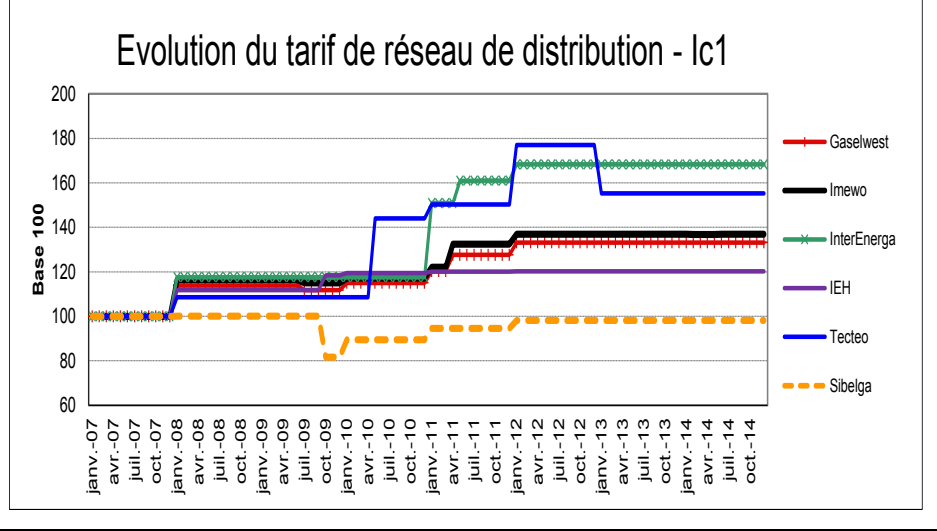


Figure 5.6.



III.5.1 Basse tension

70. Les tarifs du réseau de distribution augmentent depuis 2007. Une première hausse des tarifs du réseau de distribution entre 2007 et 2008 peut s'expliquer partiellement par :

- les suites que la CREG a données aux arrêts rendus par la Cour d'Appel en 2007;
- la signature d'un compromis avec les GRD du secteur mixte.

L'accroissement des coûts de l'énergie pour la compensation des pertes de réseau, l'augmentation des coûts des obligations de service public (OSP) et les charges financières ont encore renforcé cette hausse.

71. Une deuxième augmentation des tarifs du réseau de distribution est occasionnée par l'introduction des tarifs pluriannuels. L'Arrêté royal du 2 septembre 2008²⁶ arrête les dispositions et la structure des tarifs pluriannuels et est à la base de la hausse des tarifs, en raison, notamment :

- d'une rémunération équitable plus élevée par l'adaptation du facteur S (EV/RAB²⁷ au lieu de EV/TV²⁸);
- d'une indexation automatique des coûts approuvés dans les tarifs 2008 ;
- des amortissements sur plus-value ;
- du fait que le facteur x est inférieur à l'inflation sur 4 ans et le panier des coûts gérables limité.

2009 était la première année de la période pluriannuelle 2009-2012. Les décisions du 18 novembre 2008 rejetaient toutes les propositions de tarifs 2009-2012, de telle sorte que les tarifs 2008 ont été prolongés jusqu'à ce que les tarifs du réseau de distribution soient approuvés, ce qui différait d'un GRD à l'autre. À partir de juillet 2009, il existait des tarifs de réseau de distribution approuvés pour 2009 pour Gaselwest et Imewo. Pour Sibelga et IEH, cela a été le cas en octobre 2009. Début 2010 et 2011, les tarifs pour ces GRD augmentent légèrement à la suite de l'indexation.

²⁶ Arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité (ci-après : l'Arrêté royal du 2 septembre).

²⁷ EV/RAB = puissance propre/actif régulé

²⁸ EV/TV= puissance propre/puissance totale

Initialement, il n'existait pas de tarifs approuvés pour Tecteo et InterEnergia. Ceux-ci ont, dès lors, contesté la décision des tarifs imposés devant la Cour d'appel. Dans son arrêt du 22 septembre 2010, la Cour d'appel a annulé les tarifs 2008 imposés et a jugé que la proposition de tarif introduite était valable de plein droit. Pour Tecteo, les tarifs basés sur la proposition de tarif introduite ont été pris en compte à partir de mai 2010²⁹, vu que Tecteo les facture effectivement. La CREG est arrivée à un accord mutuel avec InterEnergia. Les tarifs pluriannuels approuvés ont été fixés pour 2011 et 2012. Les tarifs 2008 imposés sont facturés jusque fin 2010, comme le montrent les graphiques 5.1. ou 5.3.

72. Une troisième augmentation des tarifs du réseau de distribution peut être observée en avril 2011 (chez Imewo et Gaselwest) et en mai 2011 (chez InterEnergia). Elle est occasionnée par la hausse des coûts des obligations de service public liée à l'obligation d'achat de certificats verts et par les actions URE³⁰. Cette évolution est commentée ci-après.

73. Début 2012, les tarifs de tous les gestionnaires du réseau de distribution, à l'exception de Tecteo, ont augmenté légèrement en raison de l'indexation des tarifs du réseau de distribution.

74. En 2013, les tarifs de tous les gestionnaires du réseau de distribution, à l'exception de Tecteo, ont été stables. Cette évolution est due à la prolongation des tarifs de distribution jusqu'en 2014. En ce qui concerne le tarif de Tecteo, il est en baisse par rapport à 2012. Cette diminution s'explique par une baisse du tarif de puissance souscrite basse tension et d'une diminution de la surcharge pour charges de pension complémentaire non capitalisée car en 2012, Tecteo avait pu intégrer son bonus 2008.

75. En 2014, les tarifs de tous les gestionnaires du réseau de distribution sont restés au même niveau qu'en 2013. Ceci est la conséquence de la prolongation des tarifs.

76. Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 68,76 % plus élevé en 2014 pour un client type Dc. Cette moyenne est élevée en raison de l'importante augmentation tarifaire des tarifs du réseau de distribution flamand liée à la hausse des coûts des obligations de service public. Le tarif de distribution a augmenté, en moyenne, de 99,96 % en Flandre. L'augmentation est moins forte en Wallonie et à Bruxelles³¹.

²⁹ L'arrêt de la Cour d'appel avait un effet rétroactif jusqu'en mai 2010.

³⁰ URE = utilisation rationnelle de l'énergie

³¹ 32,42% en Wallonie et 47,81% à Bruxelles

III.5.2 Moyenne tension

77. Des hausses identiques à celles constatées dans la basse tension sont à la base de l'évolution enregistrée depuis 2007. Les tarifs de la moyenne tension sont toutefois largement inférieurs à ceux de la basse tension (figure 5.1. comparée à la figure 5.5.). Cela s'explique par le principe de la cascade des coûts entre groupes de clients. Les clients en MT ne supportent pas les coûts de l'infrastructure située en aval de leur réseau.

78. L'évolution des tarifs du réseau de distribution varie fortement d'une zone de distribution à l'autre. Cette divergence s'explique notamment par :

- les arrêts rendus par la Cour d'appel en 2007 et le compromis qui a été conclu à la suite de ceux-ci entre la CREG et plusieurs GRD;
- les obligations de service public qui varient d'une région à l'autre;
- la prise en compte des reports d'exploitation;
- l'évolution des coûts des services auxiliaires (pertes de réseau).

L'effet de ces 3 derniers facteurs sur les tarifs du réseau de distribution est illustré dans les graphiques 6.1. à 6.12. et varie d'un GRD à l'autre.

Figure 6 : Aperçu des principales composantes du tarif de réseau de distribution

Figure 6.1. DC-Gaswest-EUR/MWh

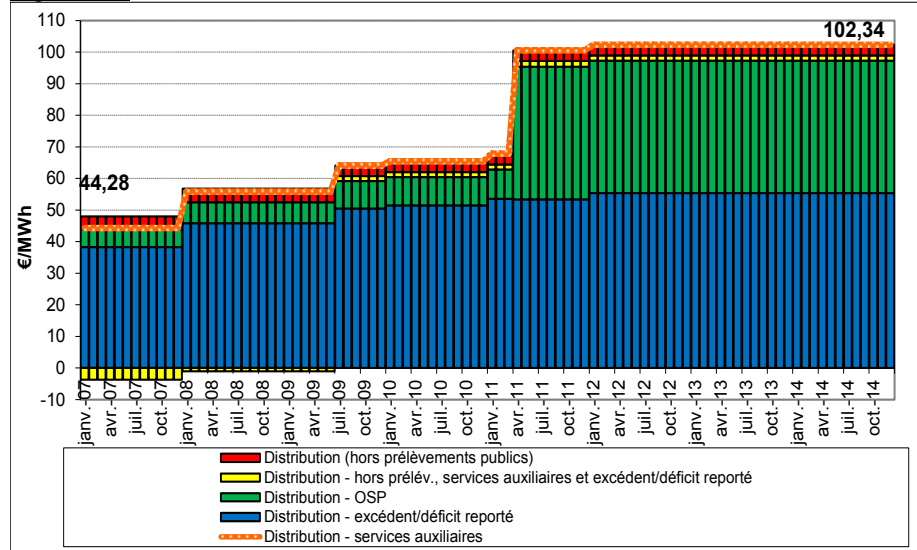


Figure 6.3. DC-IEH-EUR/MWh

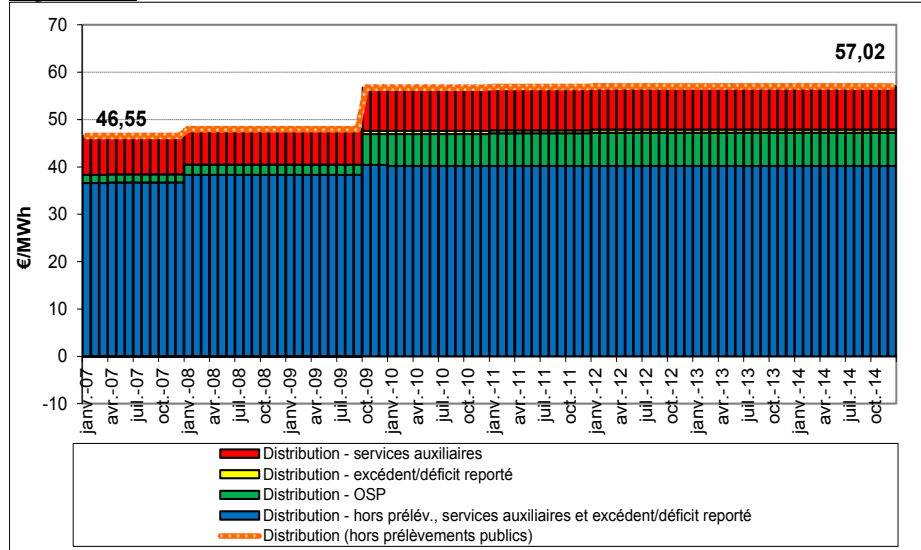


Figure 6.2. DC-Imewo -EUR/MWh

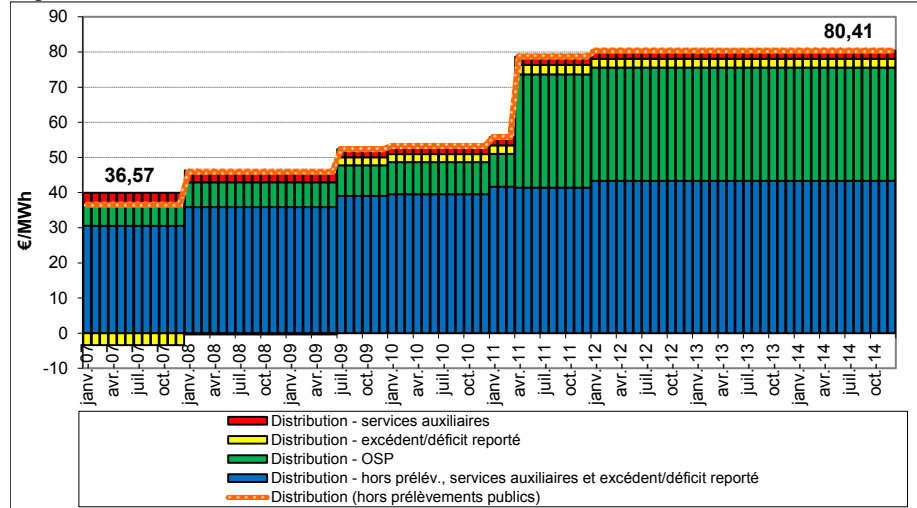


Figure 6.4. DC-Tecteo -EUR/MWh

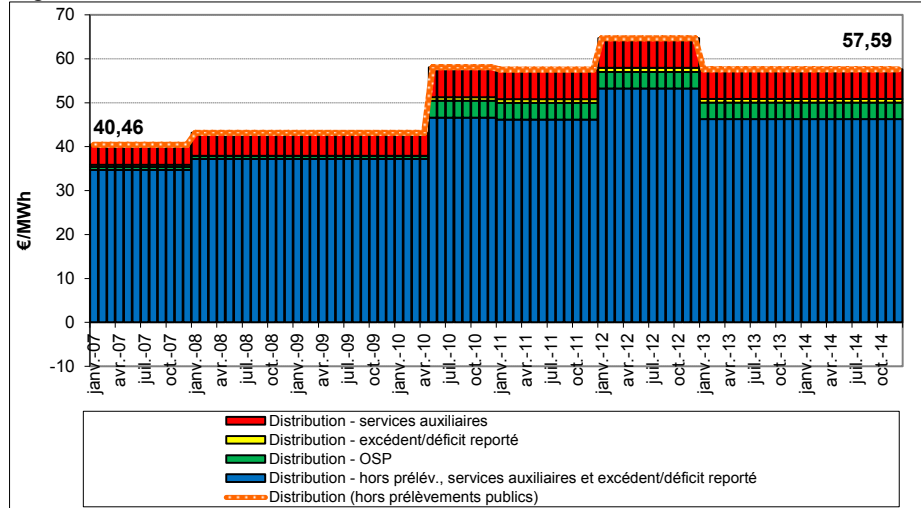


Figure 6 : Aperçu des principales composantes du tarif de réseau de distribution

Figure 6.5. DC-InterEnerga-EUR/MWh

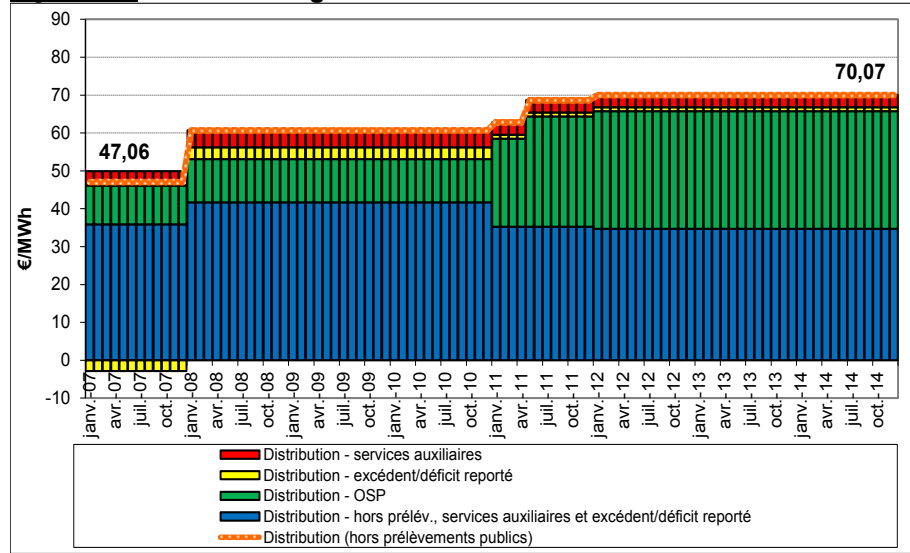


Figure 6.6. DC-Sibelga -EUR/MWh

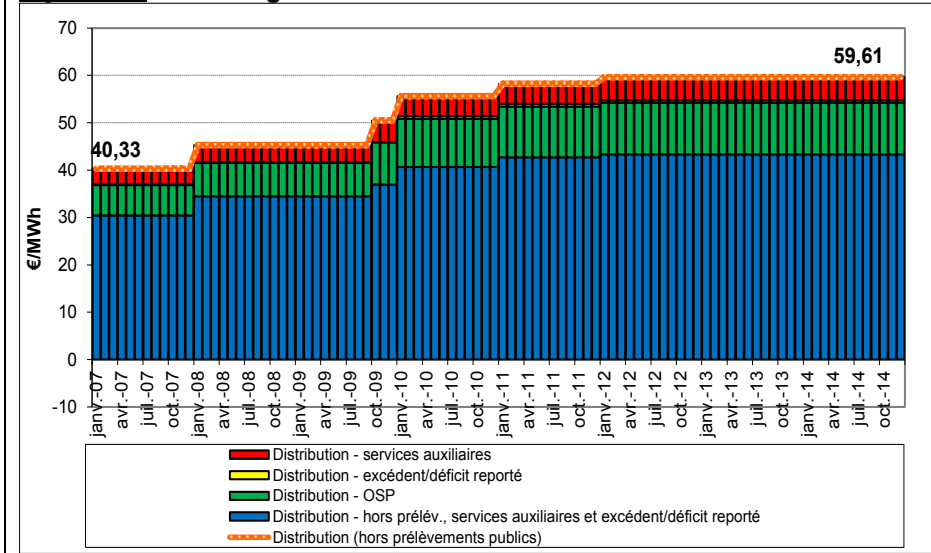


Figure 6.7. Ic1-Gaselwest -EUR/MWh

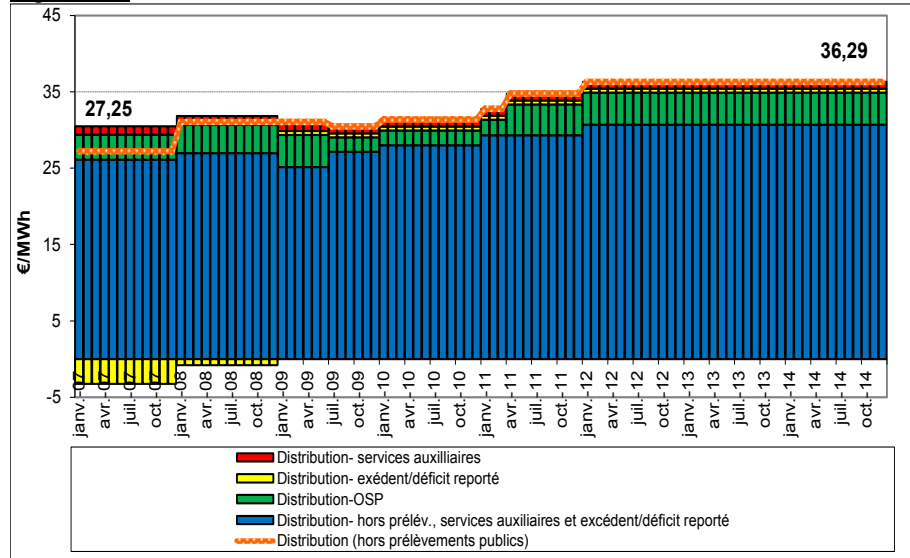


Figure 6.8. Ic1-IEH -EUR/MWh

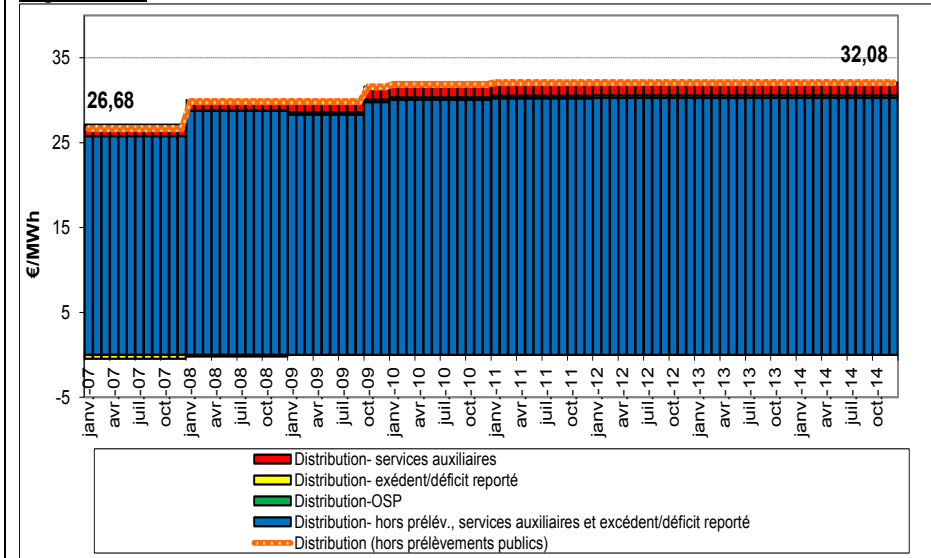


Figure 6 : Aperçu des principales composantes du tarif de réseau de distribution

Figure 6.9. Ic1-Imewo -EUR/MWh

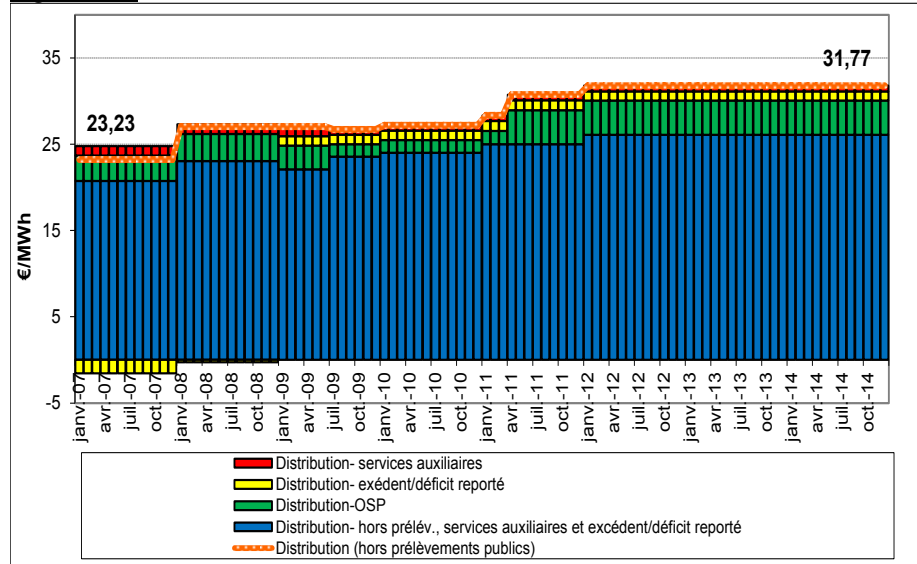


Figure 6.10. Ic1-Tecteo -EUR/MWh

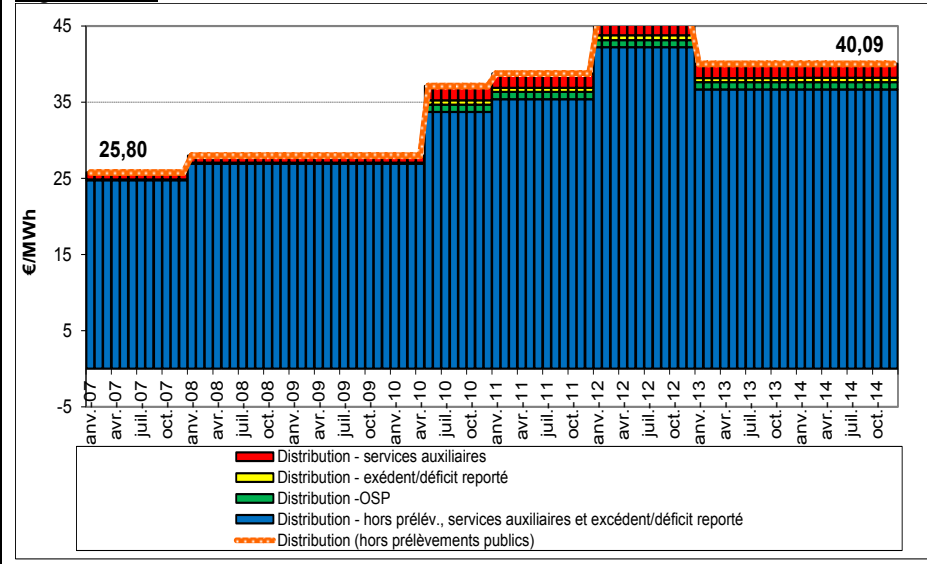


Figure 6.11. Ic1-InterErga -EUR/MWh

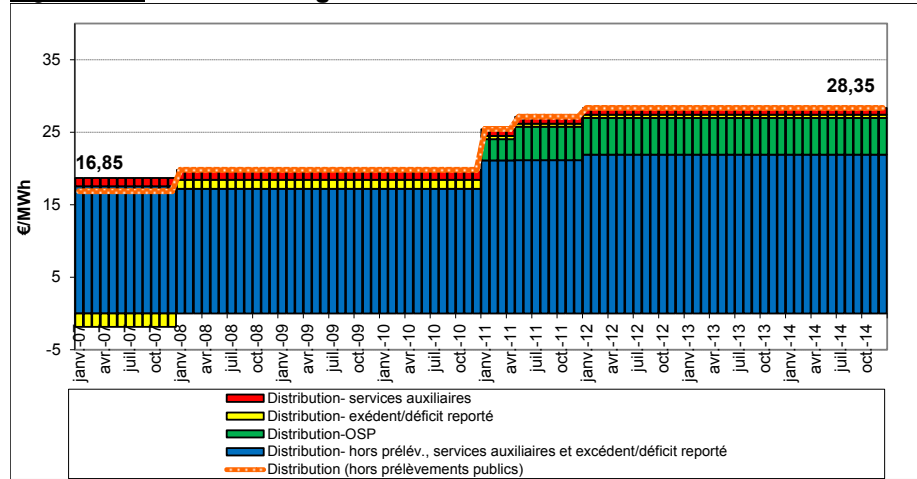
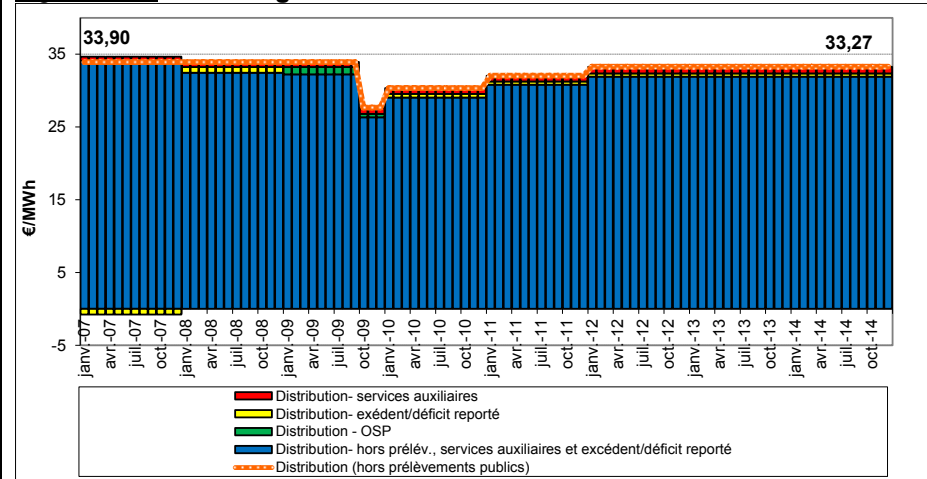


Figure 6.12. Ic1-Sibelga -EUR/MWh



79. Les coûts des obligations de service public (OSP varient fortement entre les régions. Cela s'explique par le fait que les obligations imposées à un gestionnaire de réseau sont différentes en fonction de la région. En 2012, ces coûts sont les plus élevés en Flandre et les plus bas en Wallonie.

III.5.3 OSP en Flandre

80. En Flandre, les obligations de service public suivantes sont notamment imposées aux gestionnaires de réseau :

- coûts des actions URE;
- obligation d'achat de certificats verts et de certificats de cogénération au prix minimum;
- éclairage public;
- 100 kWh gratuits;
- installation de compteurs à budget et fourniture aux clients exclus.

Les coûts nets liés à ces obligations sont récupérés dans le tarif 'obligations de service public' dans le tarif de réseau de distribution.

81. Entre 2007 et 2010, les coûts des obligations de service public sont restés stables. Pour la basse tension, ils varient, en moyenne, de 7,23 EUR/MWh (Gaselwest) à 11,13 EUR/MWh /MWh (InterEnergia). En 2011, ils ont toutefois fortement augmenté à la suite de la hausse des coûts liés à l'obligation d'achat de certificats verts d'installations PV et des coûts des actions URE (jusqu'à 42,02 EUR/MWh /MWh chez Gaselwest).

La politique de soutien flamande en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) et l'obligation d'achat de certificats verts a rencontré un succès inattendu. De ce fait, les coûts réels ont dépassé les budgets.

Dans les tarifs pluriannuels approuvés initialement, Imewo et Gaselwest ont procédé à une estimation trop basse des coûts liés à l'obligation d'achat de certificats verts et aux actions URE. Jusqu'en 2010 inclus, Infrac facturait les tarifs 2008 imposés qui reprenaient de faibles coûts pour l'obligation d'achat et l'URE. Dans la pratique, l'investissement dans les panneaux solaires a fait l'objet d'un très grand engouement en 2009 et 2010, notamment à la suite de la baisse du coût de l'investissement et du prix minimum élevé garanti. De plus, les primes URE ont rencontré beaucoup de succès. De ce fait, les déficits ont grimpé chez ces

gestionnaires de réseau. En janvier/mai 2011³² (InterEnergia) et en avril 2011 (Imewo et Gaselwest), le tarif des « obligations de service public » dans le tarif de réseau de distribution a été adapté de façon à récupérer les déficits du passé et à mieux faire face aux coûts futurs. En 2012, le tarif des obligations de service public est demeuré inchangé. En 2013, le tarif des obligations de service public reste au niveau de 2012. En 2014, le tarif des obligations de service public reste au niveau de 2012 et 2013.

III.5.4 OSP en Wallonie

82. En Wallonie, les obligations de service public³³ suivantes sont notamment imposées aux gestionnaires de réseau :

- éclairage public ;
- installation de compteurs à budget et fourniture aux clients exclus ;
- gestion des clients protégés.

83. En comparaison avec les GRD flamands et bruxellois, la part des OSP dans les coûts de distribution demeure relativement faible. Les obligations de service public ont fortement augmenté dans les tarifs approuvés 2009-2012 (en moyenne 6,84 EUR/MWh chez IEH et 3,80 EUR/MWh chez Tecteo). Cette hausse est due à l'application de l'arrêté relatif à l'éclairage public et à l'application de " Talexus³⁴". En 2013, le tarif des obligations de service public reste au niveau de 2012 voire même diminue légèrement chez Tecteo.

³² Les tarifs pluriannuels approuvés d'InterEnergia prennent cours le 1er janvier 2011 et compensent déjà une partie du succès des panneaux solaires. L'augmentation tarifaire de mai 2011 récupère les coûts encourus dans le passé.

³³ Contrairement à la Flandre et à Bruxelles, l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) ne constitue pas une partie des obligations de service public en Wallonie. L'utilisation rationnelle de l'énergie est financée par le biais d'une taxe.

³⁴ Talexus est un système de paiement pour les cartes rechargeables des compteurs à prépaiement (compteurs à budget).

III.5.5 OSP à Bruxelles

84. À Bruxelles, les obligations de service public suivantes sont notamment imposées aux gestionnaires de réseau :

- éclairage public (y compris l'achat de l'énergie);
- URE;
- gestion des clients protégés;
- service de médiation.

Dans la Région de Bruxelles-Capitale, les coûts des OSP³⁵ sont de 10,97 EUR/MWh en 2013.

III.5.6 Services auxiliaires (pertes de réseau)

85. La part des services auxiliaires dans les tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) oscille pour les gestionnaires de réseau flamands et Sibelga, en moyenne, entre 3% et 8%. Chez les gestionnaires wallons du réseau de distribution, elle se monte jusqu'à 16% en moyenne chez IEH et 12% chez Tecteo. Cela s'explique par le pourcentage de perte nette. IEH et Tecteo ont des pertes nettes plus élevées et doivent, dès lors, acheter plus d'énergie pour compenser ces pertes. En outre, des contrats historiques avec un prix de l'énergie bas ont été remplacés par des contrats conformes au marché avec un prix unitaire plus élevé. Ces coûts sont récupérés via le tarif des « services auxiliaires ».

III.6 Prélèvements publics

86. La figure ci-dessous illustre l'évolution des prélèvements publics pour les clients type Dc et Ic1.

³⁵ Il s'agit ici uniquement d'une partie des coûts des OSP, à savoir ceux qui sont couverts par les tarifs du réseau de distribution. En effet, les coûts sont, en premier lieu, couverts par un droit spécifique qui est prélevé au niveau des fournisseurs (voir II.6. Prélèvements publics) et seule la partie non couverte par ce droit est couverte par le tarif de réseau de distribution.

Figure 7.1

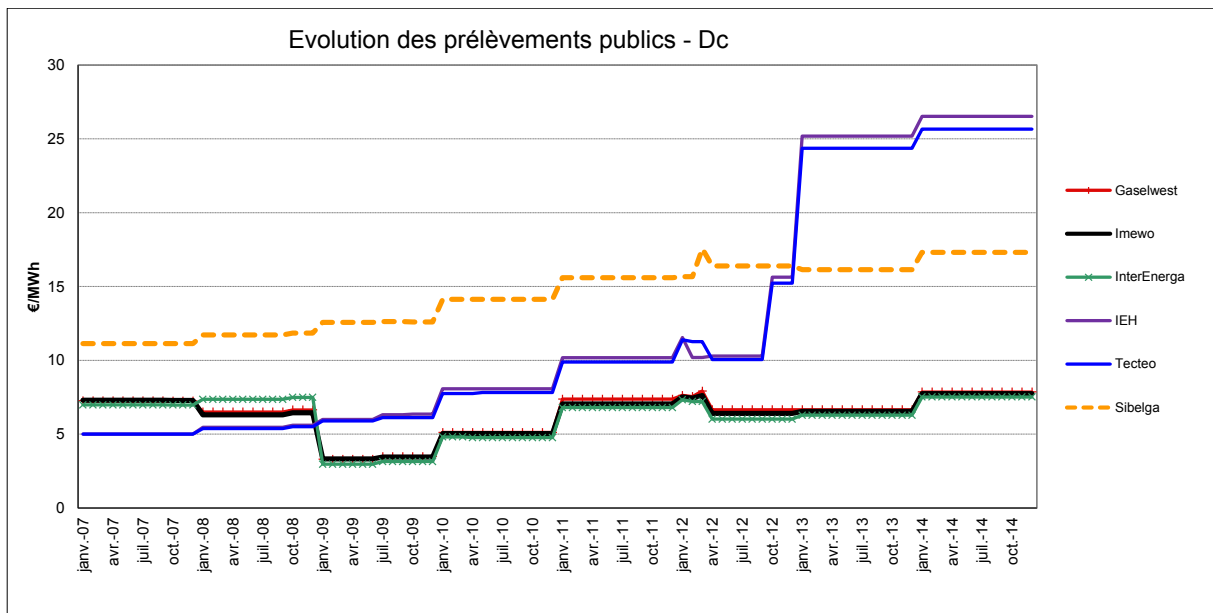
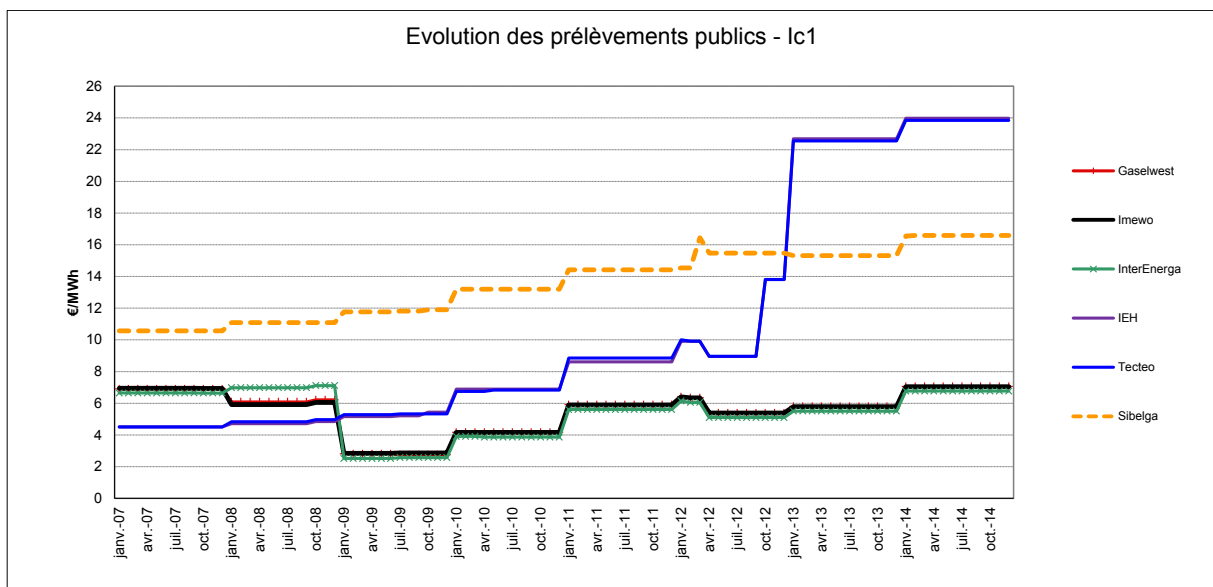


Figure 7.2



87. Les prélèvements publics sont très différents entre les trois régions, ceux de la Région wallonne étant les plus élevés. En outre, les prélèvements publics pour les clients professionnels sont moins élevés que ceux des clients résidentiels en raison de la dégressivité des prélèvements³⁶.

88. Les prélèvements et surcharges suivants apparaissent dans toutes les régions :

- cotisation fédérale;
- financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore (depuis 2008);
- surcharge des certificats verts (depuis octobre 2008).

Les montants unitaires des surcharges sont toutefois corrigés par le gestionnaire du réseau de distribution pour tenir compte des pertes de réseau.

III.6.1 Différences entre régions

89. D'importantes différences entre les régions sont constatées, tant en basse tension qu'en moyenne tension.

En Wallonie, les prélèvements publics sont plus élevés qu'en Flandre et qu'à Bruxelles en raison:

- de l'adaptation de la surcharge pour l'utilisation du domaine public en région wallonne à compter du 1er janvier 2013 (0,2986 EUR/MWh) et à compter du 1^{er} janvier 2014 (0,3446 EUR/MWh);
- de l'indexation de la taxe de voirie en janvier 2013 et 2014;
- de la redevance de raccordement (0,75 EUR/MWh);
- de la surcharge pour le financement des mesures de soutien pour l'énergie renouvelable en Wallonie. Cette surcharge a été revue deux fois à la hausse sur la période août 2012 - mai 2013. La première hausse a lieu en octobre 2012. Elle fait suite à une abondance de certificats verts sur le marché et à une forte demande des producteurs de rachat de leurs certificats verts au prix minimum garanti par Elia. Elia a demandé de répercuter ce coût complémentaire dans ses tarifs, ce qui a été accepté par la CREG. La surcharge est ainsi multipliée par 5 soit 5,9445 EUR/MWh. La deuxième adaptation a lieu au 1er janvier 2013.

³⁶ Le prix unitaire pour les différents prélèvements est plus bas pour les clients en moyenne tension. En outre, la dégressivité est appliquée sur la facturation de la cotisation fédérale à partir d'une consommation de 20 MWh.

Celle-ci est justifiée par les mêmes raisons que pour la première augmentation. La surcharge s'élève, à compter du 1er janvier 2013, à 13,8159 EUR/MWh³⁷. Ce montant reste inchangé en 2014.

Cela est toutefois tempéré par les surcharges suivantes en Flandre :

- la surcharge pour le raccordement des installations pour la production d'énergie renouvelable en Flandre³⁸ (0,5171 EUR/MWh en 2013 et 2014);
- la surcharge pour le financement des mesures visant à favoriser une utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre (0,025 EUR/MWh en 2013 et 0,0616 EUR/MWh en 2014).

Cela est toutefois tempéré par les surcharges suivantes à Bruxelles :

- adaptation de la rétribution de la taxe de voirie à compter du 1er janvier 2013 (3,1899 EUR/MWh) et à compter du 1er janvier 2014 (3,2530 EUR/MWh);
- la surcharge pour le financement des OSP (qui n'existe pas dans les autres régions).

III.6.2 Arrêt de la taxe Elia en Flandre

90. La taxe visant à compenser la perte de revenus des communes, mieux connue sous l'appellation de taxe Elia, a été introduite en juin 2005. Depuis le 1er janvier 2008, les gestionnaires du réseau de distribution continuent à facturer la taxe Elia aux fournisseurs en dépit de sa suppression par le Gouvernement flamand³⁹. Les gestionnaires de réseau de distribution veillent ainsi à ce que leurs créances ouvertes en montants préfinancés soient récupérées. Les gestionnaires de réseau de distribution s'appuient sur l'article 6 de l'Arrêté Ministériel du 13 mai 2005 comme base légale justifiant la poursuite de la facturation de la taxe Elia pendant l'exercice d'exploitation 2008.

³⁷ Ce tarif est applicable à l'énergie prélevée nette pour tous les niveaux de tension « à la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30kv, sur les réseaux 70/36/30kv et à la sortie des transfo MT ».

³⁸ La surcharge (introduite en janvier 2010) trouve son origine dans l'application pratique de l'Arrêté du Gouvernement flamand du 5 mars 2004, modifié par l'Arrêté du Gouvernement flamand du 20 avril 2007 visant à promouvoir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable.

³⁹ Arrêté du Gouvernement flamand du 23 novembre 2007 portant exonération de la cotisation fédérale afin de compenser la perte de revenus des communes résultant de la libéralisation du marché de l'électricité (MB 27/12/2007)

91. En 2008, les gestionnaires de réseau de distribution appliquent deux systèmes différents pour parvenir à la récupération des montants préfinancés. La différence entre ces deux systèmes se situe uniquement dans la période sur laquelle la récupération complète intervient :

- les gestionnaires de réseau de distribution du secteur mixte prévoient une récupération progressive du préfinancement sur l'ensemble de l'année 2008, ce qui entraîne des différences de montants (EUR/MWh) par gestionnaire de réseau de distribution en fonction du montant à récupérer;
- les gestionnaires de réseau de distribution du secteur pur s'en tiennent à un montant à facturer de 4,91 EUR/MWh et arrêteront la facturation au moment où tout aura été récupéré (=> pas de ventilation progressive sur l'année 2008).

92. Les montants ont été récupérés fin 2008. Ceci entraîne une forte diminution des prélèvements publics en Flandre en 2009.

III.6.3 Evolution de la cotisation fédérale et des autres taxes communes

III.6.3.1 Cotisation fédérale

93. La cotisation fédérale⁴⁰ a doublé en 2 ans, passant de 2,62 EUR/MWh début 2009 à 5,26 EUR/MWh en 2011. Cette hausse touche principalement les composantes:

- financement des obligations découlant de la dénucléarisation des sites nucléaires BP1 et BP2 à Mol-Dessel (+ 1,48 EUR/MWh);
- financement de la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre (+ 0,86 EUR/MWh).

94. Toutefois, en 2012, la cotisation fédérale est modifiée à plusieurs reprises et l'on peut observer une diminution :

- 1er janvier - 20 janvier : 5,0854 EUR/MWh;
- 21 janvier - 31 mars : 4,9761 EUR/MWh (suppression prime chauffage⁴¹);

⁴⁰ Telle que fixée par la CREG. Les gestionnaires de réseau de distribution imputent le montant de base, corrigé pour les pertes de réseau

⁴¹ Surcharge fixée sur la base de la loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

- à partir du 1er avril : 3,8597 EUR/MWh (suppression surcharge Kyoto⁴² et réduction surcharge clients protégés⁴³).

95. En 2013, la cotisation fédérale a diminué par rapport à 2012 au niveau de 2,9781 EUR/MWh. Cette diminution de la cotisation fédérale est due à la diminution :

- du financement des obligations découlant de la dénucléarisation (-0,7586 EUR/MWh)
- du financement du coût réel net résultant de l'application des prix maximaux : clients protégés (-0,16 EUR/MWh).

Notons toutefois que cette baisse est limitée par une augmentation des frais de couverture de fonctionnement de la CREG (+0,0067 EUR/MWh) et du financement des mesures sociales prévues par la loi du 4 septembre 2002 (+0,0442 EUR/MWh).

96. En 2014, la cotisation fédérale a diminué par rapport à 2013 au niveau de 2,4714 EUR/MWh. Cette diminution de la cotisation fédérale est due à la diminution :

- du financement des obligations découlant de la dénucléarisation (-0,4207 EUR/MWh)
- du financement du coût réel net résultant de l'application des prix maximaux : clients protégés (-0,1163 EUR/MWh).

Notons toutefois que cette baisse est limitée par une augmentation des frais de couverture de fonctionnement de la CREG (+0,0073 EUR/MWh) et du financement des mesures sociales prévues par la loi du 4 septembre 2002 (+0,023 EUR/MWh).

III.6.3.2 Surcharge certificats verts

97. La surcharge pour les certificats verts est d'application depuis le 1er octobre 2008. Il s'agit d'une surcharge pour le cofinancement des coûts liés à l'achat de certificats verts proposés par les exploitants de parcs à éoliennes offshore. Cette surcharge est facturée aux utilisateurs finaux par le biais de coûts pour l'utilisation du réseau de transport. Elle a évolué

⁴² Surcharge fixée sur la base de l'arrêté royal du 24 avril 2012 portant modification de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de services public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité et de l'arrêté royal du 28 octobre 2004 fixant les modalités de gestion du fonds pour le financement de la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre

⁴³ Surcharge fixée sur la base de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge et en attendant l'introduction d'un arrêté royal fixant le montant destiné au financement du fonds clients protégés électricité pour 2012

de 0,13 EUR/MWh en 2008 à 2,08 EUR/MWh en 2012. Elle s'élève en 2013, à 2,21 EUR/MWh et à 3,9132 EUR/MWh en 2014.

98. La surcharge pour le financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore a été introduite en 2008 et s'élève à 0,1395 EUR/MWh en 2012. Cette surcharge est également de 0,1395 EUR/MWh en 2013. En 2014, elle s'élève à 0,0629 EUR/MWh.

III.7 Contributions énergie renouvelable et cogénération

99. La contribution énergie renouvelable est une cotisation visant à limiter l'effet de serre et les émissions de CO₂. Chaque fournisseur verse une contribution annuelle (= obligation de quota) déterminée au développement de la production à partir d'énergies renouvelables par le biais du système des certificats verts. Les certificats de cogénération visent aussi à réduire l'effet de serre et les émissions de CO₂ par la promotion de la production d'électricité à base de cogénération.

100. Les figures 8.1. à 8.5. présentent l'évolution des contributions énergie renouvelable et de cogénération en valeurs absolues pour tous les fournisseurs. Les contributions énergie renouvelable et de cogénération sont exprimées en EUR/MWh. Leur évolution est illustrée pour le client type Dc.

Figure 8 : Aperçu de l'évolution de la composante cotisations énergie renouvelable et cogénération

Figure 8.1.

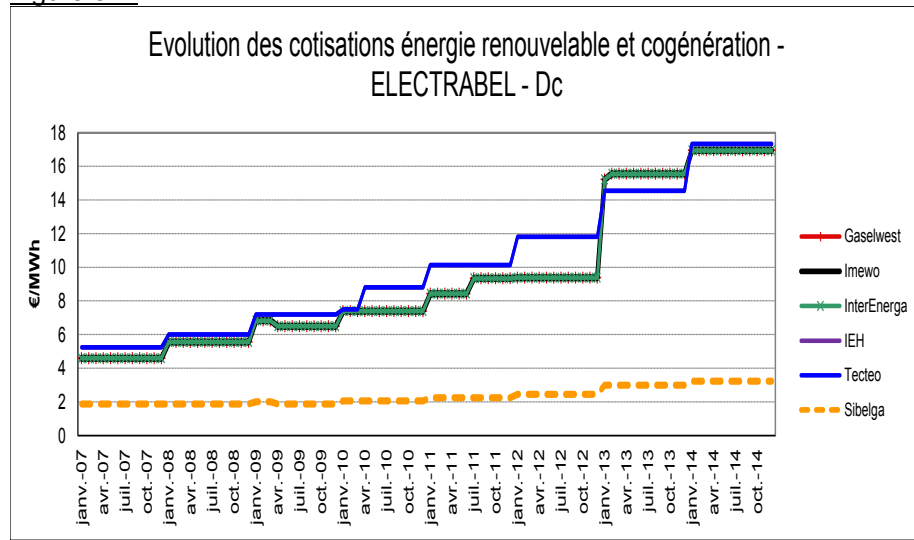


Figure 8.2.

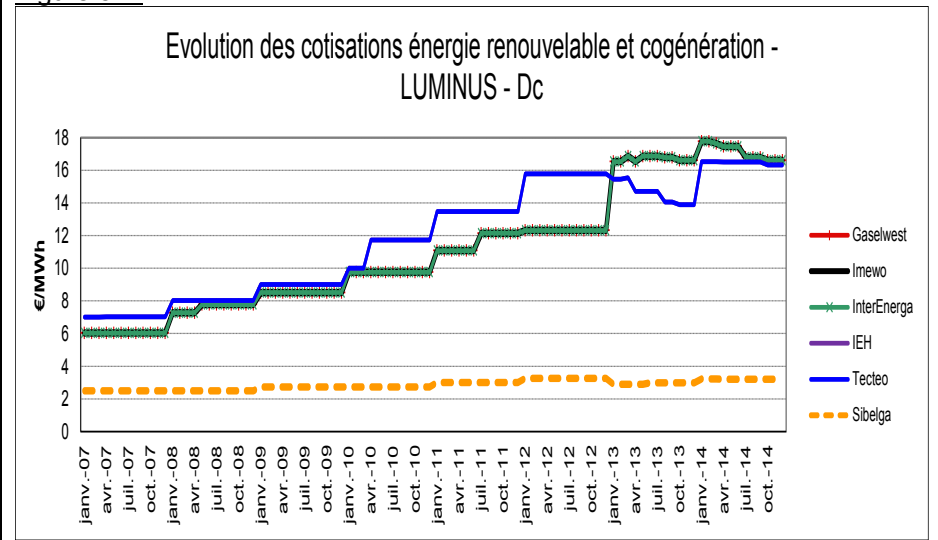


Figure 8.3

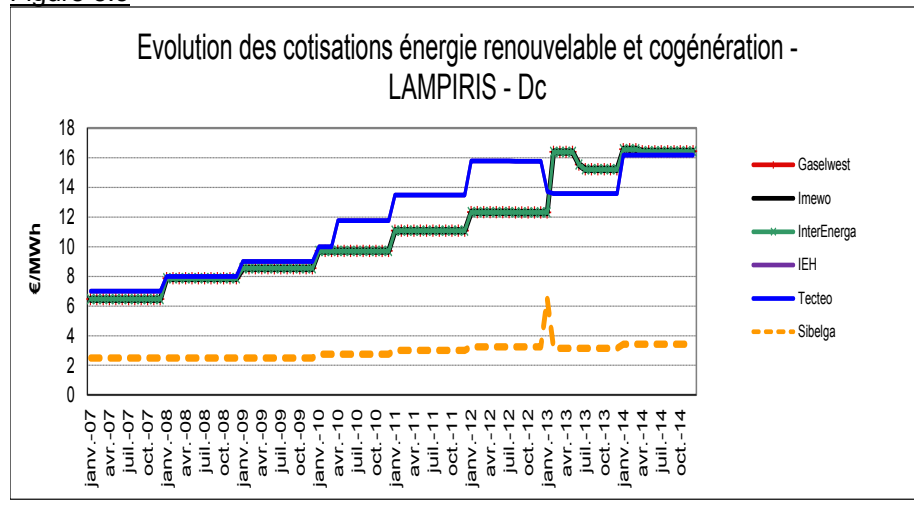


Figure 8.4.

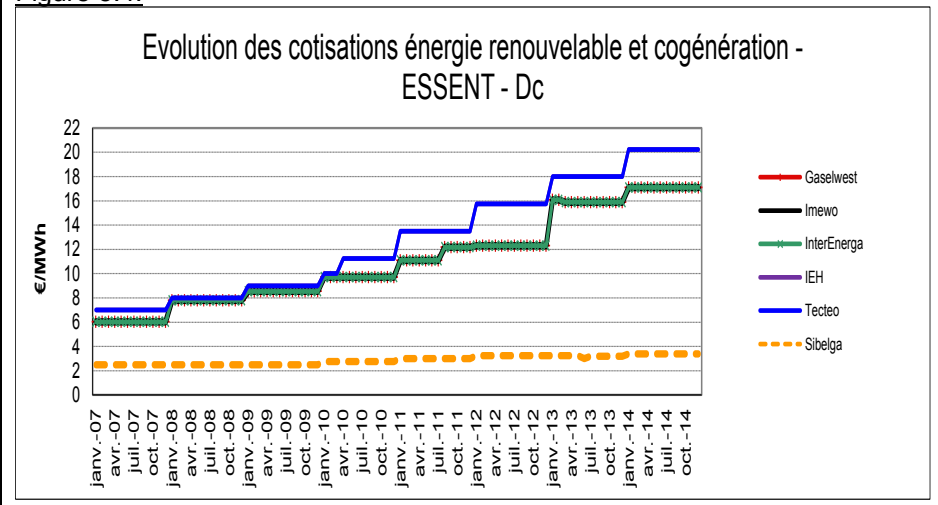
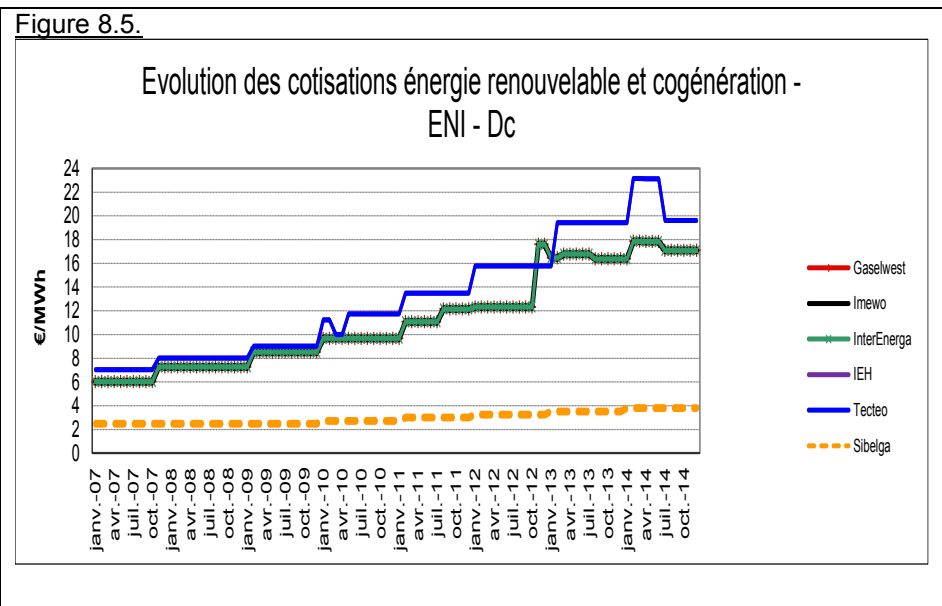


Figure 8 : Aperçu de l'évolution de la composante cotisations énergie renouvelable et cogénération



101. Les montants des contributions énergie renouvelable et de cogénération sont différents selon les régions et les fournisseurs. Leur évolution varie d'année en année principalement en fonction des quotas de certificats à remettre aux autorités régionales ainsi que du montant des amendes administratives.

Chez LUMINUS, ENI, ESSENT et LAMPIRIS, le niveau des contributions dépend de l'amende administrative fixée par leur autorité régionale et du quota de certificats à délivrer. ELECTRABEL facture des montants de contributions moins élevés que les autres fournisseurs et semble donc davantage tenir compte de la valorisation des certificats sur le marché.

102. Depuis 2007, les contributions pour l'énergie renouvelable et la cogénération ont plus que doublé en Flandre et en Wallonie. Ceci est dû à la politique ambitieuse menée par les régions et l'obligation de quota y afférente qui a fortement augmenté au cours des années précédentes. Ceci est illustré dans le tableau ci-dessous^{44, 45}.

Obligation de quota	CV Flandre	Cogénération Flandre	Wallonie	Bruxelles
2008	3,75	2,96	8,00	2,50
2009	4,90	3,73	8,00	2,50
2010	5,25	4,39	10,00-11,74	2,75
2011	6,00	4,90	13,50	3,00
2012	7,00	7,60	15,75	3,25
2013	12,00	8,60	19,40	3,50
2014	13,35	9,80	23,10	3,80

103. Depuis 2012, la CREG constate qu'un certain nombre de fournisseurs ont augmenté la contribution électricité verte et cogénération. Le tarif que les fournisseurs mentionnent sur leurs fiches tarifaires n'est pas imposé légalement. Il est établi par les fournisseurs et sert, en principe, à couvrir les coûts réels résultant de l'obligation légale figurant dans le décret Energie⁴⁶ pour satisfaire, chaque année, le quota d'énergie renouvelable établi. Les fournisseurs sont tenus de soumettre à la VREG les certificats verts et les certificats cogénération exigés chaque année, au plus tard le 31 mars.

⁴⁴ L'obligation de quota en Flandre implique que le 31 mars de l'année N, un % déterminé de certificats doit être introduit, calculé sur la base de la quantité d'énergie fournie durant l'année N-1. En Wallonie et à Bruxelles, par contre, le nombre de certificats à introduire est calculé sur la base de l'énergie fournie au cours du trimestre précédent.

⁴⁵ A partir de la remise des certificats verts pour 2013 (pour la livraison d'électricité 2012), le quota de certificats verts à fournir est calculé via la formule suivante : $C = Gr * EV * BTOT$. Pour 2013, cela revient : $0,14 * 0,8613$ et pour 2014 cela revient : $0,155 * 0,8613$

⁴⁶ Décret portant sur les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie du 8 mai 2009, articles 7.1.10, 7.1.11 et 7.1.15.

Le décret Energie a été adapté le 1er août 2012. Les obligations de quota pour les fournisseurs ont été augmentées, ce qui a engendré une augmentation des coûts. Bien que le décret ne soit entré en vigueur qu'au 1er août, les quotas augmentés sont valables à compter du 1er janvier 2012. La VREG, qui est compétente en la matière, confirme que les fournisseurs peuvent récupérer ces coûts supplémentaires auprès de leurs clients.

Depuis janvier 2013, nous constatons également des adaptations de ces tarifs en Wallonie et en Région de Bruxelles-Capitale.

En 2014, des adaptations de ces tarifs sont pratiquées dans les 3 régions.

III.8 Taxe sur l'énergie et TVA

104. La taxe sur l'énergie et la TVA constituent le poste le plus important de la facture du client résidentiel après la composante énergie et le tarif de réseau de distribution.

105. Les figures 9.1. à 9.4. présentent l'évolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA pour la clientèle résidentielle fournie par ELECTRABEL et LAMPIRIS. Pour limiter le nombre de graphiques et étant donné qu'on note la même évolution que celle du prix final au consommateur, le calcul n'a été illustré que pour ces fournisseurs.

106. Dans la mesure où la TVA est appliquée à l'ensemble des composantes, son évolution est comparable à celle du prix final au consommateur. La taxe sur l'énergie est restée inchangée (0,19088 cEUR/kWh) et la TVA est due sur celle-ci.

107. En 2014, afin de favoriser la compétitivité et l'emploi, le gouvernement fédéral a adopté deux mesures qui ont un impact sur la TVA :

- le taux de TVA applicable aux livraisons d'électricité aux clients résidentiels est réduit de 21% à 6% à compter du 1^{er} avril 2014 suite à l'arrêté royal du 21 mars 2014 modifiant les arrêtés royaux n^{os} 4 et 20 relatifs à la taxe sur la valeur ajoutée ;
- la cotisation fédérale n'est plus reprise dans la base imposable pour le calcul de la TVA à compter du 1^{er} avril 2014. La cotisation fédérale est prélevée en vue du financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché. Jusqu'au 31 mars, il était spécifiquement stipulé dans l'article 21 §1 de la loi électricité que la cotisation fédérale était soumise à la TVA. Cette stipulation a été supprimée par l'article 7 de la loi du 15 mai 2014 portant exécution du pacte de compétitivité d'emploi et de relance.

La cotisation fédérale est due aux clients finals établis sur le territoire belge sur chaque kWh qu'ils prélèvent du réseau pour leur propre usage. Le gestionnaire de réseau est chargé de la perception de la cotisation et de la facture aux titulaires d'un contrat d'accès et aux gestionnaires de réseau de distribution qui peuvent la porter en compte à leurs propres clients pour autant qu'ils ne consomment pas eux-mêmes les kWh prélevés du réseau et ce jusqu'au moment où la cotisation susvisée est finalement facturée au client. Il résulte de ce qui précède que le client final établi sur le territoire belge doit être considéré comme redevable de sorte que la cotisation fédérale qui est répercutée constitue un débours au sens de l'article 28, 5°, du code de la TVA et ne fait donc pas partie de la base d'imposition pour le calcul de la TVA qui est due sur les livraisons d'électricité, pour autant qu'elle soit mentionnée séparément sur la facture.

- Il faut, toutefois, mentionner que la TVA pour les kWh gratuits est maintenue à 21%.

Figure 9 : Aperçu de l'évolution de la TVA et de la taxe énergie

Figure 9.1.

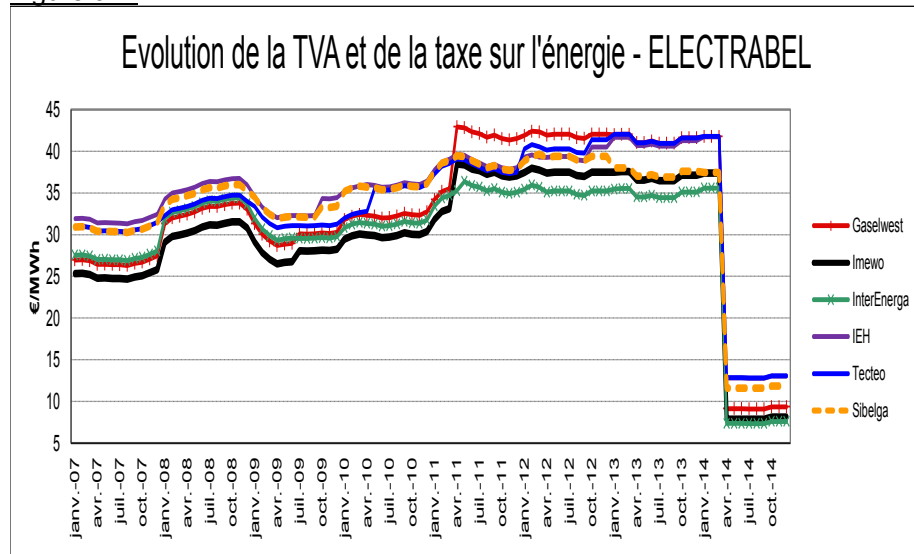


Figure 9.2.

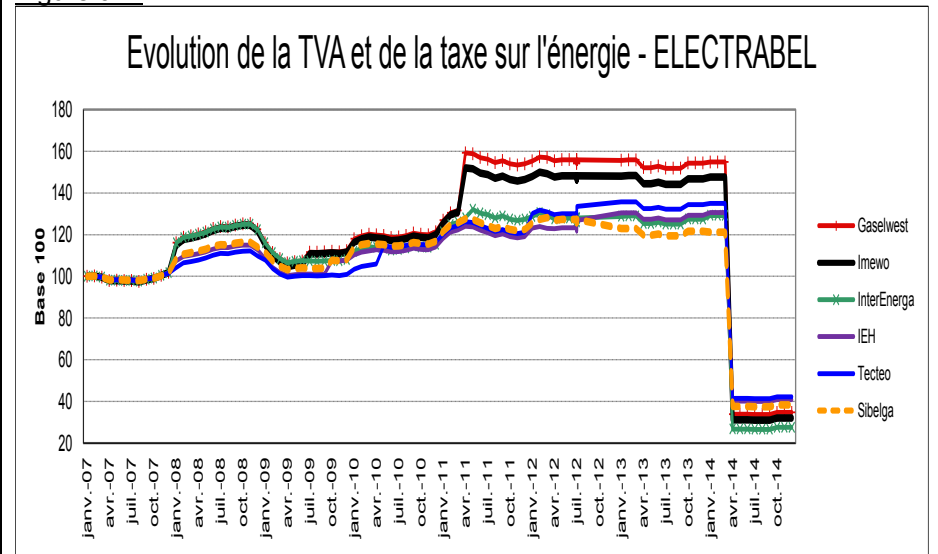


Figure 9.3

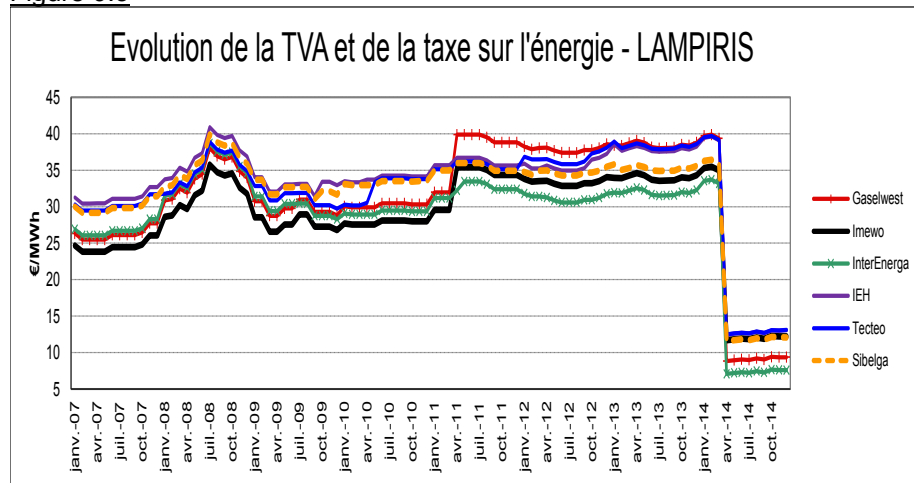
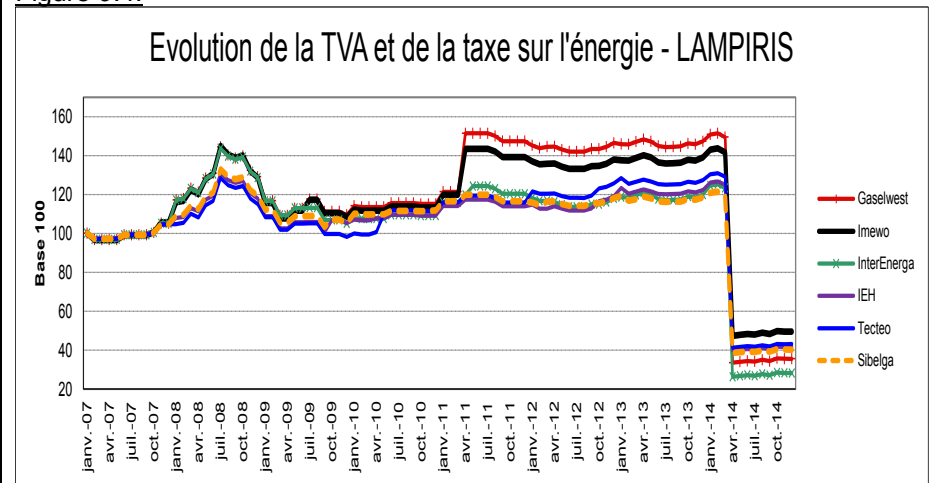


Figure 9.4.



IV. CALCULS CLIENTS TYPE GAZ NATUREL

IV.1 Prix à l'utilisateur final, toutes taxes comprises

108. Les figures des pages suivantes illustrent les évolutions pour les clients type T2 et T4, pour tous les fournisseurs, en valeurs absolues et relatives à partir de janvier 2007. Cette référence a été prise pour permettre une comparaison entre les différents fournisseurs vu que le marché belge de l'énergie n'a été entièrement libéralisé qu'en 2007 et que de nouveaux fournisseurs tels que LAMPIRIS, ESSENT et NUON/ENI pouvaient proposer leurs produits tant en Flandre qu'en Wallonie.

109. En novembre 2008, le prix final au consommateur a atteint son niveau le plus élevé et ce tant pour les consommateurs résidentiels que pour les consommateurs professionnels. Par la suite, le prix a baissé très fortement pour remonter ensuite depuis janvier 2010. En juillet 2012, le prix se situe à un niveau quasi aussi élevé qu'en été 2008 chez certains fournisseurs. En 2013, le prix est en diminution chez certains fournisseurs tandis que chez d'autres le prix est assez stable voire même augmente quelque peu (ESSENT). En 2014, le prix est en diminution pendant les 2 premiers trimestres 2014 suivi d'un troisième trimestre stable et d'un quatrième trimestre en hausse.

Figure 10 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 10.1.

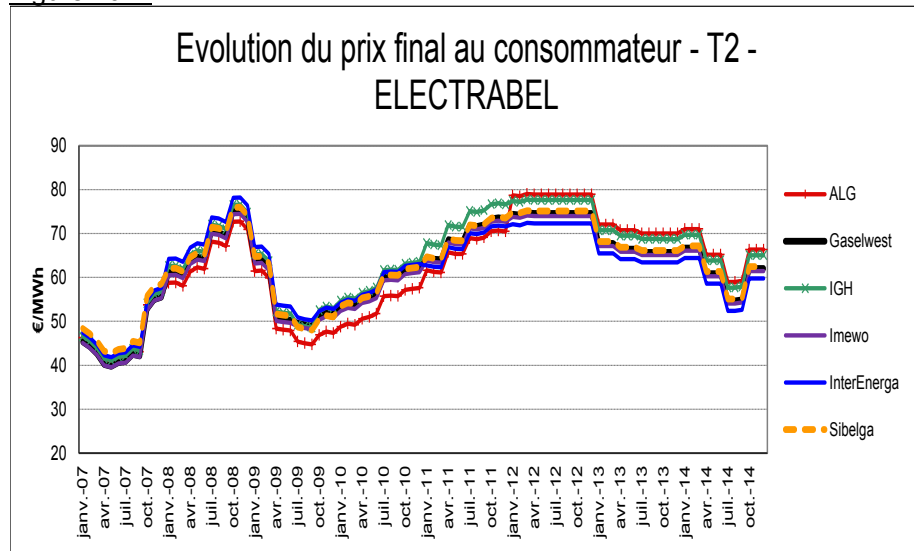


Figure 10.2.

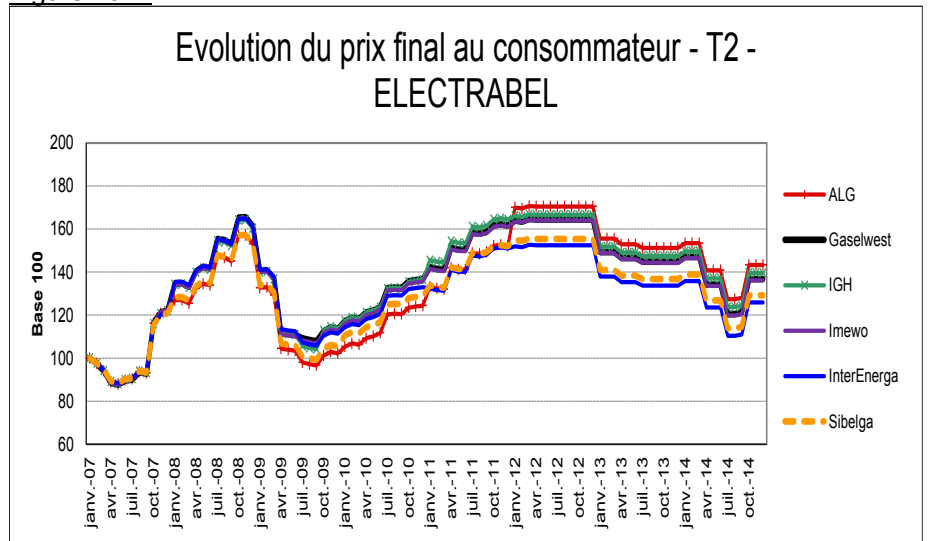


Figure 10.3.

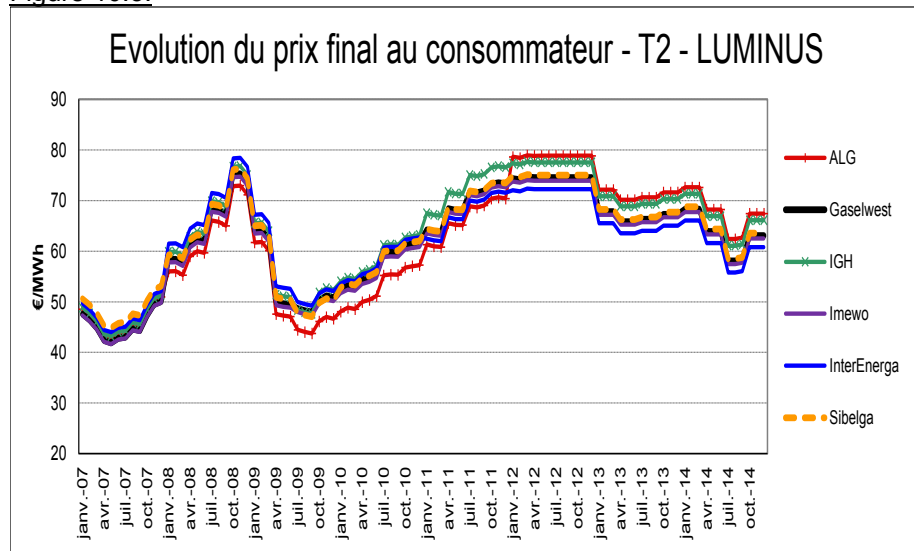


Figure 10.4.

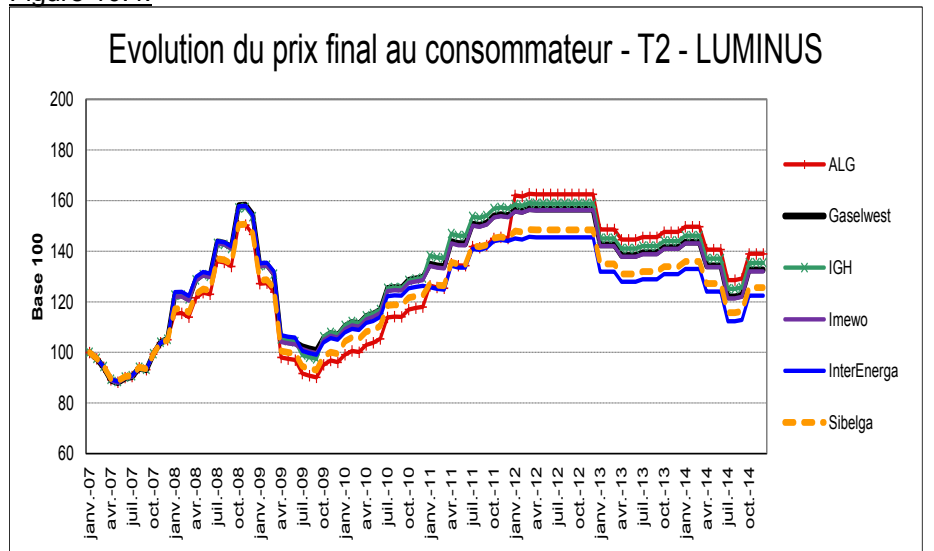


Figure 10 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

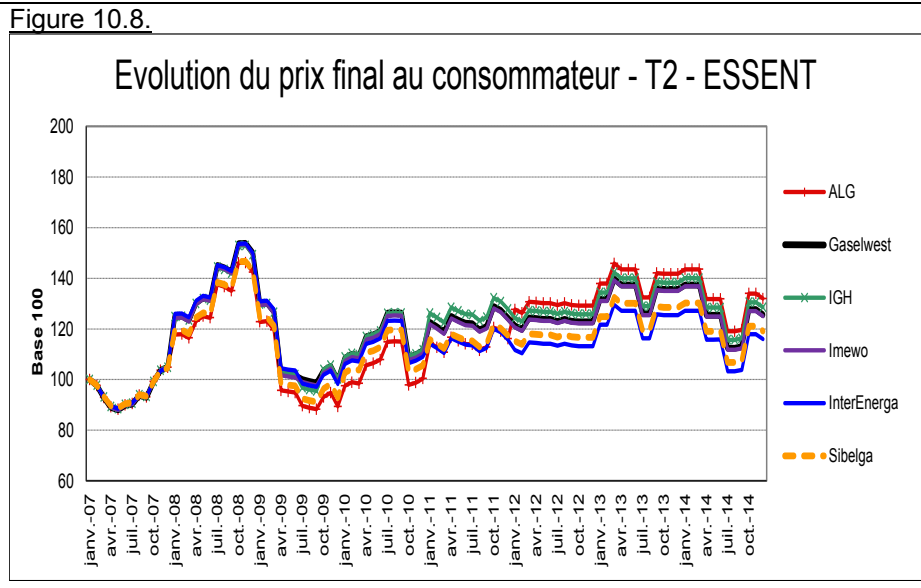
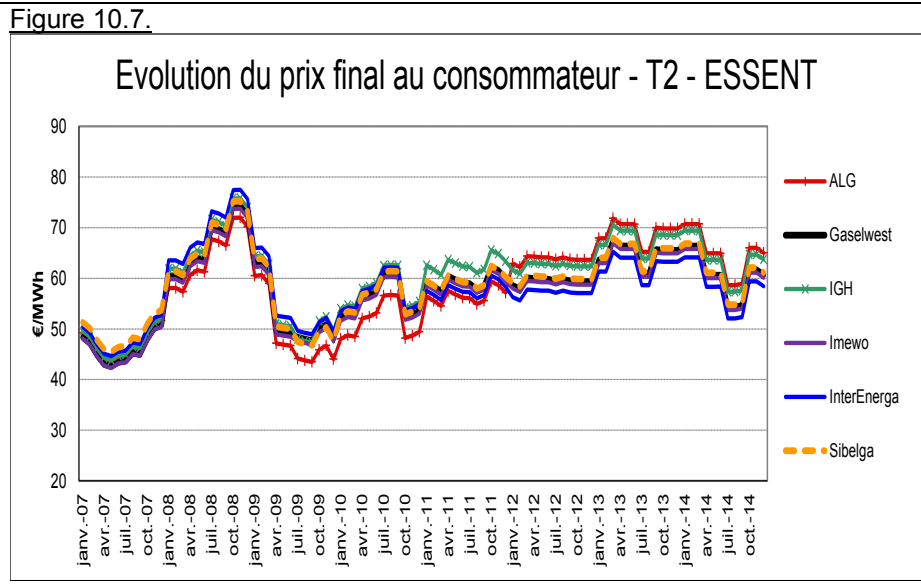
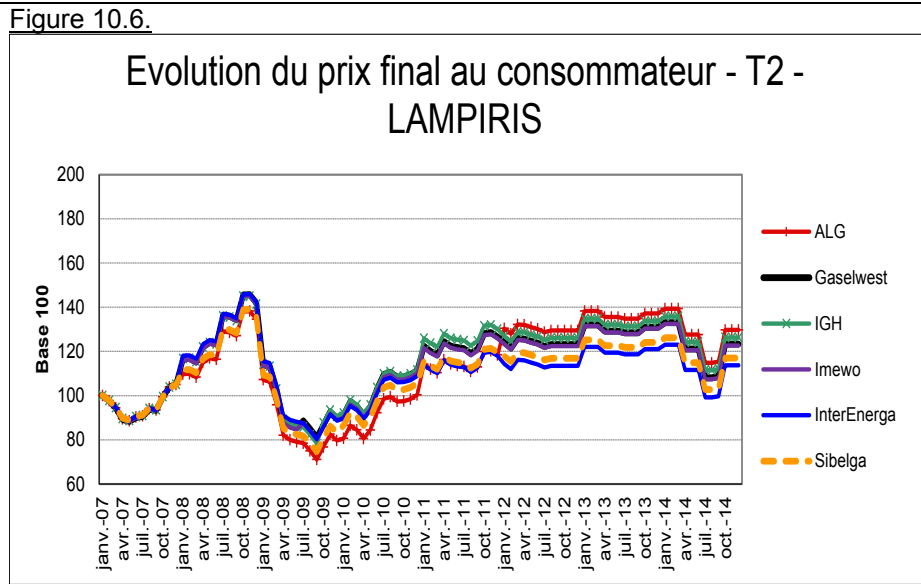
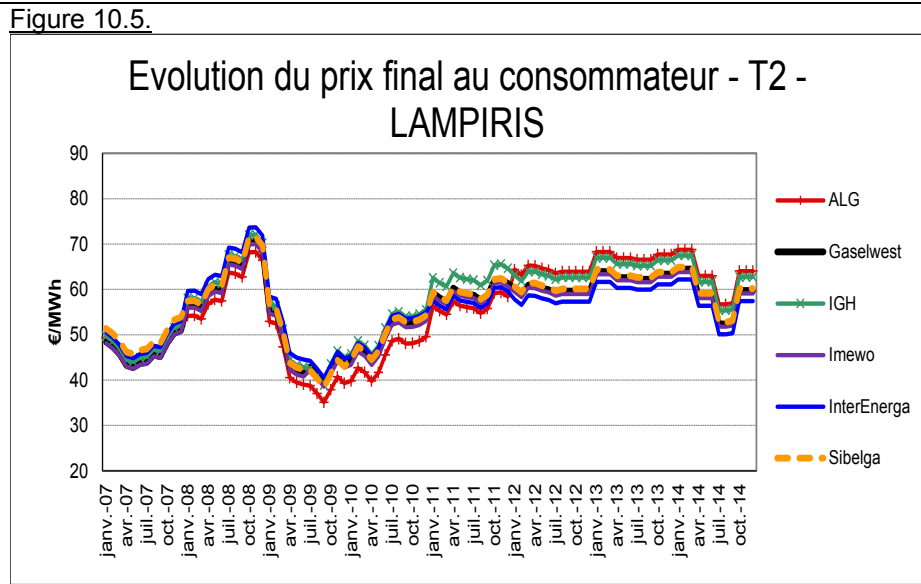


Figure 10 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 10.9.

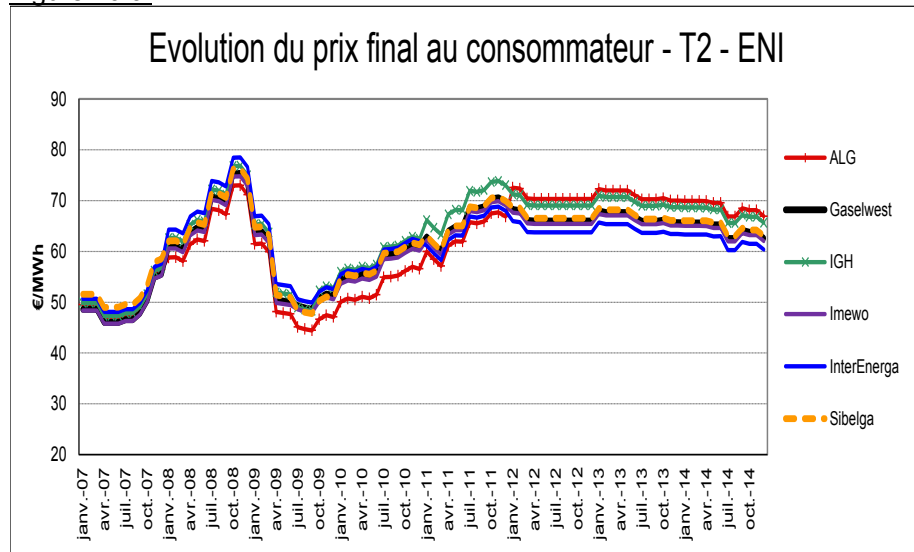


Figure 10.10.

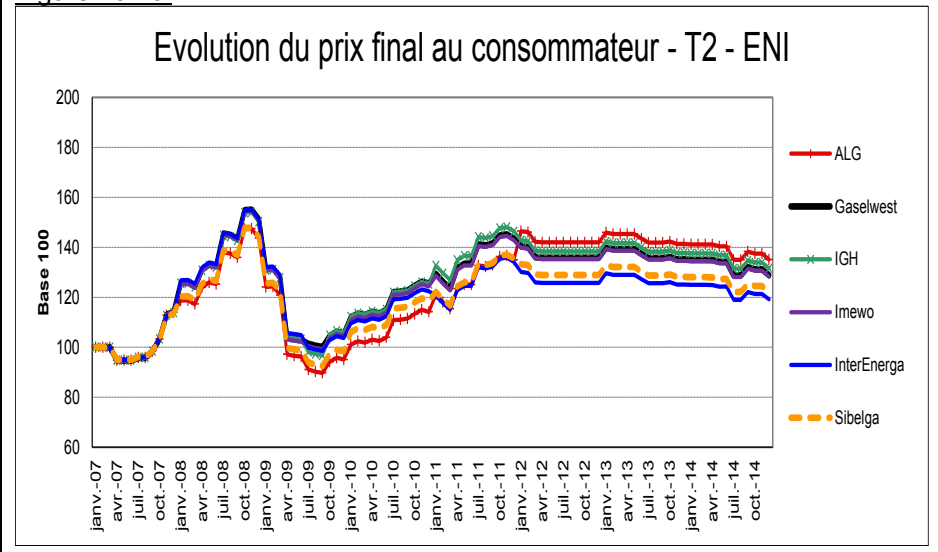


Figure 10.11.

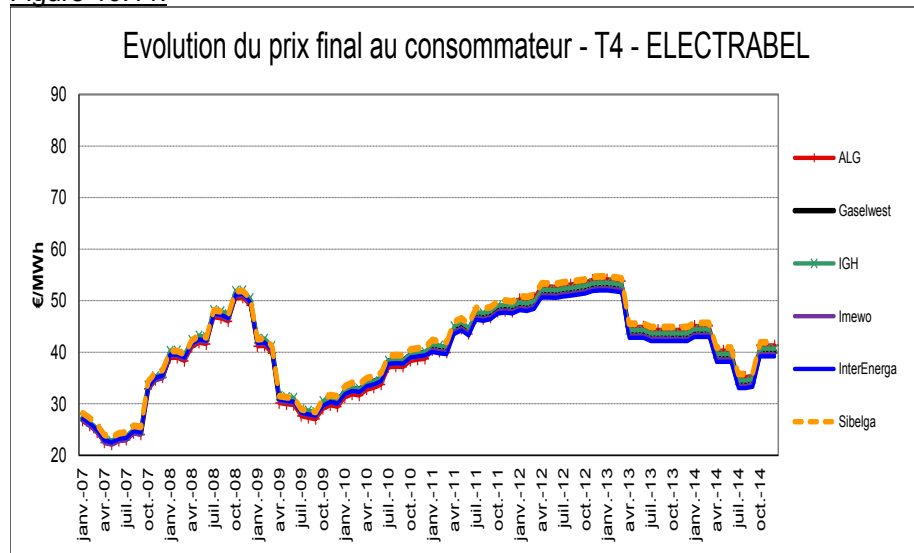


Figure 10.12.

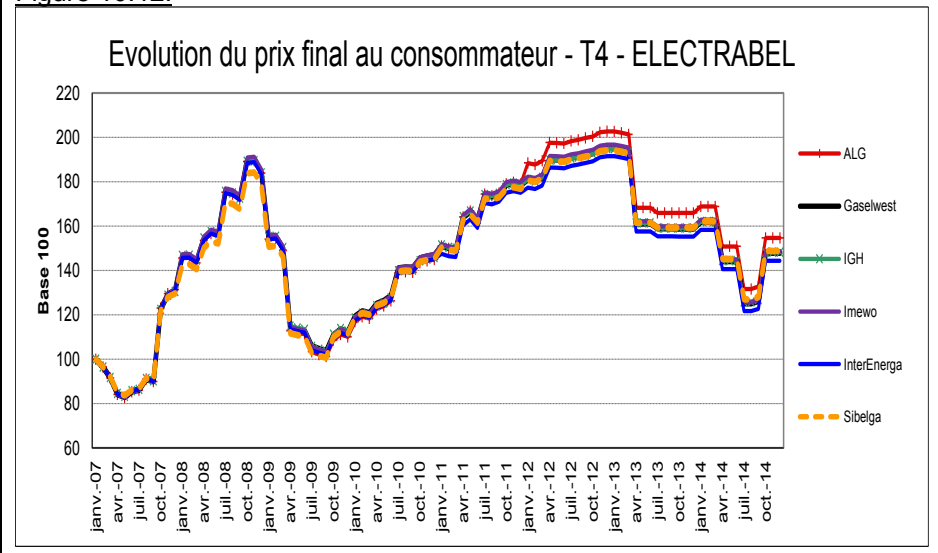


Figure 10 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 10.13.

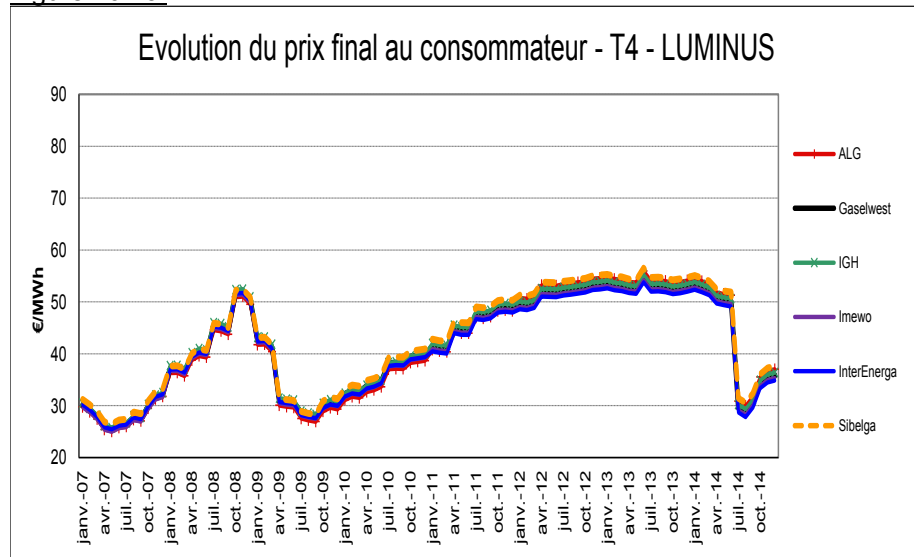


Figure 10.14.

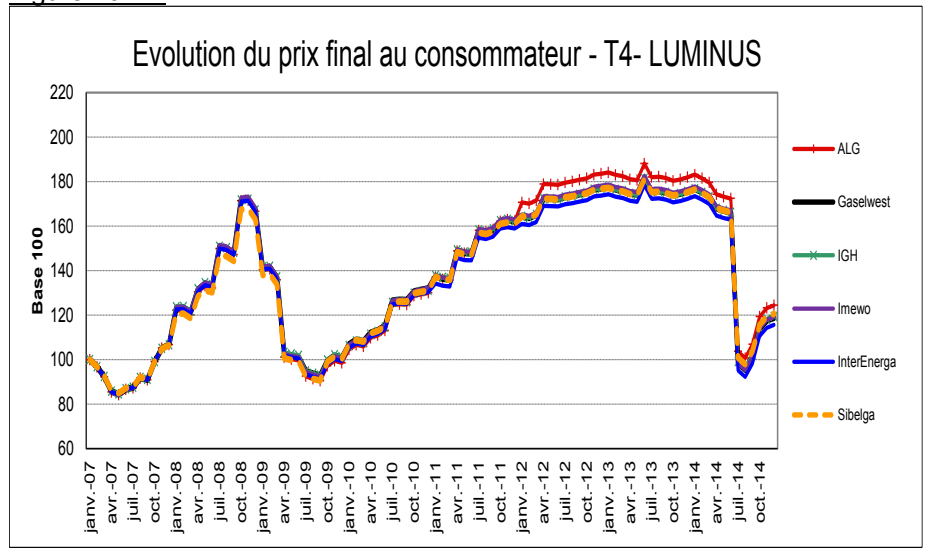


Figure 10.15.

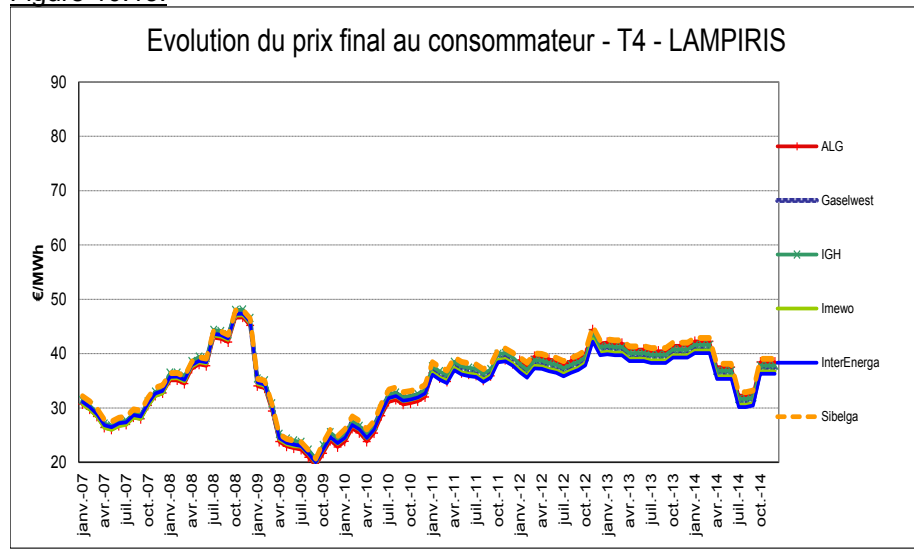


Figure 10.16.

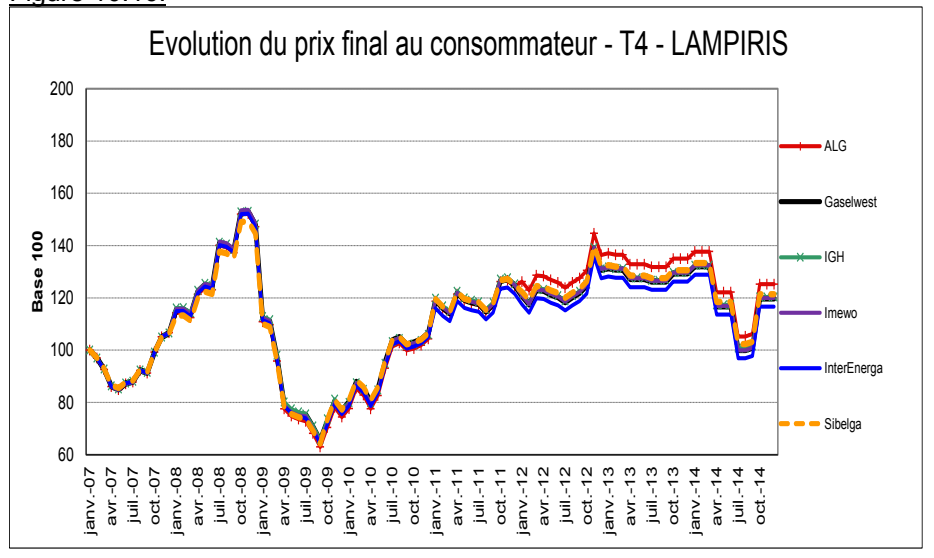


Figure 10 : Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 10.17.

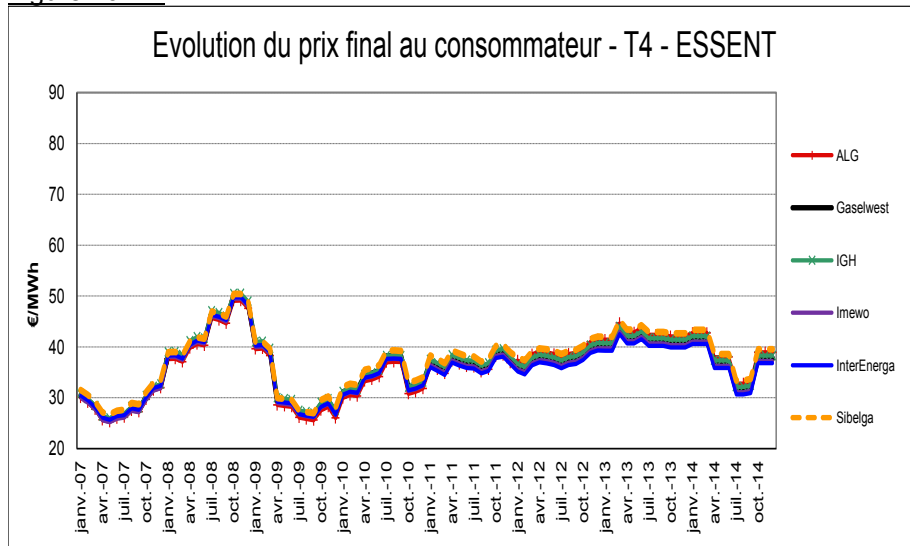


Figure 10.18.

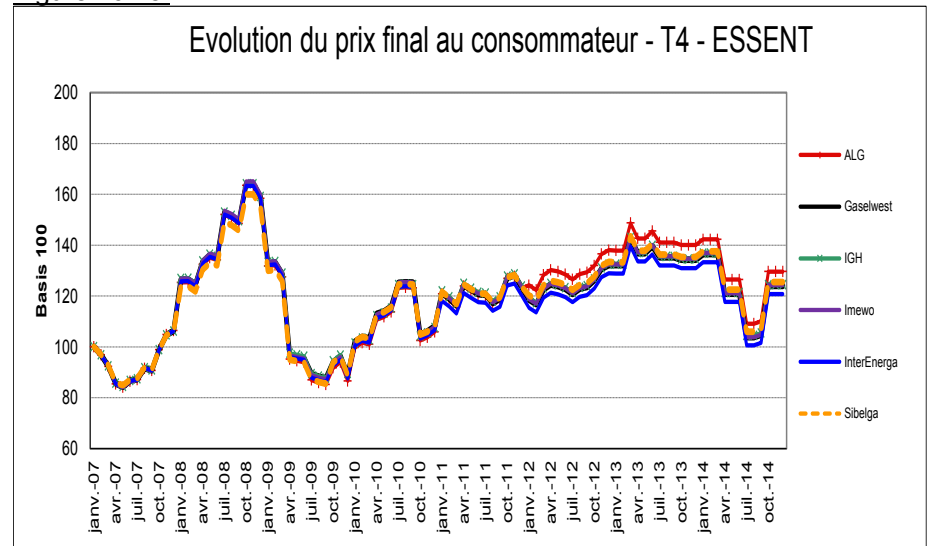


Figure 10.19.

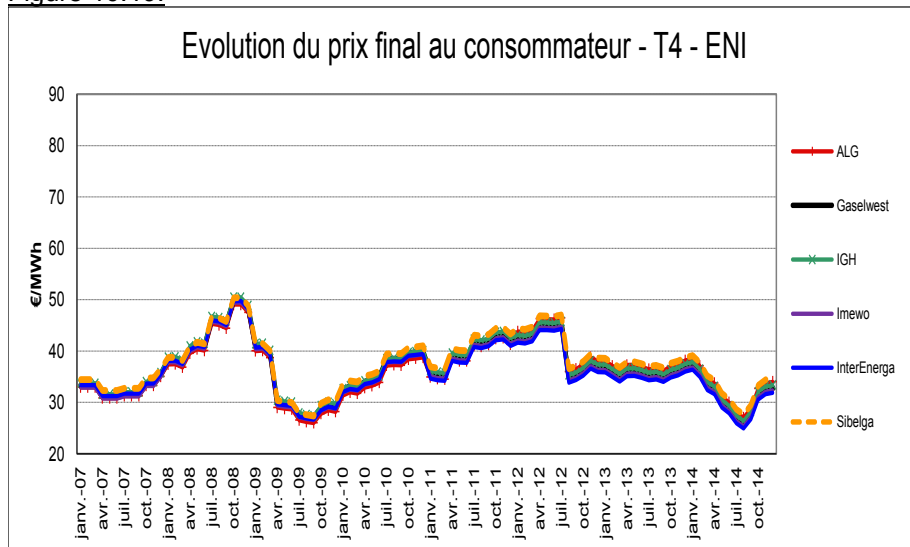
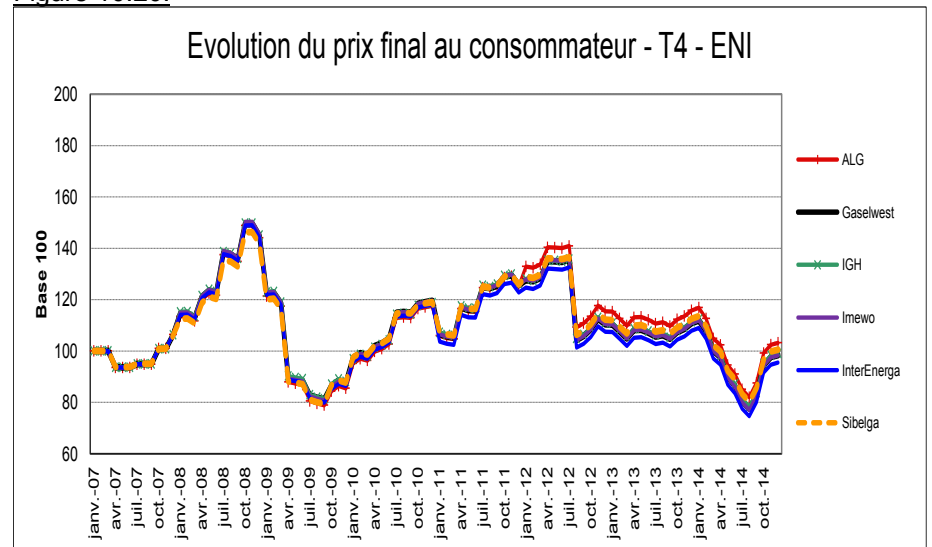


Figure 10.20.



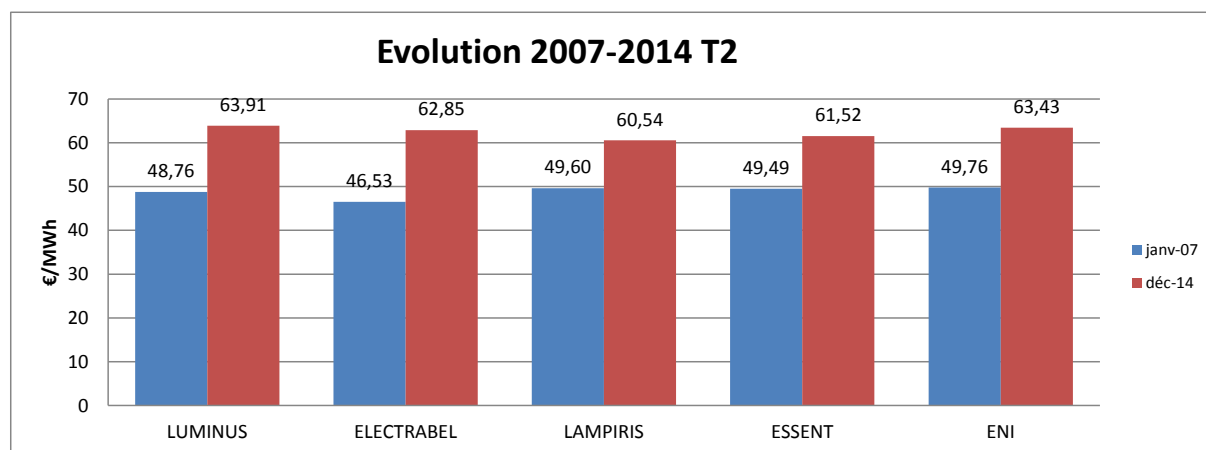
110. Entre janvier 2007 et décembre 2014, nous constatons les évolutions suivantes du prix final au consommateur:

IV.1.1 Clients résidentiels

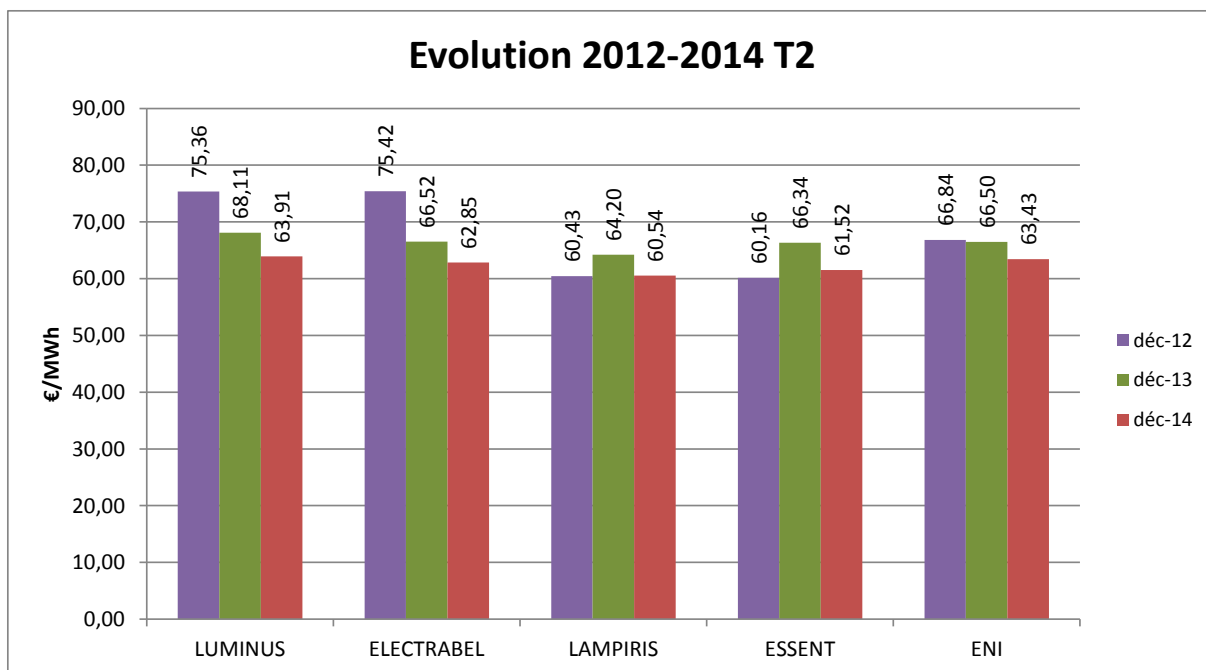
111. Le prix final au consommateur a augmenté, entre 2007 et 2014, en moyenne de 27,90%. La hausse est différente par fournisseur et varie de 22,06% chez LAMPIRIS à 35,07% chez ELECTRABEL.

112. LUMINUS, ELECTRABEL et ENI enregistrent la même évolution sur 2007-2012. Cela peut s'expliquer par le prix du fournisseur qui est basé sur l'indexation du pétrole. De plus amples informations à ce sujet suivent au point IV.3. LAMPIRIS et ESSENT ont un prix de l'énergie qui se base sur l'indexation du gaz. À la suite de cette indexation, le prix final au consommateur a augmenté moins fortement. Notons que, depuis janvier 2013 et jusqu'au mois de mai 2013, seul ELECTRABEL maintient une référence à un indice pétrolier et que ENI a une tarification de référence qui est, à présent, une formule fixe et non plus variable.

113. Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final par fournisseur pour janvier 2007 et décembre 2014.



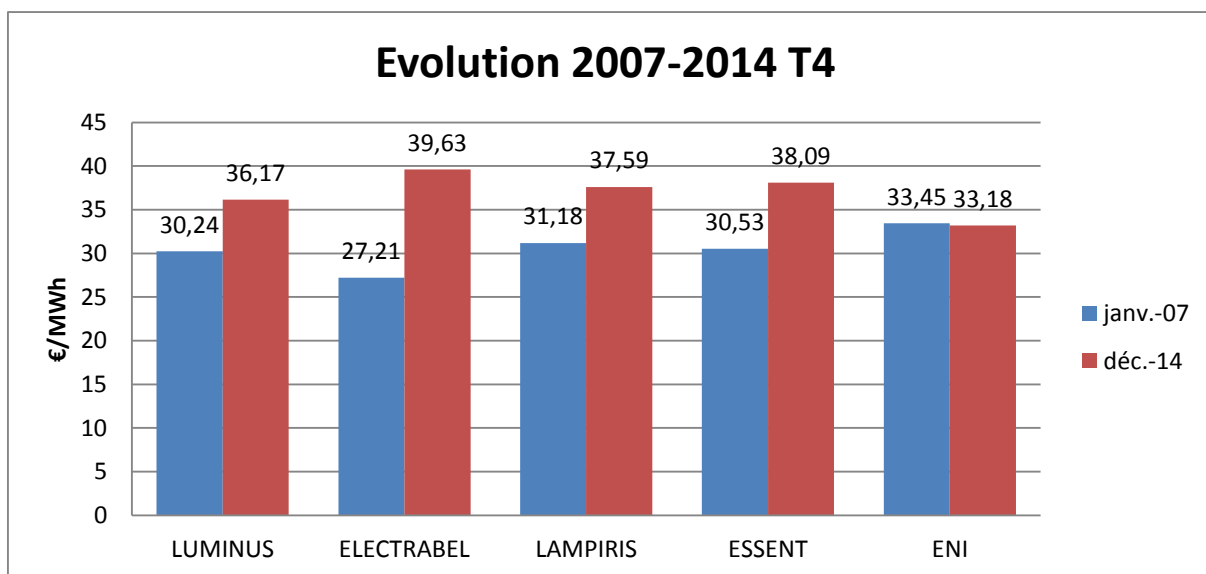
114. Le graphique ci-après illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final par fournisseur pour les trois dernières années pour le mois de décembre. Le prix final au consommateur chez LUMINUS, ELECTRABEL et ENI est en baisse continue. Pour le prix de LAMPIRIS et ESSENT, une hausse est observé en 2013. Néanmoins pour ces 2 fournisseurs, le prix est en baisse en 2014.



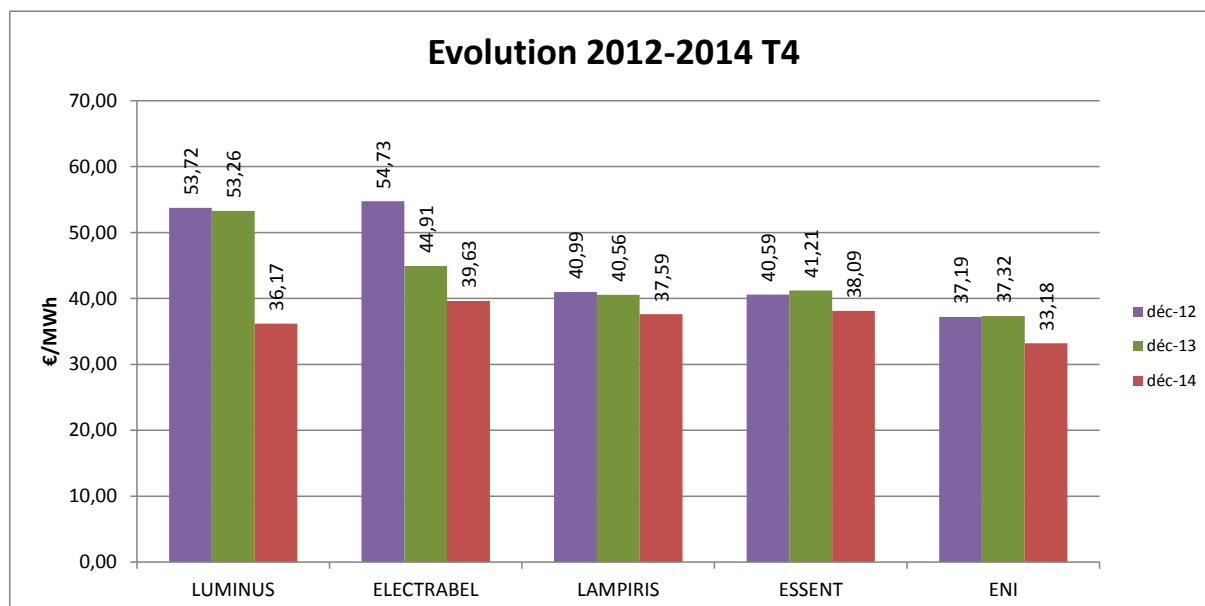
IV.1.2 Clients professionnels

Le prix final au consommateur a augmenté, en moyenne, de 20,99%. Une hausse est visible pour tous les fournisseurs excepté ENI et varie de 19,62% chez LUMINUS à 45,64% chez ELECTRABEL. Les tarifs de ENI baissent quant à eux de 0,82%.

115. Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final par fournisseur pour janvier 2007 et décembre 2014.



116. Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final par fournisseur pour les trois dernières années pour le mois de décembre. Une baisse du prix continue est observée chez ENI , ELECTRABEL et LAMPIRIS. Le prix est en hausse pour ESSENT et ENI en décembre 2013 et est suivi par une baisse en décembre 2014.



IV.2 Aperçu des principales composantes

117. Les graphiques ci-dessous illustrent l'évolution du prix final au consommateur (en EUR/MWh), en distinguant les cinq principales composantes qui seront analysées plus loin dans cette étude :

- prix de la composante énergie (prix du fournisseur) ;
- transport (hors prélèvements publics) ;
- distribution (hors prélèvements publics) ;
- prélèvements publics ;
- taxe sur l'énergie et TVA.

118. Les graphiques relatifs aux tarifs résidentiels (T2) comprennent la TVA, contrairement aux graphiques relatifs au tarif industriel (T4). Étant donné le très grand nombre de graphiques, seuls les montants en valeur absolue apparaissent ici.

119. Les évolutions illustrées ci-après sont dues essentiellement à l'évolution du prix de l'énergie et des tarifs du réseau de distribution. Ceux-ci sont commentés dans les chapitres IV.3 et IV.5.

Figure 11 : Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 11.1.

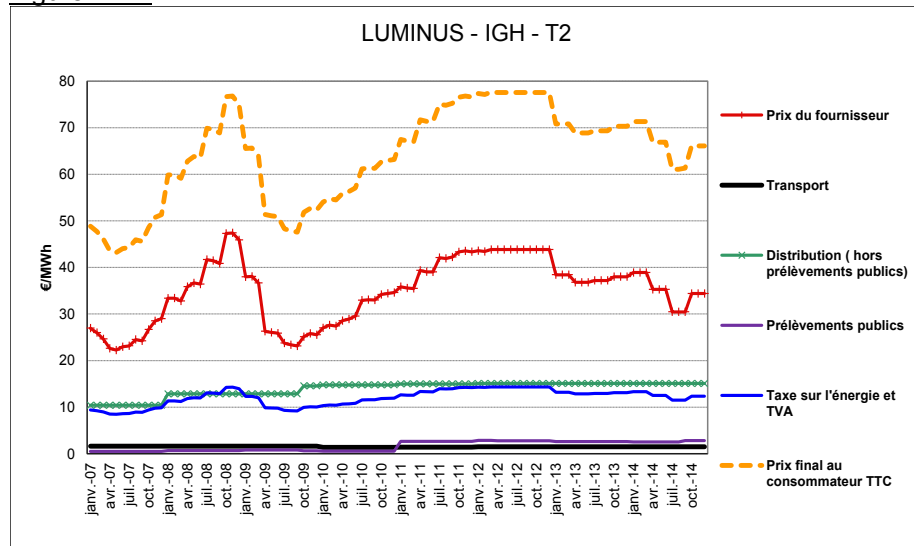


Figure 11.2.

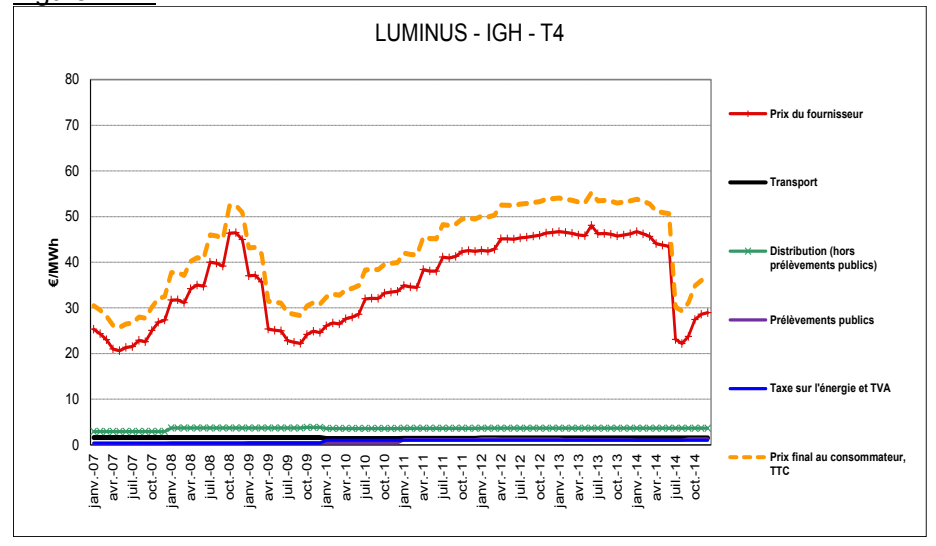


Figure 11.3.

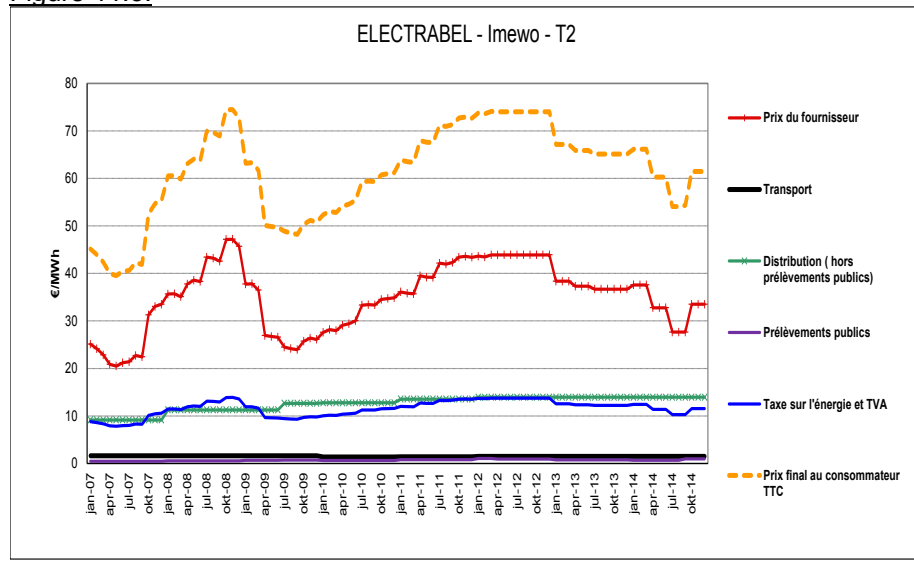


Figure 11.4.

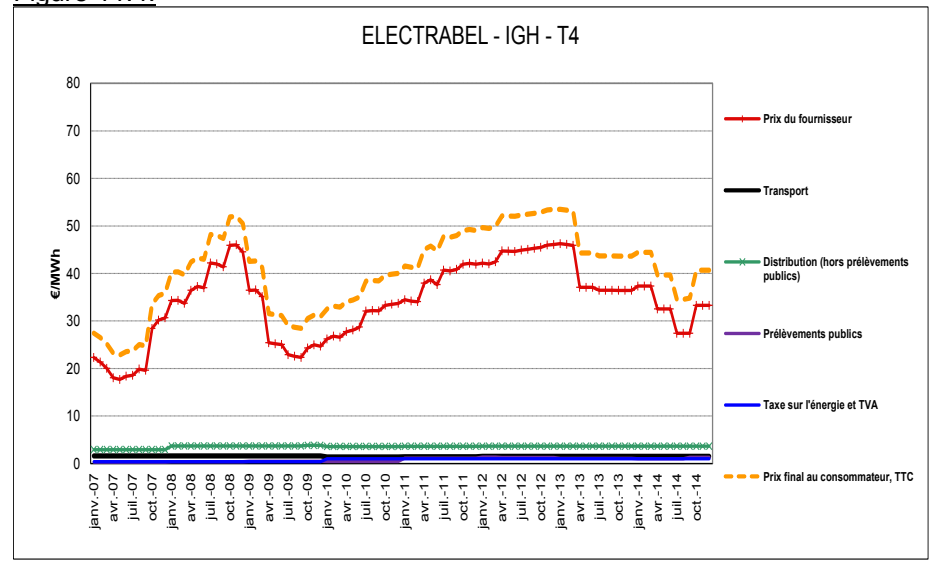


Figure 11 : Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 11.5.

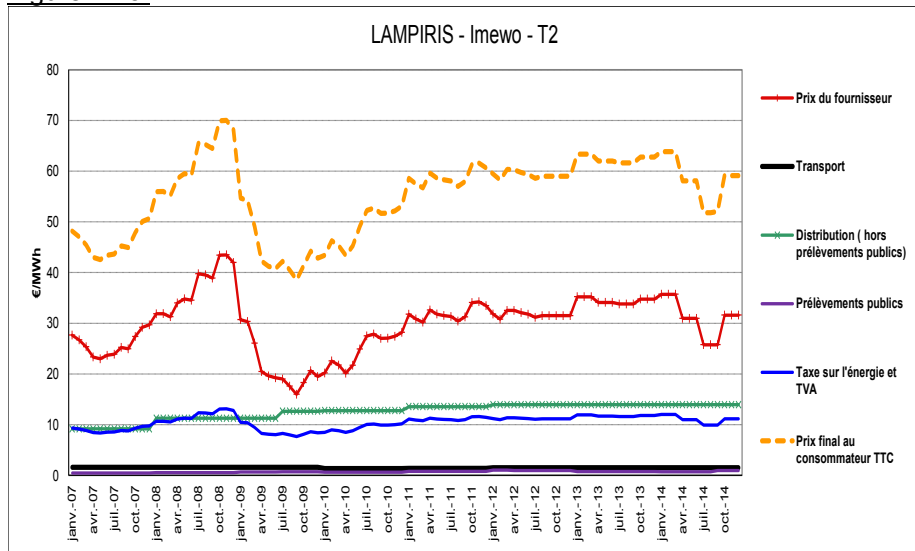


Figure 11.6.

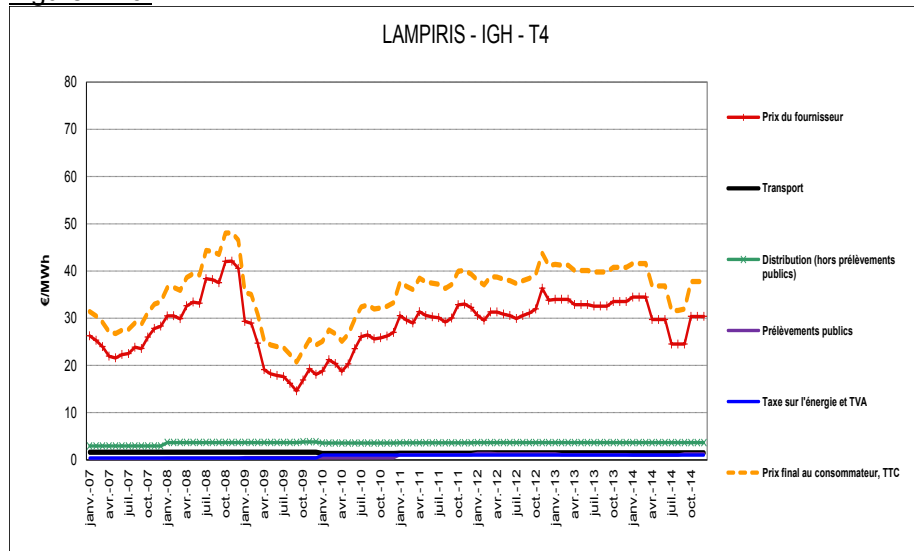


Figure 11.7.

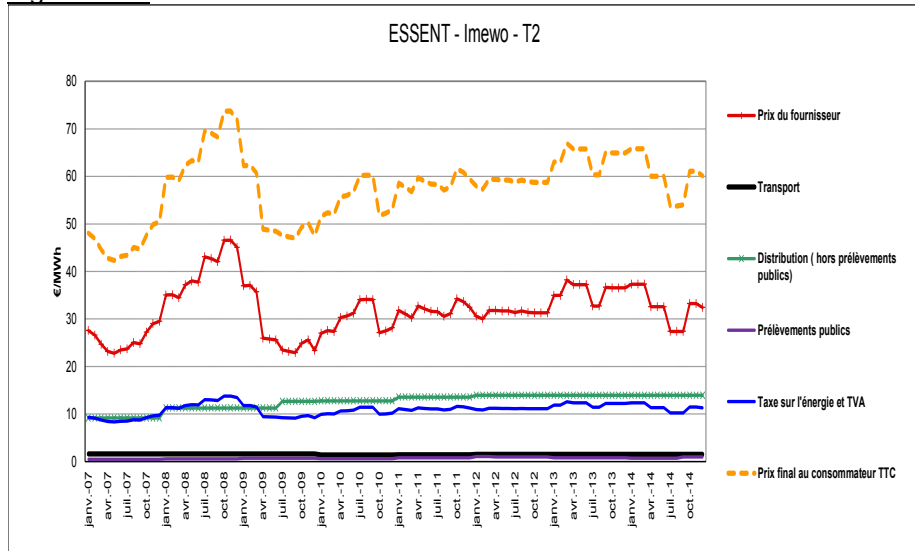


Figure 11.8.

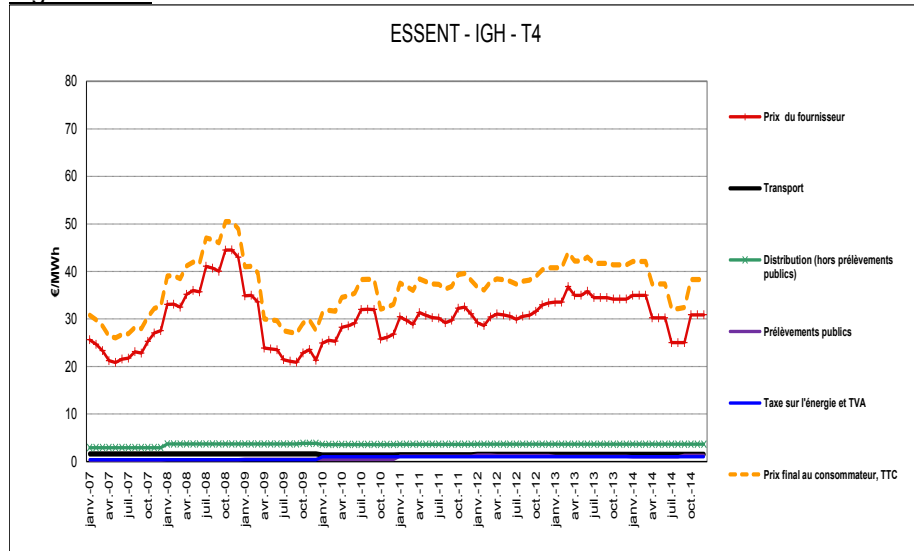


Figure 11 : Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 11.9.

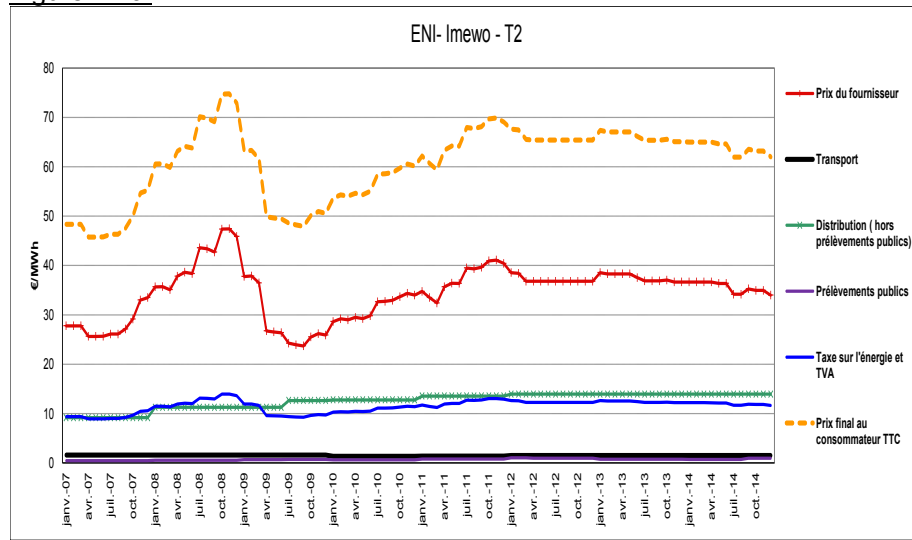


Figure 11.10.

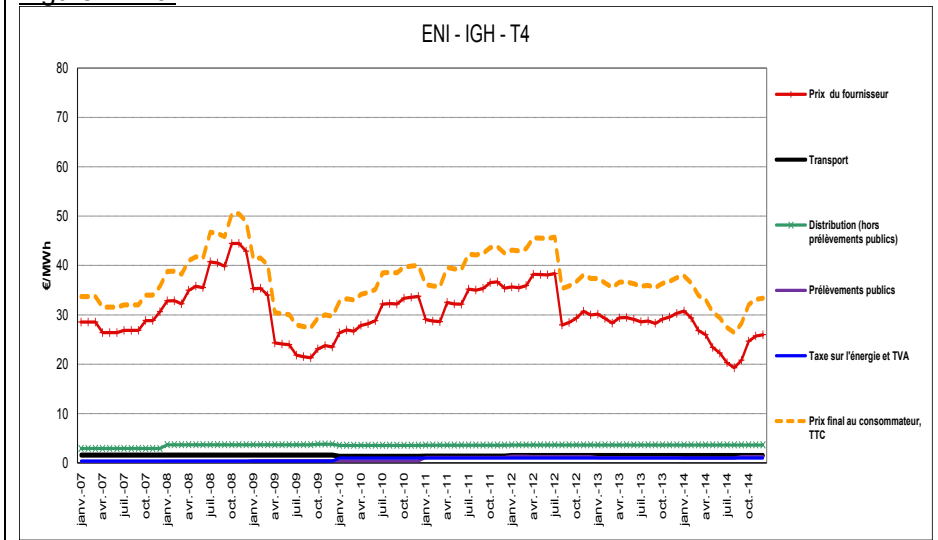


Figure 11.11.

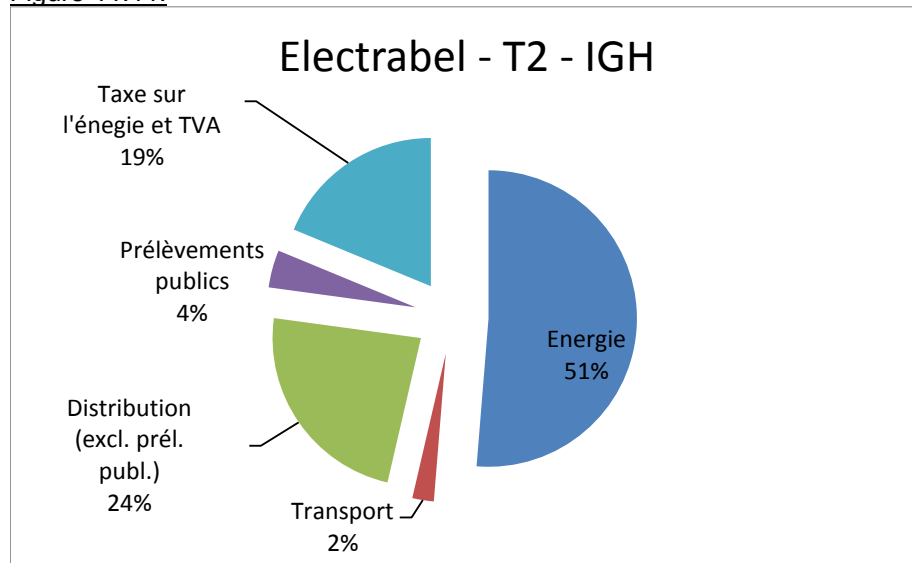
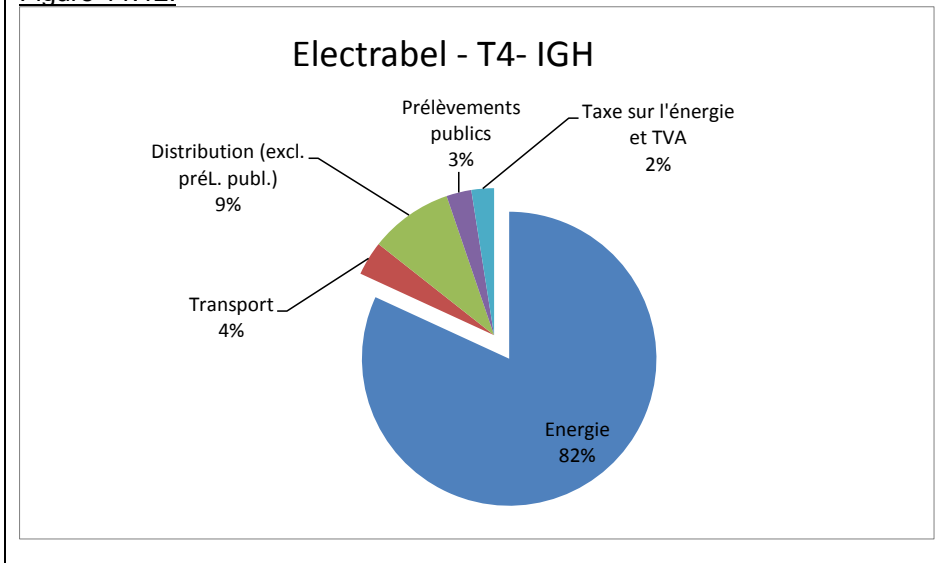


Figure 11.12.



120. Les trois composantes tarifaires qui déterminent les grandes tendances en matière de prix sont en ordre décroissant :

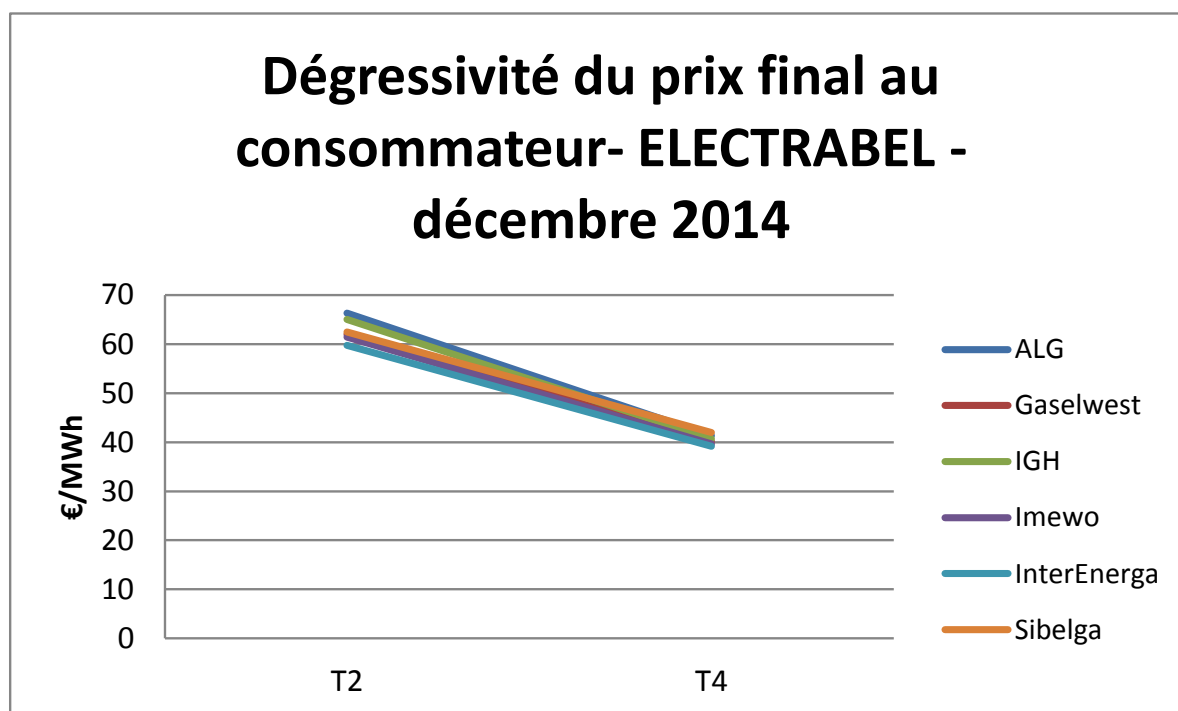
- 1) le prix du fournisseur (prix de l'énergie);
- 2) les tarifs du réseau de distribution;
- 3) la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels⁴⁷).

121. Les graphiques ci-dessus illustrent l'importance relative de chaque composante en 2014. La part du tarif de réseau de distribution diminue au fur et à mesure que le volume augmente. Cela s'explique par la dégressivité des tarifs.

La dégressivité est causée par :

- la structure des tarifs fournisseurs et des GRD composée d'une redevance fixe et d'un terme proportionnel;
- la TVA déductible chez les clients professionnels.

Le graphique ci-dessous illustre la dégressivité du prix final au consommateur pour juin 2014 au sein des différentes zones de distribution ayant ELECTRABEL⁴⁸ pour fournisseur. Il en ressort que le tarif pour le client type T4 atteint, en moyenne, 64% du tarif client type T2.



⁴⁷ La TVA est déductible pour les clients professionnels.

⁴⁸ Les données obtenues pour les autres fournisseurs reflètent la même tendance.

IV.3 Prix du fournisseur (prix de l'énergie)

122. L'évolution des composantes indique que le prix du fournisseur (énergie) est le moteur de l'évolution du prix final au consommateur (voir figures 11.11. et 11.12).

123. Les résultats présentés ci-dessous correspondent au prix de l'énergie qui est identique partout en Belgique par fournisseur⁴⁹. Les figures de gauche présentent les résultats en valeur absolue tandis que les figures de droite présentent l'évolution relative. L'évolution est décrite par rapport à la libéralisation complète du marché de l'énergie (janvier 2007).

124. Les fiches tarifaires des fournisseurs donnent un prix de l'énergie incluant le transport. Le tarif de transport est toutefois exprimé en termes de capacité. Avant de neutraliser cette composante tarifaire dans le prix de l'énergie, il a fallu d'abord convertir ce tarif en EUR/MWh. À cet effet, des hypothèses ont été avancées sur le plan du pourcentage de conversion kWh/m³ (voir numéro 149) et sur le plan de la capacité des clients type. Il faut donc considérer les résultats obtenus pour la partie purement énergie avec prudence.

125. ELECTRABEL et ENI ont transmis un tarif distinct pour un client type T4. Les autres fournisseurs ne disposent pas de fiches tarifaires pour ce groupe de clients. C'est pourquoi on utilise le même tarif et les mêmes formules que pour le client type T3⁵⁰.

⁴⁹ Les fournisseurs doivent disposer d'une autorisation de fourniture régionale pour pouvoir effectuer leurs fournitures dans les différentes régions. Aucune fixation du prix n'est cependant réalisée au niveau régional.

⁵⁰ T3 est un client tertiaire avec une consommation annuelle de 150 à 1.000 MWh/an. La consommation annuelle d'un client type T4 est 10 fois plus élevée (de 1.000 à 10.000 MWh/an)

Figure 12 : Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur-EUR/MWh en 01/2007=100

Figure 12.1.

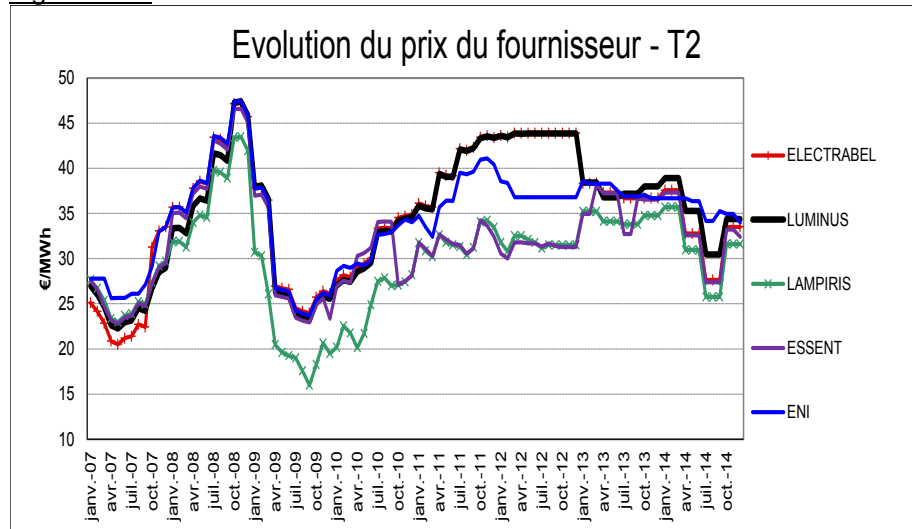


Figure 12.2.

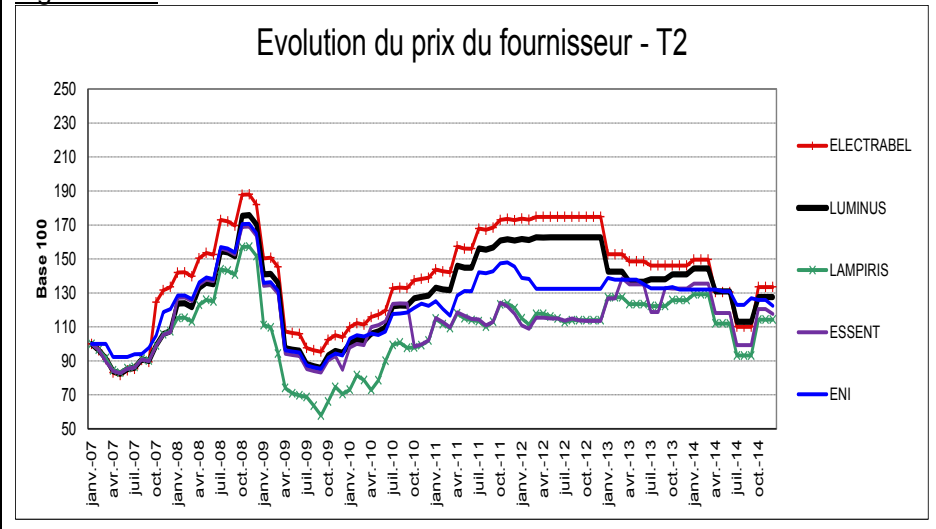


Figure 12.3.

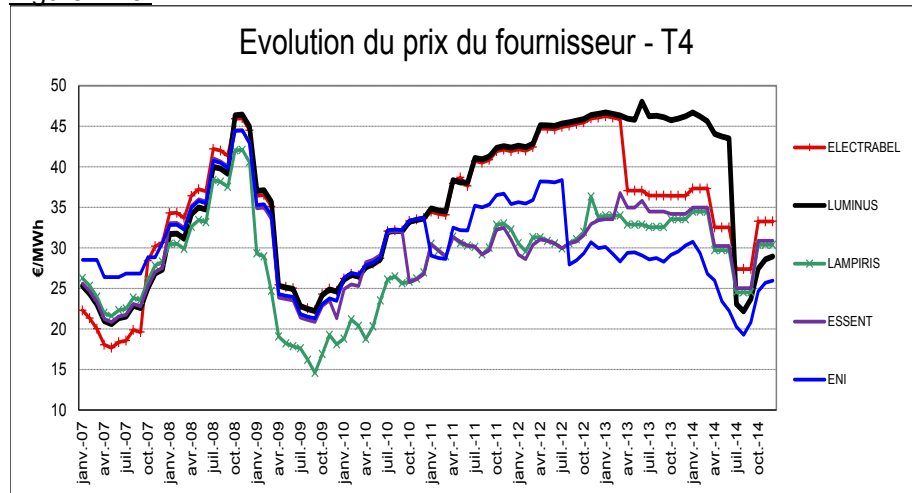
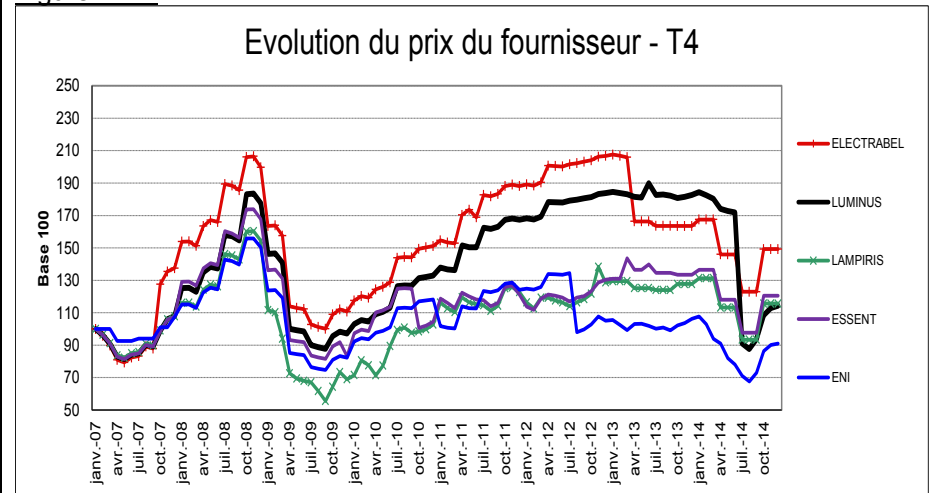


Figure 12.4.



IV.3.1 Gel des prix

126. Le législateur a introduit, via la loi du 8 janvier 2012⁵¹, une régulation du filet de sécurité au sein du marché belge de l'énergie. Cette régulation du filet de sécurité concerne spécifiquement les prix de l'énergie variables pour les clients finals résidentiels et les PME.⁵² Concrètement, cela signifie que les fournisseurs d'énergie doivent, à l'avenir, se soumettre à un contrôle par la CREG des adaptations des prix de l'énergie et des modifications des formules de prix pour les ménages et les PME.

127. La régulation du filet de sécurité consiste, pour la période comprise entre le 1^{er} avril 2012 et le 31 décembre 2012, en un gel temporaire des indexations des contrats variables. A partir du 1^{er} avril 2012, l'indexation à la hausse du prix variable de l'énergie pour la fourniture de gaz naturel est interdite.

La régulation du filet de sécurité entre pleinement en vigueur le 1^{er} janvier 2013. Cela signifie que des indexations sont possibles pour les prix variables de l'énergie le 1^{er} janvier, le 1^{er} avril, le 1^{er} juillet et le 1^{er} octobre. Les indexations proposées doivent toutefois être annoncées auprès de la CREG qui en vérifie l'exactitude ex post. Les paramètres d'indexation utilisés par les fournisseurs doivent, en outre, respecter la liste exhaustive des critères autorisés repris dans l'arrêté royal du 21 décembre 2012⁵³ soit :

- les paramètres d'indexation ne doivent évoluer qu'en fonction de l'évolution des coûts réels d'approvisionnement ;
- le nom des paramètres d'indexation doit refléter, de manière explicite, sur quelles bases ils ont été calculés ;
- les paramètres d'indexation doivent être calculés uniquement sur base de cotation boursière du marché européen du gaz ;

128. A ces critères définis dans la proposition de la CREG (étude 1151), l'arrêté royal stipule également le cas d'un fournisseur qui aurait un approvisionnement en gaz dont l'indexation se ferait partiellement sur l'indice pétrolier.

⁵¹ Loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

⁵² Les PME présentant une consommation annuelle de gaz inférieure à 100.000 MWh entrent dans le champ d'application de la régulation du filet de sécurité.

⁵³ Arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant la liste exhaustive des critères admis pour l'indexation du prix du gaz par les fournisseurs.

Dans ce cas, le fournisseur doit :

- apporter la preuve à la CREG que son approvisionnement en gaz est partiellement indexé sur l'indice pétrolier ;
- une fois la confirmation obtenue de la CREG, utiliser, dans l'élaboration des paramètres d'indexation, un pourcentage maximal (50% pour 2013, 35% pour 2014 et 0% pour 2015) qui multiplie la partie de l'indexation basée sur l'indice pétrolier ;
- indiquer de manière distincte des autres composantes clairement et distinctement celles indexées sur l'indice pétrolier afin d'assurer une transparence.

129. Dans l'étude relative aux composantes tarifaires, le gel des prix a un impact sur le client-type T2. Le client professionnel T4 n'entre pas dans le champ d'application du gel des prix étant donné que sa consommation annuelle est supérieure à 100.000 MWh. Le tableau suivant offre un aperçu des tarifs pour le gaz naturel pour un client T2 (tels que repris dans cette étude), du type de tarif (fixe ou variable) et du fait que le gel des prix s'applique ou non.

Tarif	Type	Gel des prix applicable
Electrabel EnergyPlus/Easy Indexé	Variable	OUI
Luminus Actif/ Actief +	Variable	OUI
Lampiris Prix du gaz/Lampiris Zen	Variable	OUI
Nuon gaz naturel/ Eni gas naturel	Variable	OUI
Essent variable	Variable	OUI

130. Le gel des prix peut aussi être observé dans le graphique 12.2 pour tous les fournisseurs. Sur la période mars 2012 à décembre 2012, les prix sont restés constants ou ont diminué.

131. Depuis l'entrée en vigueur du filet de sécurité, soit le 1 janvier 2013, les prix pour LUMINUS et ECS ont diminué au contraire des prix de LAMPIRIS et d'ESSENT qui sont en hausse.

132. ENI, depuis janvier 2013, a changé de tarif de référence. C'est à présent ENI relax 3 ans qui sert de référence. Notons que les prix de ENI restent ainsi quasi stables.

IV.3.2 Clients résidentiels

133. Par rapport à janvier 2007, le prix du fournisseur a augmenté, en moyenne, de 22,85% en décembre 2014. Cela varie de 14,32% chez LAMPIRIS à 33,45% chez ELECTRABEL.

134. Début 2007, une forte baisse du prix du fournisseur est constatée, ce qui illustre le changement tarifaire marquant le passage d'une formule commodity uniforme basée sur des composantes uniquement pétrolières (GOL, Brent, HFO) à une formule propre à chaque fournisseur basée sur une composante pétrolière (GOL) et une composante gazière (HUB).

135. Les hausses enregistrées à partir de l'automne 2007 sont imputables à une modification des paramètres ou formules commodity et à une hausse des indices. Un aperçu des changements par fournisseur figure ci-dessous.

- En octobre 2007, ELECTRABEL a modifié son paramètre Commodity Gpi . Ceci a donné lieu à une hausse de 30,00 %. Le même paramètre a subi une légère baisse en février 2010 ;
- LUMINUS adapte la formule du terme proportionnel de LUMINUS Actief en janvier 2008 et octobre 2008 . Ceci donne lieu à une hausse de 9,00 % en janvier 2008 et à une hausse de 10,00 % en octobre 2008;
- À partir de janvier 2009, LAMPIRIS a choisi une indexation sur la base du prix du gaz sur le marché spot TTF. La formule du terme proportionnel devient donc "TTF + 5,1*Igd" au lieu de « 0,25* HUB + 0,0468*GOL603 -3,068 + 3,2*Igd ». En mai 2012, ce terme proportionnel a changé en TTF1.01(Endex) +7,9;
- En janvier 2008, ESSENT procède à une hausse des termes tarifaires en indice Egi (+ 12%), le terme proportionnel (+ 0,5%) et le terme fixe (+ 11%). Il adapte encore l'indice Egi (+ 6%) en avril 2010. À partir d'octobre 2010, ESSENT passe à une indexation du gaz dans le tarif ESSENT Eco ($0,1 * TTF1.01 + 0,507 * Igd$). A compter d'octobre 2011, ESSENT a remplacé ce tarif par le tarif variable 1 an (également indexé sur la base du TTF);
- NUON/ENI introduit l'indice Gni en novembre 2007. A compter de janvier 2010, cet indice est remplacé par Gni2 .

136. L'évolution des indices joue un rôle important dans l'évolution du prix du fournisseur. Depuis début 2008, les indices augmentent jusqu'en novembre 2008. En novembre 2008, le prix du fournisseur est, dès lors, à son niveau le plus élevé. Après novembre, les indices diminuent à la suite de la crise économique et de la baisse des cotations des prix du gaz

naturel et des prix pétroliers qui vont de pair. Les cotations plus basses du prix du gaz naturel résultaient également de l'offre excédentaire de GNL et de la découverte de Shale Gas aux USA. Cette baisse se poursuit jusqu'en été 2009. Par la suite, les indices suivent une tendance à la hausse jusqu'au printemps 2012. A partir d'avril 2012, le prix du gaz naturel est constant (chez ELECTRABEL, ENI et LUMINUS) ou à la baisse (chez LAMPIRIS et ESSENT) en raison du gel des prix. A partir de novembre 2012, le tarif de référence NUON gaz naturel fait place au produit ENI gaz naturel 1an.

137. A partir de janvier 2013, le filet de sécurité entre en vigueur et dorénavant les paramètres d'indexation doivent suivre les critères énoncés dans l'arrêté royal du 21 décembre 2012. Les fournisseurs ont donc dû, à partir de janvier 2013, modifier leur formule tarifaire pour tenir compte des nouveaux paramètres :

- ELECTRABEL a choisi le paramètre d'indexation suivant : NGpi (« Natural Gas price index»). NGpi est la moyenne des prix du marché de gros pour le gaz aux Pays-Bas et pour le mazout sur le plan international. Ce paramètre évolue en fonction du prix du gaz sur le marché de gros « ESGM » (TTF) aux Pays-Bas ainsi qu'en fonction des prix du mazout sur les marchés internationaux (GOL₆₀₃), selon la formule suivante :

$$\text{NGpi} = 50 \% \times \text{TTF}_{303} \text{ trimestre} + 50 \% \times \text{GOL}_{603} / 21,30$$

ou le :

- o TTF trimestre représente la moyenne arithmétique du prix forward quotidien du gaz naturel pour le trimestre de fourniture concerné sur les « European Spot Gas Markets » (« ESGM ») (comme publié par Heren Energy Ltd., Pepys House, 10 Greenwich Quay, Clarence Road, Londen SE8 3EY, VK, sous le titre « TTF Price Assessment »), publié au cours des trois mois précédant le trimestre de fourniture ;
- o GOL₆₀₃ représente la moyenne arithmétique des moyennes mensuelles des cotations quotidiennes (comme publiées par Platt's sous le titre « Barges FOB Rotterdam ») du pétrole 0,1 %S au cours des six mois précédant le trimestre de livraison, converti en euros/tonne ;

A partir d'octobre 2013, ELECTRABEL, le dernier fournisseur à encore appliquer une composante liée au pétrole (GOL₆₀₃) en 2013, décide d'abandonner cette référence au pétrole et de ne plus utiliser, à compter de ce mois, qu'un paramètre lié à 100% au marché du gaz naturel : TTF₁₀₃.

- TTF₁₀₃ représente la moyenne arithmétique du prix forward journalier du gaz naturel pour le trimestre de fourniture concerné sur les « European Spot Gas Markets » (« ESGM ») (tels que publiés par Heren Energy Ltd., Pepys House, 10 Greenwich Quay, Clarence Road, Londen SE8 3EY, VK, sous le titre «TTF Price Assessment »), publié pendant le mois précédant le trimestre de fourniture. Ce paramètre évolue en fonction du prix du gaz sur le marché de gros aux Pays-Bas.
- EDF-LUMINUS a choisi les paramètres d'indexation suivants pour le gaz naturel : GMarketCWE nommé par la suite HUB 3-0-3. Ce paramètre représente la moyenne arithmétique des cotations de clôture quotidiennes (moyenne de l'offre et de la demande) de gaz naturel à Zeebrugge pour la fourniture au cours du trimestre Q comme publiées en euros par MWh au cours du trimestre Q-1 sur les « European Spot Gas Markets » (« ESGM ») par ICIS Heren, 1 Procter Street, Holborn, London WC1V 6EU, UK, sous le titre « *continental price assessments* », sous-titre « Zeebrugge ». Notons également que le tarif Actief est remplacé, dès le 1er janvier 2013, par le tarif Actief+ qui tient compte du paramètre d'indexation défini ci-dessus.

En octobre 2013, EDF-LUMINUS décide de ne plus proposer à de nouveaux clients résidentiels le tarif Actief+. Le produit Actief+ est donc devenu obsolète⁵⁴ à compter du mois d'octobre, ce qui signifie que les consommateurs qui y ont souscrit dans le passé ou dont une conversion dans ce produit a été effectuée par EDF-LUMINUS conservent ce produit jusqu'à la fin du contrat, jusqu'à un changement volontaire du consommateur ou jusqu'à un terme définitif prononcé par EDF-LUMINUS pour ce produit. L'obsolescence du produit a pour conséquence que les clients ne disposent plus de comparatifs avec les autres produits disponibles actifs sur le marché. Toutefois, ce produit reste le produit de référence pour cette étude car il concerne la majorité des clients d'EDF-LUMINUS. Remarquons que le produit Actief+ est le plus cher du marché depuis cette date.

- ENI a, depuis janvier 2013, un nouveau produit de référence : Eni relax 3 ans. Il s'agit d'un produit à composante énergétique fixe qui ne dépend plus de paramètre d'indexation. En 2014, Eni relax 3 ans est toujours le tarif de référence.

⁵⁴ Pas pour les nouveaux clients, uniquement les contrats en cours

- ESSENT a adapté son paramètre TTF101. Celui-ci devient le TTF_WAVG(1.01,1.1.1,1.2.1)_Heren_Q. Il est calculé, pour chacun des trimestres calendrier, en EUR/MWh comme la moyenne pondérée des publications de TTF(1.01), TTF(1.1.1) et TTF(1.2.1) durant le mois calendrier qui précède la période de fourniture trimestrielle. La pondération appliquée sur les valeurs TTF(1.01), TTF(1.1.1) et TTF(1.2.1) est basée sur les facteurs mensuels issus de la courbe de profil standardisée S-41.

A compter du mois d'avril 2014, ESSENT modifie son paramètre d'indexation. Le paramètre TTF_WAVG(1.01,1.1.1,1.2.1)_Heren_Q fait place au paramètre TTF103. TTF103 est la moyenne arithmétique des cotations de clôture TTF Gas *baseload futures* au cours du mois qui précède le trimestre de fourniture.

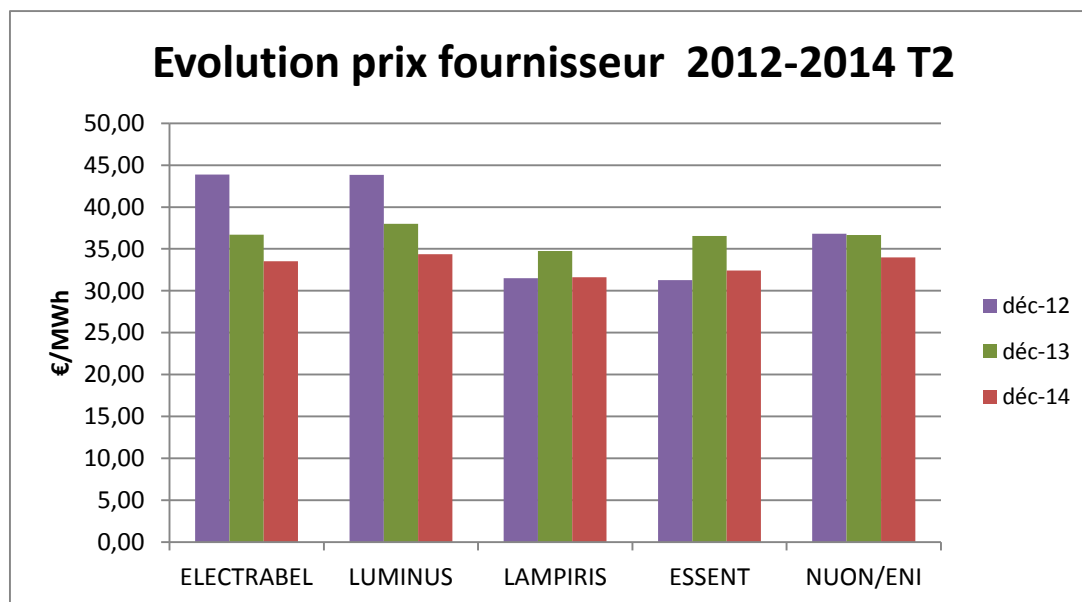
- LAMPIRIS base, à présent, sa formule tarifaire pour son produit gaz sur le TTF103 au lieu du TTF101 utilisé en 2012. Le TTF103 reste le paramètre d'indexation de LAMPIRIS pour 2014.

138. On peut déduire de la figure 12.1. que les évolutions d'ELECTRABEL et LUMINUS sont étroitement liées. Cela s'explique par la structure des formules tarifaires et, en particulier, les paramètres d'indexation Igm et Gpi. Il faut également remarquer dans la figure 12.1. que LAMPIRIS (depuis janvier 2009) et ESSENT (depuis octobre 2010) ont le prix le plus bas, tandis que LUMINUS et ELECTRABEL ont le prix le plus élevé.

139. ELECTRABEL, LUMINUS, ESSENT (jusqu'en septembre 2010) et NUON/ENI sont approvisionnés sur la base d'un contrat à long terme indexé sur le pétrole (indexé sur HUB et GOL603), tandis que LAMPIRIS achète principalement son gaz naturel sur le marché spot. En 2009, le prix du gaz naturel a fortement baissé (à la suite de la crise économique et de son impact sur les marchés des matières premières, renforcé par un excédent de l'offre de gaz naturel sur les marchés internationaux résultant de la découverte de shale gas et de la surcapacité de GNL). Cette baisse apparaît également chez LAMPIRIS, mais dans une moindre mesure chez les autres fournisseurs en raison de leurs contrats à long terme qui ne sont pas adaptés à la brusque diminution des prix du gaz naturel. Cela entraîne une baisse significative et un important avantage concurrentiel de LAMPIRIS par rapport aux autres fournisseurs. A partir de 2009, on peut en effet constater une dissociation des prix du gaz naturel par rapport aux prix pétroliers. Les tarifs basés sur une indexation du gaz naturel ont augmenté moins fortement que ceux qui ont une indexation du pétrole.

À partir d'octobre 2010, ESSENT lance l'Eco tarif (qui est remplacé à partir d'octobre 2011 par ESSENT Variable 1 an). Ce tarif, basé sur TTF, ressemble très fortement à celui de LAMPIRIS. Leurs évolutions sont dès lors similaires.

140. Le graphique ci-dessous montre l'évolution du prix fournisseur pour un client résidentiel T2 pour les 3 dernières années.



141. Il ressort de ce graphique que le prix d'ELECTRABEL est en baisse depuis 2012 comme le prix de LUMINUS. Les prix pour LAMPIRIS, ESSENT et ENI sont en hausse en 2013 et en baisse en 2014.

142. Le prix du gaz naturel est en baisse sur l'ensemble de l'année 2013 pour ELECTRABEL et pour ENI excepté le dernier trimestre 2013. Cette baisse de prix est également observée durant les deux premiers trimestres de 2013 chez LUMINUS et chez LAMPIRIS durant le deuxième et troisième trimestre. Notons que, depuis octobre 2013, tous les tarifs des fournisseurs indexés sont basés uniquement sur le marché du gaz.

143. Au premier trimestre 2014, les prix du gaz ont augmenté chez tous les fournisseurs excepté ENI. Au cours du second trimestre, seul ESSENT voit ses tarifs augmenter. Au cours du troisième trimestre, tous les fournisseurs affichent un prix à la baisse avant une hausse au quatrième trimestre.

IV.3.3 Clients professionnels

144. Par rapport à janvier 2007, le prix du fournisseur a augmenté, en moyenne, de 18,17% en décembre 2014. Les évolutions pour un client type T2 ou T4 sont similaires. Cela est dû au fait que le prix de l'énergie pour un client T4 se base sur les mêmes paramètres que pour un client T2⁵⁵. L'évolution des tarifs s'explique, dès lors, par l'évolution des paramètres Igd, Grp⁵⁶, Igm⁵⁷, TTF⁵⁸, Egi⁵⁹, TTF 1.01⁶⁰ et Gni⁶¹.

145. Depuis janvier 2013, l'évolution des tarifs s'explique par les paramètres suivants Igd, Igm, Ngpi⁶², TTF101⁶³, TTF103⁶⁴, TTF_WAVG(1.01,1.1.1,1.2.1)_Heren_Q⁶⁵. Notons que la forte évolution à la baisse en avril 2013 du prix d'Electrabel en T4 est surtout liée au nouveau positionnement commercial.

146. En 2014, l'évolution des tarifs s'explique par les paramètres suivants : Igd, Igm, TTF101, TTF103⁶⁶ et ZEE100⁶⁷.

147. Le graphique ci-dessous montre l'évolution du prix fournisseur pour un client résidentiel T4 pour les 3 dernières années. Les prix d'ELECTRABEL et de ENI montrent une baisse depuis 2012. Les autres fournisseurs affichent des tarifs à la hausse entre 2012 et 2013 au contraire des tarifs 2014 qui sont en baisse par rapport à l'année précédente.

⁵⁵ Seul Electrabel utilise un autre indice, à savoir Grp (au lieu de Gpi). L'évolution du Grp suit cependant celle du Gpi.

⁵⁶ Le Grp est un paramètre qui est d'application à la haute pression chez ELECTRABEL.

⁵⁷ Le Igm est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez LUMINUS.

⁵⁸ Cf. note 57.

⁵⁹ Egi (Essent Gas Index) est utilisé par ESSENT dans les tarifs du gaz naturel afin de refléter l'évolution des prix du gaz et du charbon.

⁶⁰ À partir d'octobre 2010, l'indice TTF 1.01 remplace l'indice Egi chez ESSENT. Pour la définition, cf. la note 60.

⁶¹ Le Gni est utilisé par NUON pour refléter l'évolution des prix du gaz.

⁶² Ngpi est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ELECTRABEL entre janvier 2013 et septembre 2013.

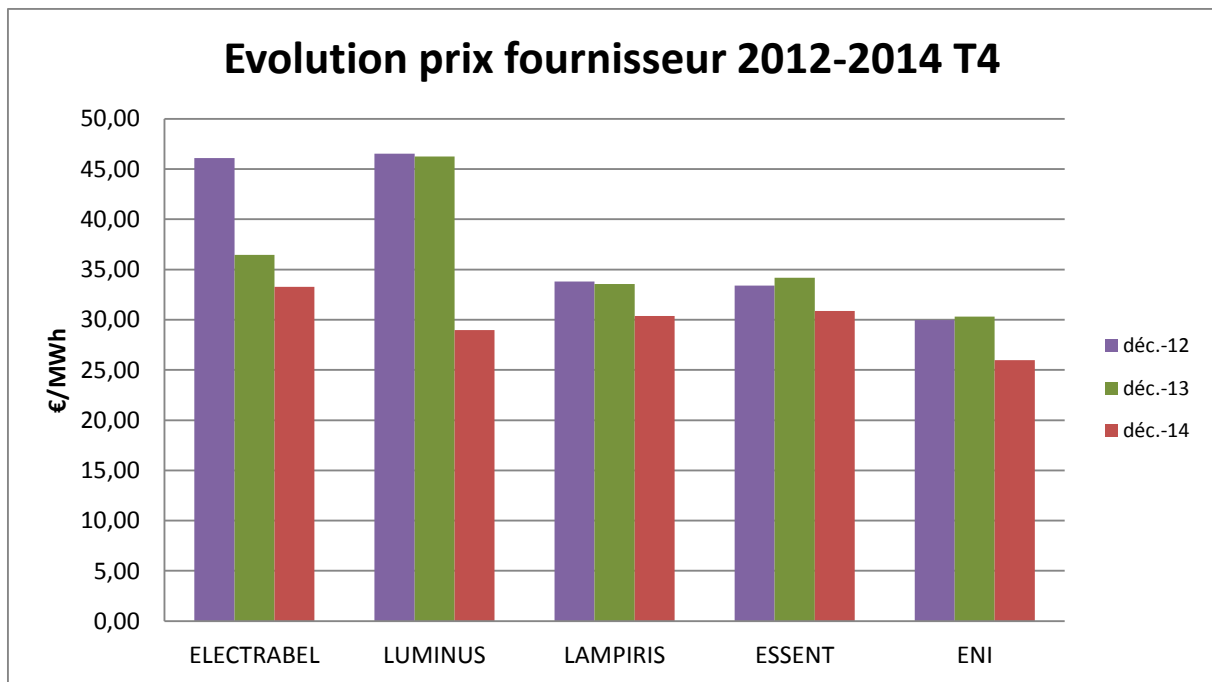
⁶³ TTF101 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ENI depuis août 2012.

⁶⁴ TTF103 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel pour LAMPIRIS et chez ELECTRABEL depuis octobre 2013

⁶⁵ TTF_WAVG(1.01,1.1.1,1.2.1)_Heren_Q est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ESSENT qui remplace TTF101 depuis janvier 2013

⁶⁶ TTF103 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez LAMPIRIS, chez ELECTRABEL et chez ESSENT depuis avril 2014.

⁶⁷ ZEE100 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez LUMINUS depuis juillet 2014.

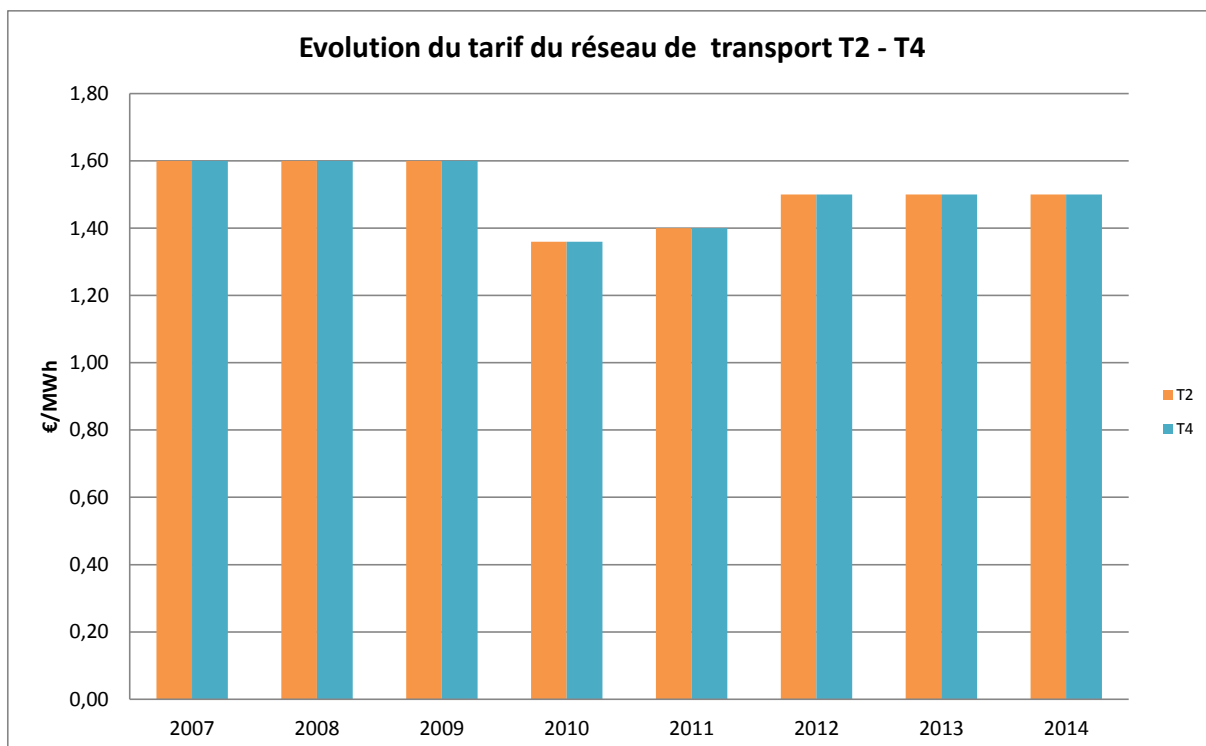


IV.4 Tarif du réseau de transport

148. Les tarifs du réseau de transport sont exprimés en termes capacitaires (EUR/m³/h/an). Contrairement à l'électricité, ils sont uniformes pour toute la Belgique (pas de cascade) et sont restés assez stables jusqu'en 2009 inclus comme le montre le graphique ci-dessous.

149. Afin d'obtenir une estimation du tarif exprimée en EUR/MWh, il a été nécessaire de poser des hypothèses quant au taux de conversion kWh/m³ utilisé et quant à la capacité des clients type retenus. Ces hypothèses reposent sur des chiffres d'affaires et des volumes d'entreprises actives dans l'importation, le transport et la fourniture de gaz naturel. Il faut donc considérer avec prudence les chiffres indiqués ci-après relatifs aux estimations des tarifs du réseau de transport afférents aux deux différents clients type.

150. Les tarifs pour 2008 et 2009 constituent un prolongement des tarifs 2007 après le rejet de la proposition tarifaire de Fluxys. Les nouveaux tarifs du réseau de transport pour 2010 comportent une diminution de 15 % par rapport à 2009 pour tous les groupes de clients. Les tarifs ont légèrement augmenté en 2011 et 2012. En 2013 et 2014, les tarifs sont restés au niveau de 2012.



IV.5 Tarif du réseau de distribution

151. Les graphiques suivants illustrent l'évolution des tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) par GRD.

152. Nous remarquons une première hausse des tarifs du réseau de distribution entre 2007 et 2008. Elle s'explique par :

- l'impact des arrêts de la Cour d'appel;
- la signature d'une transaction avec plusieurs GRD;
- la baisse des excédents et la hausse des déficits;
- l'évolution de la valeur des capitaux investis;
- les coûts des OSP en hausse.

153. Une deuxième hausse des tarifs du réseau de distribution est occasionnée par l'introduction des tarifs pluriannuels. L'Arrêté royal du 2 septembre 2008⁶⁸ arrête les dispositions et la structure des tarifs pluriannuels et est à la base de l'augmentation des tarifs, notamment à la suite :

- de la rémunération équitable supérieure par l'adaptation du facteur S (EV/RAB au lieu de EV/TV);
- de l'indexation automatique des tarifs 2008 approuvés;
- des amortissements sur la plus-value;
- du fait que le facteur X est bien inférieur à l'inflation sur 4 ans et le panier des coûts gérables limité.

154. 2009 était la première année de la période pluriannuelle 2009-2012. Les décisions du 18 novembre 2008 rejetaient toutes les propositions tarifaires 2009-2012. De ce fait, les tarifs 2008 ont été prolongés jusqu'à ce que les tarifs du réseau de distribution soient approuvés, ce qui était différent par GRD. Gaselwest et Imewo possèdent des tarifs du réseau de distribution approuvés à partir de juillet 2009 et Sibelga et IEH à partir d'octobre 2009. Les tarifs de ces GRD augmentent à la suite de l'indexation début 2010, 2011 et 2012.

155. Initialement, InterEnergia et ALG ne disposaient pas de tarifs approuvés. InterEnergia a, dès lors, contesté la décision relative aux tarifs imposés devant la Cour d'appel. Dans son arrêt du 22 septembre 2010, la Cour d'appel a annulé les tarifs 2008 imposés et a jugé que la proposition tarifaire introduite était valable de plein droit. Entre-temps, la CREG était arrivée à un accord avec InterEnergia. Les tarifs pluriannuels approuvés sont fixés pour 2011 et 2012. Les tarifs 2008 imposés sont facturés jusqu'en fin 2010, comme on peut l'observer dans le graphique 14.5. Pour ALG, les tarifs pluriannuels ont été approuvés à partir de 2012. Les tarifs 2008 imposés sont facturés jusqu'à la fin 2011, comme on peut l'observer dans le graphique 14.1.

156. En 2013, le tarif du réseau de distribution est au même niveau que celui de 2012. Ceci s'explique par la prolongation des tarifs de distribution 2012 jusqu'en 2014.

En 2014, le tarif du réseau de distribution est au même niveau que celui de 2012 et de 2013 suite à la prolongation des tarifs de distribution 2012 jusqu'en 2014.

⁶⁸ Arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel (ci-après : l'arrêté royal du 2 septembre).

Figure 13 : Aperçu de l'évolution du tarif de réseau de distribution

Figure 13.1.

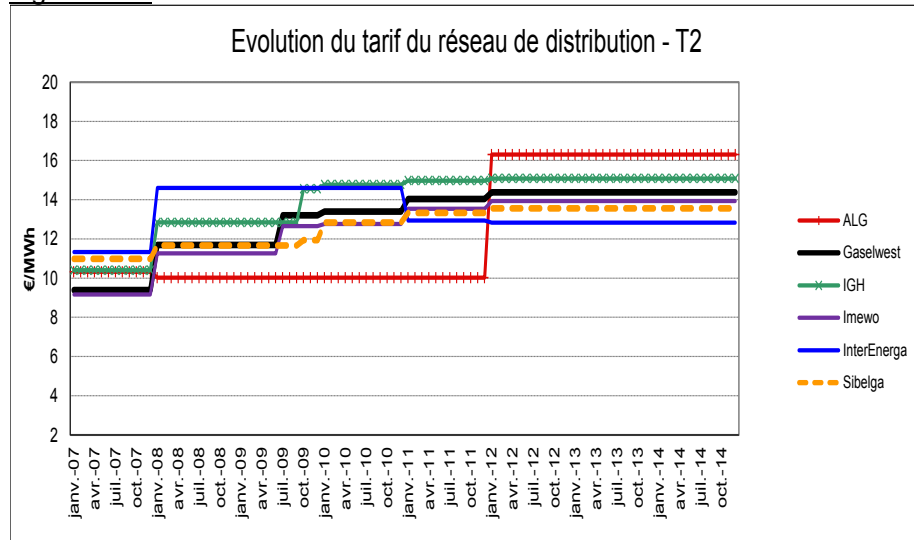


Figure 13.2.

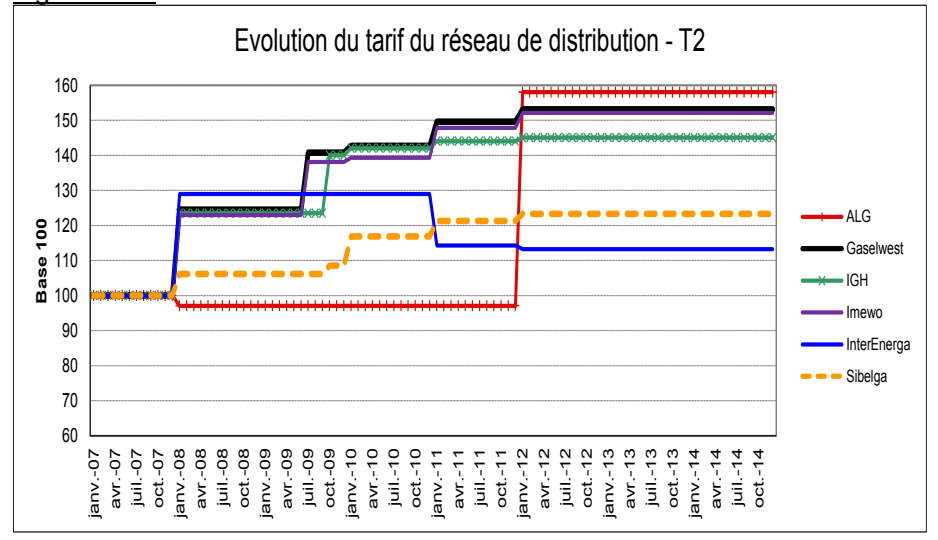


Figure 13.3.

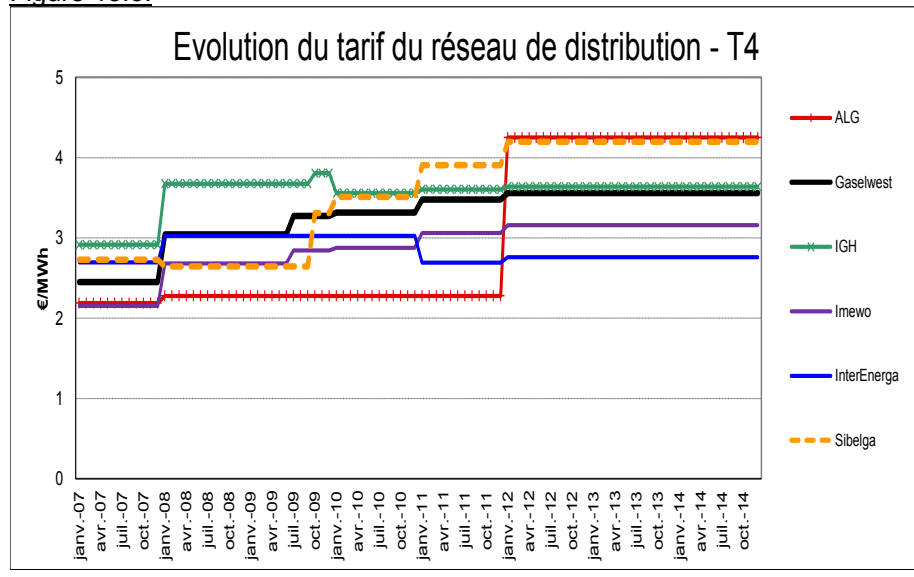
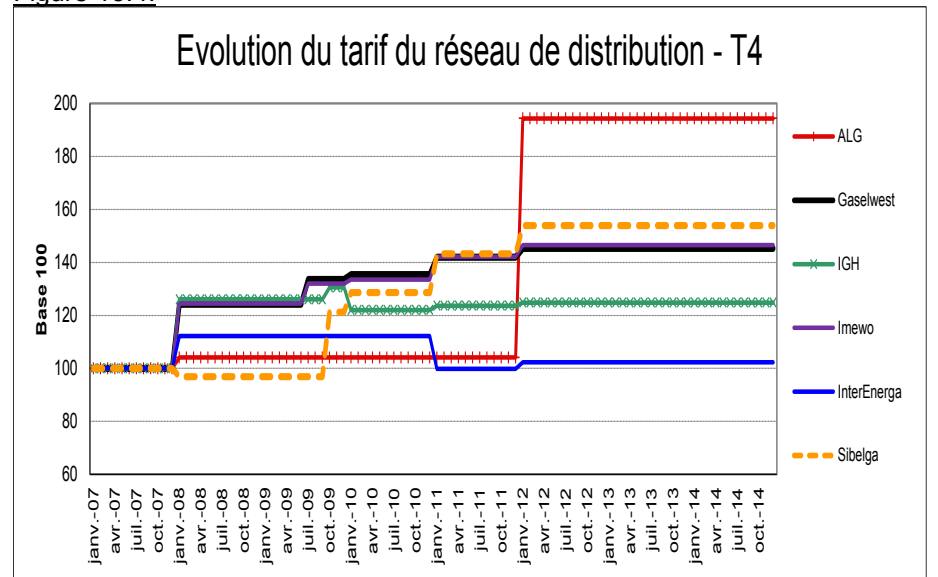


Figure 13.4.



157. Les évolutions entre janvier 2007 et décembre 2014 peuvent différer légèrement d'un client type à l'autre. Pour T2, nous observons une hausse moyenne de 40,82% par rapport à janvier 2007 et pour T4, une hausse de 44,55%.

158. Les évolutions des tarifs divergent fortement entre les différentes zones de distribution. Cela s'explique notamment par les reports et les obligations de service public. L'extension des réseaux constitue, en outre, une cause supplémentaire de la hausse des tarifs du réseau de distribution pour le gaz naturel. De nombreuses zones ne sont, en effet, pas encore couvertes en Flandre et en Wallonie. Les investissements pour couvrir ces zones sont relativement importants chez certains GRD, notamment chez InterEnergia (Limbourg), ce qui peut expliquer une hausse tarifaire plus forte dans ces zones.

159. Les tarifs du réseau de distribution comportent les composantes suivantes :

- distribution (hors prélèvements publics) ;
- distribution hors prélèvements publics, OSP et excédent/déficit reporté ;
- distribution – OSP ;
- distribution - excédent/déficit reporté.

Les graphiques suivants (exprimés en EUR/MWh) reflètent l'importance relative de chaque composante pour un client T2. Ils sont construits comme suit : les segments indiquent les sous-composantes des tarifs du réseau de distribution ; le tarif du réseau de distribution (hors prélèvements) est présenté graphiquement par la ligne orange.

Figure 14 : Aperçu des principales composantes du tarif du réseau de distribution

Figure 14.1. T2 - ALG - EUR/MWh

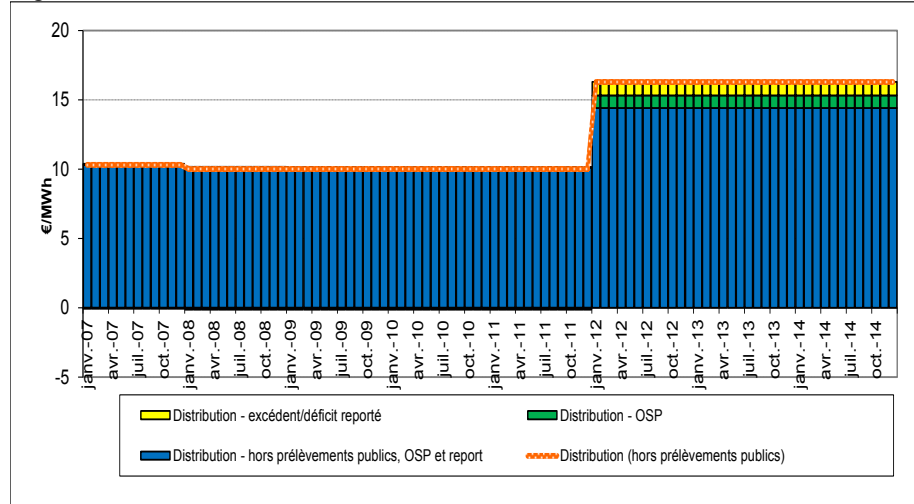


Figure 14.2. T2 - Gaselwest - EUR/MWh

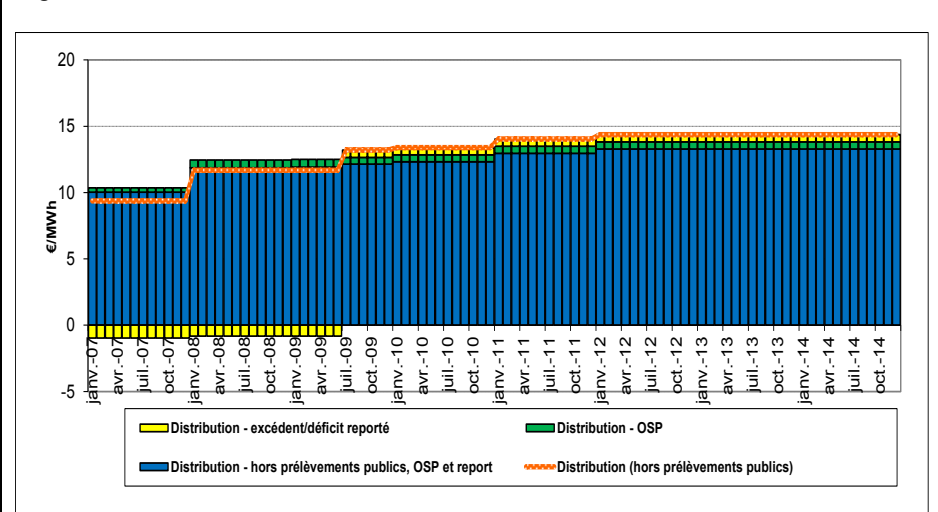


Figure 14.3. T2 - IGH - EUR/MWh

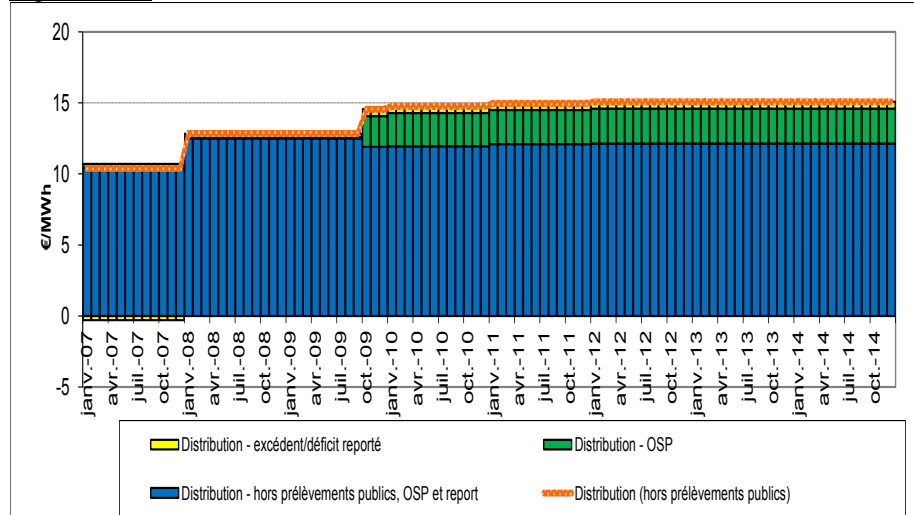


Figure 14.4. T2 - Imewo - EUR/MWh

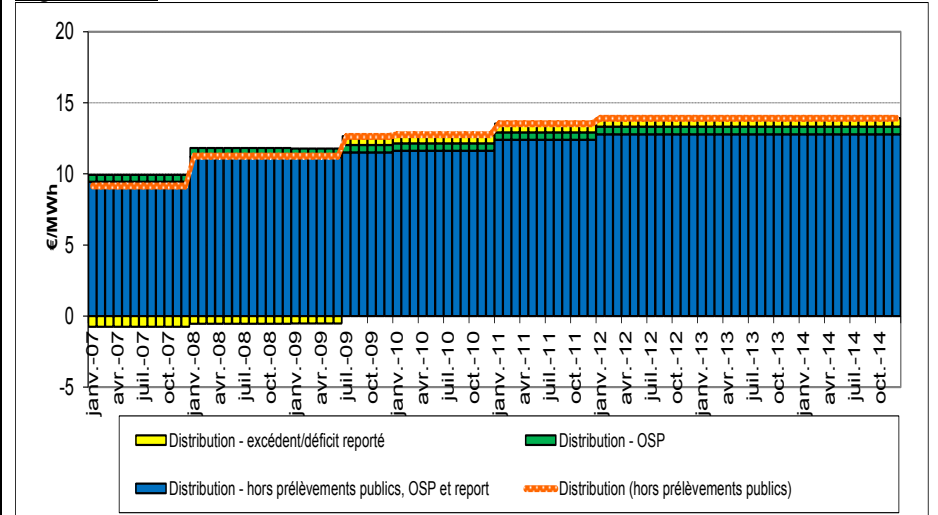


Figure 14 : Aperçu des principales composantes du tarif du réseau de distribution

Figure 14.5. T2 - InterEnergia - EUR/MWh

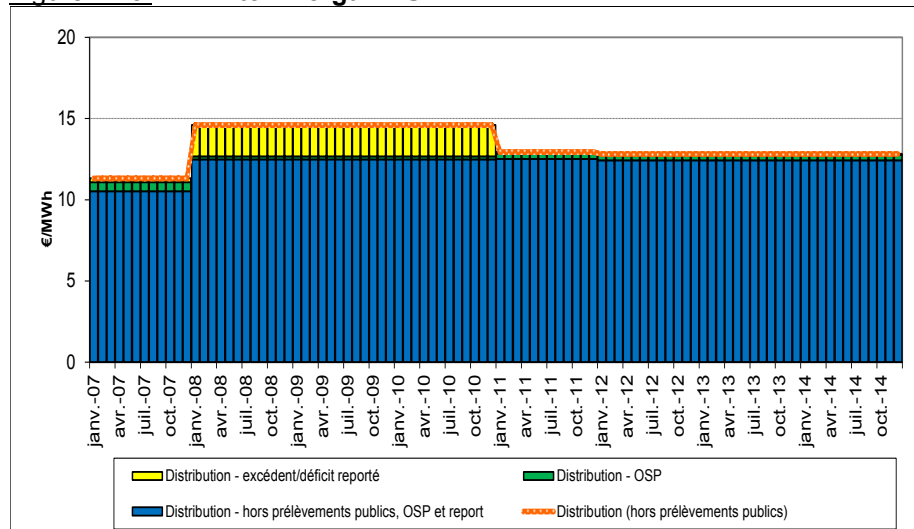
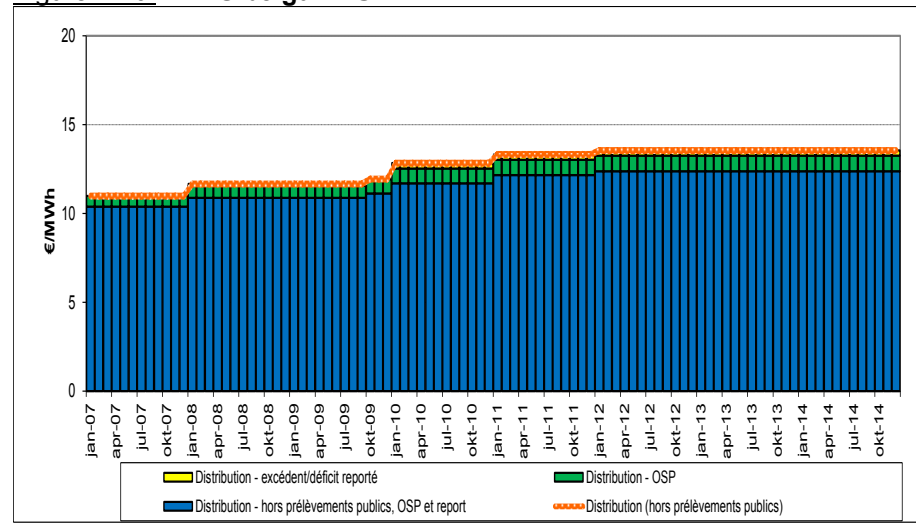


Figure 14.6. T2 - Sibelga - EUR/MWh



IV.5.1 OSP

160. Les coûts liés aux obligations de service public (OSP) sont inclus dans le tarif d'acheminement⁶⁹ jusqu'aux tarifs de 2008 inclus. Cette composante a été isolée et scindée selon le volume applicable aux différents groupes de clients afin d'obtenir un tarif OSP. Depuis l'approbation des tarifs pluriannuels 2009-2012, les coûts liés aux obligations de service public apparaissent dans un tarif séparé.

161. En général, nous pouvons constater que les obligations de service public sont les plus élevées à Bruxelles et ce jusqu'en 2008 inclus. À partir de 2009, elles sont les plus élevées en Wallonie. En Flandre, les OSP sont demeurées quasi constantes au fil du temps.

162. L'installation de compteurs à budget et la fourniture de gaz naturel aux clients exclus font partie des obligations de service public des gestionnaires du réseau de distribution flamands. Les coûts liés à cette activité sont restés quasi constants depuis 2007 (en moyenne 0,50 EUR/MWh).

Outre la gestion des clients protégés, les coûts liés à l'URE et à un ombudsman figurent dans le tarif des « obligations de service public » de Sibelga. Ce tarif a évolué de 0,61 EUR/MWh en 2007 à 0,87 EUR/MWh en 2014. Près de 70% du tarif sont dus au programme mis sur pied par le gouvernement bruxellois concernant les primes pour l'utilisation rationnelle de l'énergie. En Wallonie, par contre, le gouvernement régional a décidé d'utiliser un autre mode de financement⁷⁰ pour les actions URE. Le tarif des « obligations de service public » sert à couvrir les frais de gestion des clients protégés et l'installation de compteurs à budget. Jusqu'en septembre 2008 inclus, ces coûts sont minimales (0,20 EUR/MWh) chez IGH, mais depuis octobre 2009 (nouveaux tarifs pluriannuels approuvés), ils sont quasi à 2,50 EUR/MWh. Cette hausse considérable est due à l'augmentation des coûts des compteurs à budget et à l'introduction du système Talexus⁷¹.

⁶⁹ Le tarif d'acheminement est le tarif de base pour l'acheminement avec le réseau.

⁷⁰ En Wallonie, ces mesures URE sont principalement couvertes par la redevance de raccordement (0,075 EUR/MWh) qui est une taxe régionale.

⁷¹ Talexus est un système de paiement pour les cartes rechargeables des compteurs à budget.

IV.5.2 Transferts

163. Pour les gestionnaires de réseaux de distribution mixtes flamands (Imewo et Gaselwest), les décisions Bonus – Malus (BM) de la CREG ont permis d'identifier des excédents importants et ce particulièrement sur les premiers exercices d'exploitation (BM 2004-BM 2006). Le BM 2007, intégré dans les tarifs approuvés de 2009, était un déficit. Ceci a occasionné, entre autres, une hausse des tarifs approuvés de 2009. L'important déficit d'exploitation de 2006 chez InterEnergia apparaît dans les tarifs du réseau de distribution de 2008. InterEnergia ne possède pas encore de tarifs approuvés pour 2009-2010. C'est pourquoi les tarifs du réseau de distribution 2008 sont prolongés pour 2009-2010.

164. En Wallonie et à Bruxelles, les excédents/déficits d'exploitation (bonus/malus) sont restés nettement plus faibles qu'en Flandre étant donné que ceux-ci ne sont constatés que sur la clientèle éligible qui ne concernait essentiellement que le secteur secondaire et tertiaire jusqu'au 1^{er} janvier 2007. La décision de bonus-malus 2007 est incorporée dans les tarifs pluriannuels approuvés 2009-2012. Étant donné qu'ALG ne possède de tarifs approuvés que depuis 2012, le tarif du réseau de distribution 2008 a été prolongé jusqu'en 2011 inclus. Ainsi, les soldes d'exploitation ne sont pas encore incorporés pour ALG pendant la période 2009-2011. La hausse du tarif du réseau de distribution en 2012 est donc causée, chez ALG, en partie par l'intégration du bonus-malus 2007. IGH possède des tarifs approuvés 2009-2012 à partir d'octobre 2009. Le déficit d'exploitation de 2007 participe, de ce fait, à la hausse des tarifs du réseau de distribution depuis octobre 2009.

IV.6 Prélèvements publics

165. Les graphiques 15.1. à 15.4. illustrent les prélèvements publics par GRD pour la période 2007-2014. Les différences entre les régions pour les prélèvements publics pour le gaz naturel sont plus faibles que pour l'électricité.

IV.6.1 T2

166. Les prélèvements publics sont très différents entre les trois Régions. On peut surtout le constater à partir de 2011.

Durant la période 2007-2010, les prélèvements publics à Bruxelles sont, en moyenne, de 0,80 EUR/MWh plus élevés qu'auprès des GRD mixtes wallons et flamands et 1,00 EUR/MWh plus élevés qu'auprès des gestionnaires du réseau de distribution purs.

Les prélèvements publics suivants sont à l'origine de ces différences :

- l'impôt sur les personnes morales (uniquement les GRD mixtes⁷²);
- la redevance de raccordement wallonne (0,0750 EUR/MWh) qui finance le fonds énergie wallon (frais de fonctionnement de la CWAPE, primes URE, aide aux producteurs verts).

Les différences entre les régions sont principalement occasionnées par les « autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux ». Jusqu'en 2010, ceux-ci sont environ sept fois plus élevés à Bruxelles que dans les zones avec des GRD mixtes en Flandre (1,05 EUR/MWh contre 0,15 EUR/MWh). Ce prélèvement n'existe pas en Wallonie (jusqu'en 2010 inclus) et dans les zones avec des GRD purs en Flandre.

À partir de 2011, d'autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux sont également imputés en Wallonie⁷³. Ils s'élèvent à 1,90 EUR/MWh. De ce fait, les prélèvements publics wallons sont les plus élevés et on note une différence de 1,00 EUR/MWh avec Bruxelles et de 1,80 EUR/MWh avec la Flandre.

En 2012, la différence entre Bruxelles et la Wallonie est plus petite en raison de l'introduction d'une surcharge pour le financement de l'OSP⁷⁴ à Bruxelles.

En 2013, aucun changement au niveau des OSP n'est observé.

En 2014, aucun changement au niveau des OSP n'est observé.

⁷² 15 % d'impôt des personnes morales sont payés par le GRD sur les dividendes versés à l'actionnaire privé (Electrabel).

⁷³ À partir de 2011, la « taxe de voirie » s'applique également au gaz naturel.

⁷⁴ A compter de 2012, une cotisation régionale supplémentaire est facturée pour le gaz naturel en vue du financement des obligations de service public (OSP). Cette cotisation sert au financement d'un certain nombre de missions que Sibelga doit accomplir pour le compte de la Région de Bruxelles-Capitale.

167. La cotisation fédérale et la surcharge clients protégés sont identiques pour toutes les régions:

- la cotisation fédérale qui finance le Fonds social énergie géré par les CPAS et les coûts de fonctionnement de la CREG;
- la surcharge fédérale clients protégés qui sert à financer le coût net réel découlant de l'application des prix maxima sociaux pour les clients protégés.

La cotisation fédérale et la surcharge clients protégés ont fortement augmenté au fil des années. Néanmoins, en 2012, on observe une diminution de la cotisation fédérale causée par la suppression du financement des diminutions forfaitaires pour le chauffage au gaz naturel⁷⁵ et ce à compter d'avril 2012. En janvier 2013, la cotisation fédérale augmente, au contraire, de la surcharge pour clients protégés qui est en forte diminution. En janvier 2014, la cotisation fédérale augmente suite à la hausse du financement du fonds social au contraire de la surcharge pour clients protégés qui est en forte diminution. En septembre 2014, la cotisation fédérale est en baisse et la surcharge pour clients protégés est en forte hausse.

€/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	01/2012-03/2012	04/2012-12/2012	2013	01/2014-08/2014	09/2014-12/2014
cotisation fédérale	0,11	0,12	0,15	0,15	0,15	0,13	0,12	0,14	0,15	0,14
surcharge clients protégés	0,09	0,16	0,24	0,18	0,35	0,61	0,53	0,34	0,25	0,53

IV.6.2 T4

168. Les différences entre les régions sont moindres pour les clients professionnels. Cela est dû au tarif EUR/MWh plus bas.

⁷⁵ Surcharge fixée sur la base de la loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

Figure 15 : Aperçu de l'évolution des prélèvements publics-EUR/MWh en 01/2007=100

Figure 15.1.

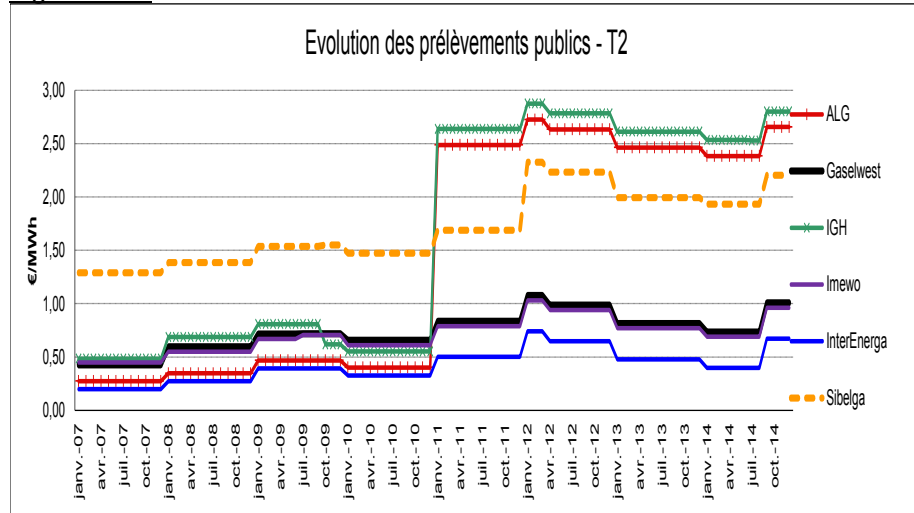


Figure 15.2.

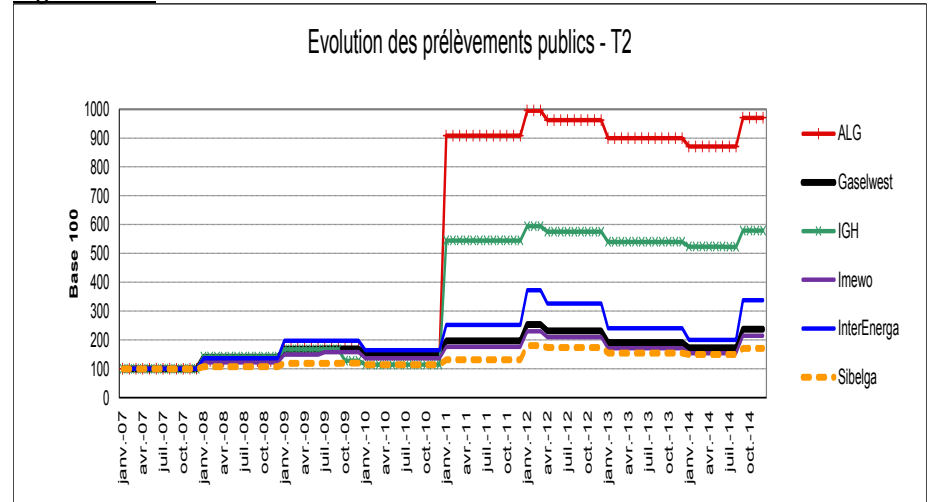


Figure 14.3.

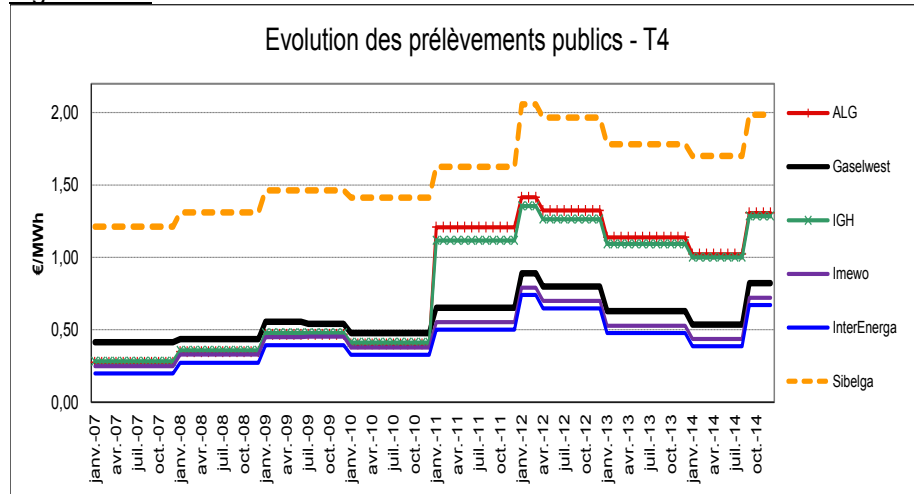
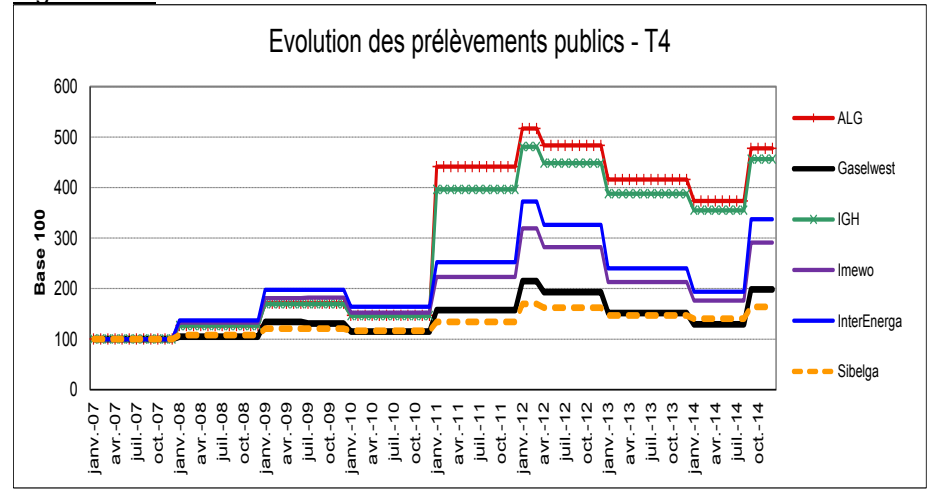


Figure 14.4.



IV.7 Taxe sur l'énergie et TVA

169. La taxe sur l'énergie et la TVA sont, après les composantes énergie et le tarif du réseau de distribution, la composante qui a l'impact le plus important sur la facture pour un client résidentiel.

170. La taxe sur l'énergie ou cotisation énergie finance le Fonds pour l'équilibre financier de la sécurité sociale. On note une évolution divergente de cette taxe pour les clients résidentiels, d'une part, et pour les clients industriels, d'autre part.

- T2 : le montant est de 0,9889 EUR/MWh⁷⁶ ;
- T4 : le montant est de 0,3482 EUR/MWh pour la période 2007-2009. À partir de 2010, le montant est fixé à 0,9889 EUR/MWh⁷⁷.

Une TVA est due sur la cotisation énergie.

171. La TVA est restée inchangée à 21 %. Toutes les composantes tarifaires sont soumises à la TVA, à l'exception de la cotisation fédérale⁷⁸, de la surcharge clients protégés et de la redevance de raccordement wallonne. La base imposable suit l'évolution des autres composantes.

172. Les graphiques ci-après présentent l'évolution cumulée de la taxe énergie et de la TVA pour un client T2. Afin de limiter le nombre de graphiques, le calcul a été illustré uniquement pour le fournisseur Electrabel. L'exercice n'a pas été effectué pour le client type T4 étant donné qu'il récupère la TVA.

Les hausses des montants cumulés de TVA et de taxe énergie sur la période 2007-2014 se montent, en moyenne, à 28,64 % pour le client T2 chez Electrabel.

173. Le fait de mettre la TVA de la cotisation fédérale à 0% en janvier 2014 a permis d'économiser sur la composante TVA 1,04 EUR/MWh pour un client T2 chez Electrabel.

⁷⁶ Ce montant a été revu dans le courant du mois de décembre 2014 mais n'a pas été inclus dans cette étude

⁷⁷ Idem 66

⁷⁸ Depuis janvier 2014

V. CONCLUSION

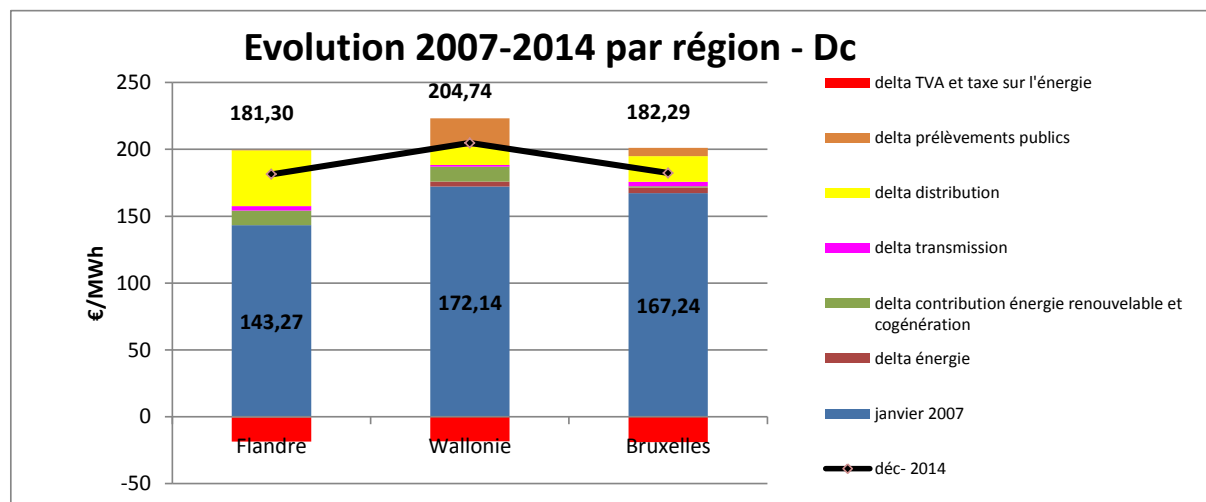
V.1 Evolution 2007-2014

V.1.1 Electricité

V.1.1.1 Clients résidentiels

175. Le prix final au consommateur (moyenne sur tous les GRD et fournisseurs) a augmenté entre janvier 2007 et décembre 2014 de 20,78%.

176. Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type Dc est illustré à titre d'exemple, par région, dans le graphique ci-après. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région⁷⁹. Le prix all-in en janvier 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au tarif *all-in* de décembre 2014.



177. Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté, en moyenne, de 38,02 EUR/MWh en Flandre, de 32,59 EUR/MWh en Wallonie et de 15,05 EUR/MWh à Bruxelles⁸⁰. Cette augmentation s'explique par le tarif du réseau de distribution, la contribution énergie renouvelable, la cogénération et les prélèvements publics.

⁷⁹ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des GRD Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne de IEH et Tecteo. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga

⁸⁰ Etant donné qu'un client Dc a une consommation annuelle de 3.500kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 133,08 EUR/an en Flandre, 114,07 EUR/an en Wallonie et 52,68 EUR/an à Bruxelles.

a) *Evolution du prix de la composante énergie*

178. Le prix de la composante énergie a diminué, en moyenne, en Flandre de 0,49 EUR/MWh et a augmenté en Wallonie et à Bruxelles de respectivement 3,67 EUR/MWh et de 4,15 EUR/MWh⁸¹. Les fournisseurs ne procèdent pas à une fixation régionale des prix et la différence entre la Flandre et Bruxelles/Wallonie s'explique, dès lors, par l'octroi de kWh gratuits en Flandre. Cette évolution du prix de la composante énergie est en grande partie due à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie (voir numéros 45-50).

b) *Evolution de la contribution énergie renouvelable et cogénération*

179. La contribution énergie renouvelable et cogénération a augmenté à la suite de la hausse des quotas imposés. Vu que l'énergie renouvelable est une compétence régionale et que les quotas sont, dès lors, fixés par région, la hausse diverge d'une région à l'autre. La contribution a ainsi augmenté, en moyenne, de 11,00 EUR/MWh en Flandre, de 11,28 EUR/MWh en Wallonie et de 1,04 EUR/MWh à Bruxelles⁸².

c) *Evolution du tarif de gestion de distribution*

180. Le tarif du réseau de distribution a augmenté de 41,64 EUR/MWh⁸³ en Flandre dont

- 13,8 EUR/MWh résultent des suites données par la CREG aux arrêts de la Cour d'appel, de l'introduction des tarifs pluriannuels (voir numéro 70) et des reports des déficits des exercices d'exploitation antérieurs.
- 27,75 EUR/MWh sont dus à la hausse des coûts des obligations de service public. Un accroissement des obligations pour le gestionnaire de réseau et la hausse constante des coûts ont entraîné une augmentation. En 2009, 2010 et 2011, les installations de panneaux solaires ont rencontré un franc succès, ce qui a généré un coût élevé pour l'obligation d'achat des certificats verts. De plus, les coûts de fourniture aux clients exclus et les primes URE ont également fortement augmenté.

⁸¹ Etant donné qu'un client Dc a une consommation annuelle de 3.500kWh, cela représente, sur base annuelle, une baisse de 1,72 EUR/an en Flandre et une hausse de 12,85 EUR/an en Wallonie et de 14,51 EUR/an à Bruxelles.

⁸² Etant donné qu'un client Dc a une consommation annuelle de 3.500kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 38,50 EUR/an en Flandre, de 39,48 EUR/an en Wallonie et de 3,64 EUR/an à Bruxelles.

⁸³ Soit 145,74 EUR/an

181. En Wallonie, le tarif du réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 13,80 EUR/MWh⁸⁴. Cela s'explique partiellement (30,35%) par l'augmentation des obligations de service public pour le gestionnaire de réseau. Les reports, la hausse du coût de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent également un rôle.

182. À Bruxelles, le tarif du réseau de distribution a augmenté de 19,28 EUR/MWh⁸⁵. La hausse du coût des obligations de service public ainsi que du coût pour la compensation des pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent un rôle.

d) *Evolution des prélèvements publics*

183. Par rapport à 2007, les prélèvements publics ont augmenté de 0,53 EUR/MWh⁸⁶ en Flandre. La cotisation fédérale a augmenté de 0,64 EUR/MWh et de nouvelles surcharges se sont ajoutées, telles que la " surcharge certificats verts " et le " financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore " (+ 4,78 EUR/MWh) et une hausse des prélèvements locaux de 0,02 EUR/MWh. Cette hausse est contrebalancée par la disparition du prélèvement Elia (- 4,91 EUR/MWh) en 2009.

184. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 21,08 EUR/MWh⁸⁷. Cela est dû à la hausse de la cotisation fédérale (+ 0,73 EUR/MWh) et à de nouvelles surcharges telles que la " surcharge certificats verts " et le " financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore " (+ 19,78 EUR/MWh) et l'indexation de la taxe de voirie de 0,57 EUR/MWh.

185. À Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 6,18 EUR/MWh⁸⁸. Cela est également dû, en majeure partie, à l'augmentation de la cotisation fédérale (+ 0,55 EUR/MWh) et aux nouvelles surcharges " surcharge certificats verts " et " financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore " (+ 4,1 EUR/MWh). Le reste (+ 1.53 EUR/MWh) s'explique par une hausse de la surcharge pour le financement des OSP et une hausse des prélèvements locaux.

⁸⁴ 48,31 EUR/an

⁸⁵ 67,48 EUR/an

⁸⁶ 1,84 EUR/an

⁸⁷ 73,79 EUR/an

⁸⁸ 21,63 EUR/an

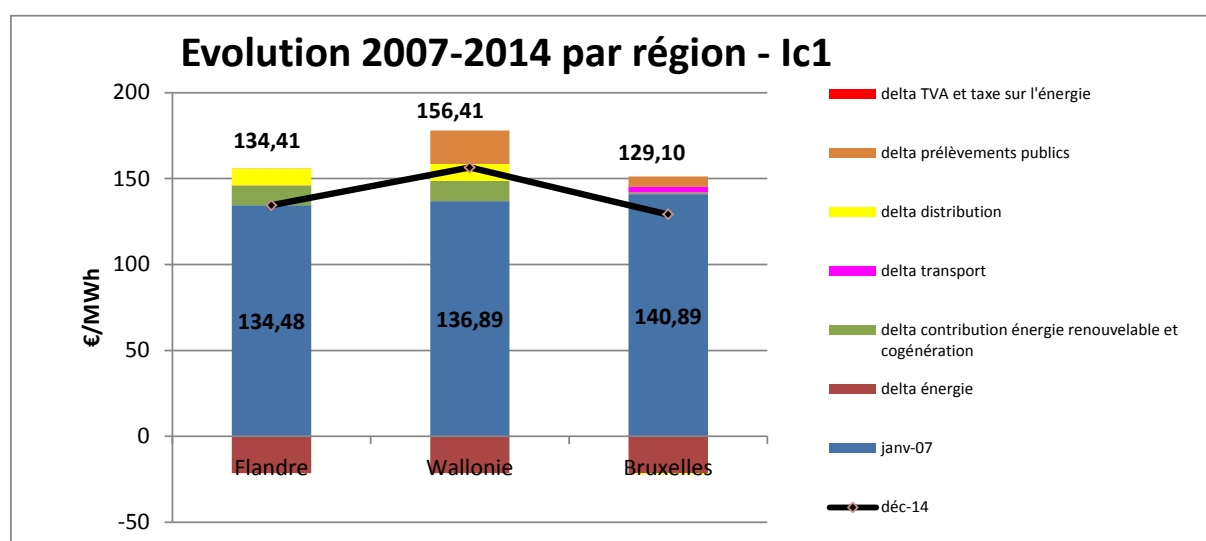
e) *Evolution de la TVA*

186. La TVA diminue de 17,97 EUR/MWh en Flandre, de 18,35 EUR/MWh en Wallonie et de 18,85 EUR/MWh à Bruxelles⁸⁹.

V.1.1.2 Clients professionnels (IC1)

187. Le prix final au consommateur (moyenne de tous les GRD et fournisseurs) a augmenté de 3,31 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après.

188. Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type Ic1 est illustré, à titre d'exemple, par région dans le graphique ci-dessous. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région⁹⁰. Le prix *all-in* de janvier 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'obtenir ainsi le tarif *all-in* de décembre 2014.



189. Le prix facturé à l'utilisateur final a diminué de 11,79 EUR/MWh à Bruxelles et de 0,07 EUR/MWh en Flandre. En Wallonie, le prix facturé a augmenté de 19,52 EUR/MWh. Ces évolutions s'expliquent par le tarif du réseau de distribution, la contribution énergie renouvelable et cogénération et les prélèvements publics.

⁸⁹ 62,88 EUR/an en Flandre, 64,24 EUR/an en Wallonie, 65,98 EUR/an à Bruxelles

⁹⁰ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des GRD Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'IEH et Tecteo tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga

a) *Evolution du prix fournisseur (composante énergie)*

190. Le prix de la composante énergie a baissé, en moyenne, de 21,46 EUR/MWh. L'évolution est toutefois différente par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs, comme expliqué aux numéros 51-57.

b) *Evolution de la contribution énergie renouvelable et cogénération*

191. La contribution énergie renouvelable et cogénération a augmenté à la suite de l'accroissement des quotas imposés, tout comme pour les clients résidentiels. La contribution a ainsi augmenté, en moyenne, de 11,45 EUR/MWh en Flandre, de 11,74 EUR/MWh en Wallonie et de 1,03 EUR/MWh à Bruxelles.

c) *Evolution des tarifs de transport*

192. Le client type Ic1 bénéficie d'une tarification MT fonction de la puissance prélevée sauf pour Sibelga. Le tarif transport est stable en Flandre et Wallonie au contraire de Bruxelles qui subit les tarifs de Sibelga qui pratique une tarification moyenne non différenciée entre les groupes de clients. Ce dernier tarif a augmenté à Bruxelles entre 2007 et décembre 2014 de 3,25 EUR/MWh.

d) *Evolution des tarifs de distribution*

193. Le tarif du réseau de distribution a augmenté de 9,71 EUR/MWh en Flandre. Cela est dû à la hausse des coûts des obligations de service public et aux reports des déficits des exercices précédents. L'introduction des tarifs pluriannuels joue également un rôle.

194. En Wallonie, le tarif de gestionnaire de réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 9,83 EUR/MWh pour les mêmes raisons qu'en Flandre.

195. À Bruxelles, le tarif de gestionnaire de réseau de distribution a baissé de 0,63 EUR/MWh pour la moyenne tension. Une redistribution des clients sur la base du règlement technique et la forte baisse des frais de dossier pour la catégorie 26-1kV chez Sibelga sont à l'origine de cette diminution.

e) Evolution des prélèvements publics

196. Par rapport à 2007, les prélèvements publics ont augmenté de 0,13 EUR/MWh en Flandre, ce qui s'explique par les mêmes raisons que pour un client Dc. La suppression du prélèvement Elia est, dès lors, partiellement compensée par la hausse de la cotisation fédérale et de nouvelles surcharges.

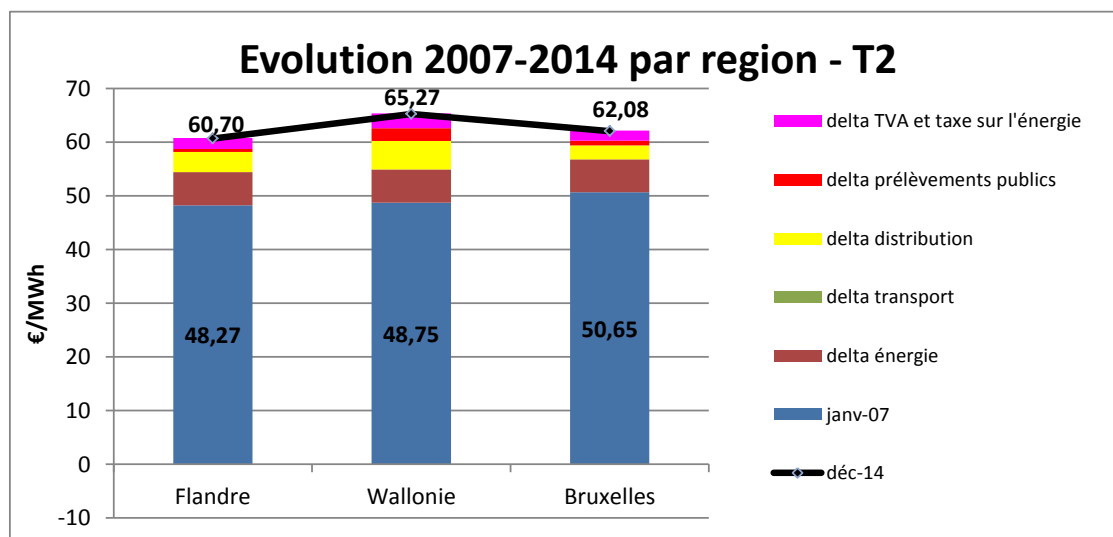
197. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 19,41 EUR/MWh et, à Bruxelles, de 6,02 EUR/MWh. Cela est dû à la hausse de la cotisation fédérale et à de nouvelles surcharges telles que la « surcharge certificat vert » et le « financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore ».

V.1.2 Gaz naturel

V.1.2.1 Clients résidentiels (T2)

198. Le prix final au consommateur (moyenne de tous les GRD) a augmenté en moyenne de 27,90% pour un client T2.

199. Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type T2 est illustré, à titre d'exemple, par région dans le graphique ci-dessous. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région⁹¹. Le prix *all-in* de janvier 2007 est la base de départ. Les différences dans toutes les composantes sont illustrées afin d'obtenir ainsi le tarif *all-in* de décembre 2014.



⁹¹ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des GRD Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne de IGH et ALG. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga.

200. Le prix final au consommateur a augmenté, en moyenne, de 12,43 EUR/MWh en Flandre, de 16,52 EUR/MWh en Wallonie et de 11,43 EUR/MWh à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif du réseau de distribution, les prélèvements publics et la TVA sur ces tarifs.

a) *Évolution du prix de la composante énergie*

201. Le prix de l'énergie a augmenté, en moyenne, de 6,17 EUR/MWh en décembre 2014 par rapport à janvier 2007. L'évolution dépend toutefois du fournisseur, comme nous l'avons expliqué aux numéros 133-143. L'évolution des paramètres d'indexation est à l'origine de cette hausse.

b) *Évolution du tarif du réseau de distribution*

202. Le tarif du réseau de distribution a augmenté de 3,75 EUR/MWh en Flandre. Cela est dû aux reports des déficits des exercices précédents et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

203. En Wallonie, le tarif du réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 5,34 EUR/MWh pour les mêmes raisons qu'en Flandre. En outre, les obligations de service public ont fortement augmenté (voir Figure 14.3. et numéro 163).

204. À Bruxelles, le tarif du réseau de distribution a augmenté de 2,56 EUR/MWh.

c) *Évolution des prélèvements publics*

205. Les prélèvements publics ont augmenté en Flandre de 0,52 EUR/MWh. Cette hausse est principalement due à l'augmentation de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés (+ 0,19 EUR/MWh).

206. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 2,35 EUR/MWh. Cette hausse est due, en outre, à l'évolution de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés (+ 0,19 EUR/MWh), à une nouvelle surcharge en Wallonie. La taxe de voirie est également appliquée depuis 2011 pour le gaz naturel (+ 1,89 EUR/MWh).

207. À Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 0,91 EUR/MWh en raison de la hausse de la cotisation fédérale, de la surcharge clients protégés et les prélèvements locaux, provinciaux et autres dans le tarif de réseau de distribution. En outre, une surcharge est facturée depuis 2012 pour le financement des obligations de service public.

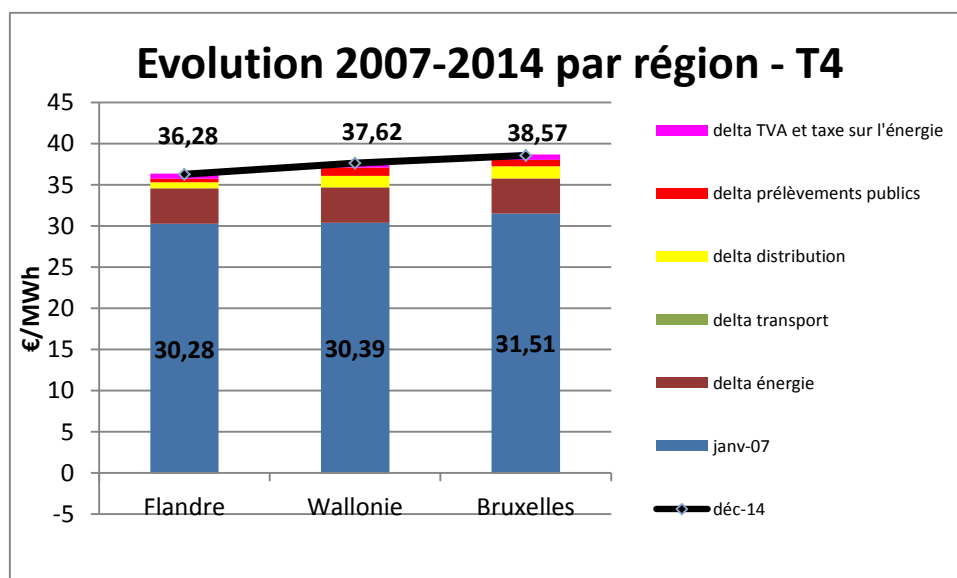
d) Évolution de la TVA

208. En raison de l'augmentation des autres composantes, la TVA augmente également de 2,08 EUR/MWh en Flandre, de 2,76 EUR/MWh en Wallonie et de 1,88 EUR/MWh à Bruxelles.

V.1.2.2 Clients industriels (T4)

209. Le prix final au consommateur (moyenne de tous les GRD) a augmenté, en moyenne, de 20,90% pour un client T4.

210. Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type T4 est illustré, à titre d'exemple, par région dans le graphique ci-dessous. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région⁹². Le prix *all-in* de janvier 2007 est la base de départ. Les différences dans toutes les composantes sont illustrées afin d'obtenir ainsi le tarif *all-in* de décembre 2014.



211. Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté, en moyenne, de 5,99 EUR/MWh en Flandre, de 7,23 EUR/MWh en Wallonie et de 7,06 EUR/MWh à Bruxelles.

212. Le prix de la composante énergie suit une évolution à la hausse comme pour un client T2 :+ 4,29 EUR/MWh.

⁹² Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des GRD Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne de IGH et ALG. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga.

213. La hausse du tarif du réseau de distribution (+ 0,73 EUR/MWh en Flandre, + 1,39 EUR/MWh en Wallonie et + 1,47 EUR/MWh à Bruxelles) est cependant moindre que pour un client T2 en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux consommateurs domestiques.

214. En outre, les prélèvements publics ont augmenté moins fortement en Wallonie (+ 0,45 EUR/MWh en Flandre, + 1,02 EUR/MWh en Wallonie et + 0,77 EUR/MWh à Bruxelles) que pour un client T2 en raison du fait que la nouvelle taxe de voirie est dégressive.

215. L'évolution de la cotisation énergie (+ 0,63 EUR/MWh) s'explique par le fait que, depuis 2010, un client T4 paie la même cotisation énergie qu'un client T2 .

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Laurent JACQUET
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

ANNEXE 1

ELECTRICITÉ

Définition et explication méthodologique du calcul des différentes composantes pour l'électricité

Le prix final au consommateur est constitué des six composantes suivantes : prix de la composante énergie (prix du fournisseur), les contributions énergie renouvelable et cogénération, le transport (hors prélèvements publics), la distribution (hors prélèvements publics), les prélèvements publics et les taxes (TVA et taxe sur l'énergie).

Prix du fournisseur (prix de l'énergie)

Il s'agit du prix de l'énergie, hors cotisations pour l'énergie renouvelable et la cogénération, TVA et taxe sur l'énergie. À la demande de la CREG, ELECTRABEL, LUMINUS, NUON/ENI, ESSENT et LAMPIRIS ont transmis leurs fiches tarifaires. Le tableau suivant donne un aperçu des tarifs utilisés par fournisseur et par client type.

Tarif par type de clients	Dc	Ic	Ic1
ELECTRABEL	ELECTRABEL EnergyPlus/ Easy indexé	ELECTRABEL expert basse tension/ELECTRABEL Direct	ELECTRABEL expert moyenne tension/ELECTRABEL Direct
LUMINUS	LUMINUS Actif/LUMINUS Actief +	LUMINUS Optimum Pro basse tension/business budget flex 2 ans	LUMINUS Optimum Pro moyenne tension/business budget flex 2 ans
NUON/ENI	NUON Comfort/Comfort 3 ans/ENI relax 3 ans	NUON basse tension/ ENI basse tension	NUON moyenne tension/ENI moyenne tension
LAMPIRIS	LAMPIRIS électricité/ZEN	même tarif que Dc	même tarif que Dc
ESSENT	ESSENT vert variable/ESSENT vert fixe 1 an	ESSENT fixe/ESSENT vert fixe	même tarif que Ic

L'étude se base sur les suppositions suivantes:

- Les calculs de prix des fournisseurs se basent sur des formules tarifaires mensuelles indexées sur la base des paramètres d'indexation applicables pour le mois en cours;
- Pour ELECTRABEL,
 - o A partir de mi-mai 2013, ELECTRABEL n'offre plus le tarif « EnergyPlus» pour le client type Dc. Celui-ci est remplacé par le tarif « Easy Indexé »
 - o À partir de 2011, Electrabel n'offre plus le tarif « Expert » pour les clients professionnels. Celui-ci est remplacé par le tarif « Direct » qui est le même tant pour le client type Ic que Ic1;

- Pour LAMPIRIS,
 - o le même tarif est repris pour tous les clients type;
 - o A partir d'octobre 2014, Lampiris change de nom de contrat pour Lampiris ZEN
- Pour ESSENT,
 - o le tarif du client Ic est appliqué au client type Ic1;
 - o À partir d'août 2011, ESSENT passe à un produit fixe comme tarif de référence pour un client Dc ;
- Pour NUON/ENI,
 - o Le tarif NUON Comfort de mai 2007 a également été appliqué à la période de janvier-avril 2007;
 - o À partir de janvier 2010, NUON Comfort 3 ans devient le tarif de référence au lieu de NUON Comfort;
 - o A partir du dernier trimestre 2012, ENI Relax 3 ans devient le tarif de référence au lieu de NUON Comfort 3 ans;
- Pour LUMINUS,
 - o À partir de janvier 2013, LUMINUS Actief + devient le tarif de référence au lieu de LUMINUS Actief;
 - o A partir de juillet 2014, LUMINUS Pro BT et MT est remplacé par LUMINUS Business budget flex 2 ans.

Contributions énergie renouvelable et cogénération

Les valeurs utilisées lors des calculs sont celles présentées par les fournisseurs dans leurs fiches tarifaires. Les suppositions suivantes sont d'application :

- Seul ELECTRABEL a fourni des contributions spécifiques pour les clients professionnels depuis le début. À partir de 2010, ELECTRABEL impute un pourcentage plus élevé d'amendes pour les clients professionnels que pour les clients résidentiels⁹³ ;

⁹³ Dans les tarifs Electrabel Expert BT et Electrabel Expert MT, 85% de l'amende des CV et de la cogénération sont facturés. Dans le tarif Electrabel Energyplus, il s'agit de 75% pour les CV et 80% pour la cogénération.

- Pour les autres fournisseurs, nous reprenons les mêmes contributions pour les clients résidentiels et professionnels jusqu'en juillet 2012. A partir du mois d'août 2012, les autres fournisseurs, excepté LAMPIRIS, nous ont transmis également des contributions spécifiques pour les clients professionnels.

Transport (hors prélèvements publics)

Les tarifs du réseau de transport sont ceux qui sont appliqués par les gestionnaires du réseau de distribution. Ils reposent sur les tarifs du réseau de transport approuvés pour Elia System Operator tels que calculés par les gestionnaires du réseau de distribution (GRD) sur la base :

- des spécifications techniques de leur réseau (en tenant compte des pertes en pourcentage de la distribution) ;
- de la structure de leurs clients ;
- du mode de tarification.

Il distingue, en effet, deux grands modes de tarification :

- une tarification moyenne (selon le nombre de kWh et indifférenciée par groupe de clients) appliquée par Sibelga;
- une tarification différenciée par groupe de clients, qui tient compte de la puissance prélevée (appliquée par les autres gestionnaires du réseau de distribution de l'échantillon étudié).

Distribution (hors prélèvements publics)

Il s'agit en l'occurrence des tarifs du réseau de distribution tels qu'approuvés par la CREG, hors prélèvements publics. Afin d'améliorer la comparabilité des tarifs du réseau de distribution entre les régions, la redevance de voirie⁹⁴ et la taxe de voirie⁹⁵ ont été déduites du tarif de gestion du système pour être à nouveau reprises comme prélèvements publics (voir ci-après). Les prélèvements publics, qui ont été déduits des tarifs du réseau de distribution, sont illustrés ci-après.

⁹⁴ Ceci est d'application en Région wallonne.

⁹⁵ Ceci est d'application dans la Région de Bruxelles-Capitale.

Le tarif du réseau de distribution comporte les composantes suivantes :

- Distribution – services auxiliaires

Cela concerne la partie des tarifs du réseau de distribution couvrant les coûts de compensation des pertes du réseau de distribution. Cette composante a été calculée sur la base des tarifs approuvés par la CREG en compensation des pertes de réseau.

- Distribution – OSP

Cette composante reflète la partie des tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) due aux obligations de service public (OSP) imposées par l'autorité régionale. Elle a été calculée d'après la différence entre les tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) appliqués par les GRD et les tarifs du réseau de distribution estimés en annulant les coûts des OSP couvertes par les tarifs. Depuis 2009, s'il y a des tarifs approuvés, les obligations de service public constituent une composante tarifaire séparée.

- Distribution – excédent/déficit reporté

Il s'agit de la différence entre :

- les tarifs du réseau de distribution appliqués par les GRD ;
- les tarifs du réseau de distribution estimés en annulant les excédents/déficits des exercices précédents (en conséquence des décisions bonus/malus prises par la CREG).

Les calculs des excédents/déficits d'exploitation effectués dans le cadre des décisions bonus/malus de la CREG ne permettent pas toujours de retrouver l'excédent/déficit d'exploitation propre à la cascade des tarifs du réseau de transport. Dans certains cas, cela n'est, en effet, pas compris dans l'excédent/déficit d'exploitation des tarifs du réseau de distribution.

- Distribution – hors prélèvements publics, services auxiliaires, OSP et excédent/déficit reporté

Ce tarif est calculé d'après la différence entre la composante « Distribution (hors prélèvements publics) » et les sous-composantes « Distribution - services auxiliaires », « Distribution - OSP » et « Distribution - excédent/déficit reporté ».

Prélèvements publics

Ce poste comporte les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires.

Par le biais des fournisseurs:

- la redevance de raccordement (uniquement en Wallonie);
- la cotisation destinée au financement des obligations de service public (uniquement à Bruxelles).

Par le biais du tarif de réseau de transport:

- le tarif pour l'obligation de service public pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore ;
- le tarif pour l'obligation de service public pour le financement des certificats verts (fédéral);
- le tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien à l'énergie renouvelable et à la cogénération en Flandre;
- le tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures visant à favoriser l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre;
- le tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien à l'énergie renouvelable en Wallonie;
- la cotisation fédérale;
- la surcharge pour l'utilisation du domaine public (uniquement en Wallonie);
- la surcharge taxe de voirie (uniquement en Région de Bruxelles-Capitale).

Par le biais du tarif de réseau de distribution:

- les autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux (taxe de voirie);
- la taxe Elia (pour tous les GRD flamands jusqu'en 2008 inclus).

Les cotisations officielles sont adaptées via les pourcentages de pertes de réseau par GRD à toutes les surcharges facturées par le biais des tarifs du réseau de transport et de distribution.

Taxe sur l'énergie et TVA

Pour les clients résidentiels,

- la TVA de 21 % a été appliquée à toutes les composantes jusqu'au 31 mars 2014, sauf à la redevance de raccordement en Région wallonne, dont les montants ne sont pas soumis à la TVA.
- La TVA de 6 % a été appliquée à toutes les composantes jusqu'au 31 mars 2014, sauf à la cotisation fédérale et à la redevance de raccordement en Région wallonne, dont les montants ne sont pas soumis à la TVA. Les kWh gratuits restent eux soumis à 21%.

Pour les clients professionnels,

- il n'a pas été tenu compte de la TVA déductible lors du calcul du prix final au consommateur.
- La « taxe sur l'énergie » ou « cotisation énergie » s'élève à :
 - 0,19088 cEUR/kWh pour la BT depuis août 2003 (0,1634 cEUR/kWh en juillet 2003);
 - 0,00 cEUR/kWh pour la haute tension (fixé comme étant > 1 kV).

ANNEXE 2

GAZ

Définition et explication méthodologique du calcul des différentes composantes pour le gaz

Le prix final au consommateur est constitué des 5 composantes suivantes : le prix de la composante énergie (prix du fournisseur), le transport (hors prélèvements publics), la distribution (hors prélèvements publics), les prélèvements publics et la TVA et taxe sur l'énergie.

Prix du fournisseur (prix de l'énergie)

Il s'agit du prix de l'énergie, hors TVA et taxe sur l'énergie.

À la demande de la CREG, ELECTRABEL, LUMINUS, NUON/ENI, ESSENT et LAMPIRIS ont transmis leurs fiches tarifaires.

Le tableau suivant fournit un aperçu des tarifs utilisés par fournisseur et client type.

Tarif par type de clients	T2	T4
ELECTRABEL	ELECTRABEL EnergyPlus(GAS 30/GAS1000)/ Easy indexé	ELECTRABEL expert (ECS 4000)/Electrabel Direct
LUMINUS	LUMINUS Actif/LUMINUS Actief +	LUMINUS Optimum/LUMINUS Business Budget flex 2 ans
NUON/ENI	NUON gaz/ENI gaz naturel 1 an/ENI Relax gaz 3 ans	NUON gaz/ENI gaz
LAMPIRIS	LAMPIRIS gaz/LAMPIRIS ZEN	Lampiris gaz/LAMPIRIS ZEN
ESSENT	ESSENT gaz variable (Essent 30)/ESSENT Eco	Essent gaz variable (Essent 400)/Essent Eco

Les suppositions suivantes ont été reprises dans l'étude:

- ELECTRABEL et NUON/ENI ont fourni des formules spécifiques pour un client type T4. Les autres fournisseurs n'ont pas transmis de fiches tarifaires ou formules tarifaires pour ce client. Pour ce dernier, nous avons repris le tarif d'un client type T3;
- Les calculs de prix des fournisseurs reposent sur les formules tarifaires mensuelles sur la base des paramètres d'indexation qui sont d'application pour le mois en cours;
- Pour ELECTRABEL,
 - o À partir de 2011, Electrabel ne propose plus le tarif « Expert » pour les professionnels. Celui-ci est remplacé par le tarif « Direct ».

- Pour LUMINUS
 - À partir de janvier 2013, Luminus Actief + est le tarif de référence au lieu de Luminus Actief ;
 - A partir de juillet 2014, Luminus optimum est remplacé par Luminus Business Budget flex 2 ans
- Pour NUON/ENI
 - Le tarif Nuon/Eni de mai 2007 a également été appliqué pour la période de janvier-avril 2007;
 - À partir de novembre 2012, Eni gaz naturel 1 an est le tarif de référence au lieu de Nuon gaz ;
 - À partir de janvier 2013, Eni relax gaz 3 ans est le tarif de référence au lieu de Eni gaz naturel 1 an;
- Pour ESSENT,
 - À partir d'octobre 2010, Essent Eco est le tarif de référence au lieu d'Essent Gaz naturel Variable.
 - À partir d'octobre 2011, Essent Eco est remplacé par Essent Variable 1 an;
- Pour LAMPIRIS,
 - À partir d'octobre 2014, Lampiris ZEN est le tarif de référence au lieu de Lampiris gaz.

Transport

Dans les fiches tarifaires des fournisseurs, les tarifs du réseau de transport de gaz sont repris dans le prix de l'énergie. Ils sont exprimés en cEUR/kWh. Les tarifs du réseau de transport approuvés par la CREG sont cependant exprimés en EUR/m³/h/an. Une estimation du prix de transport par client type et par an est donc effectuée. Contrairement à l'électricité, les règles suivantes s'appliquent au tarif du réseau de transport du gaz:

- le prix est identique, quelle que soit la zone de distribution;
- il n'y a pas de cascade des coûts;
- il n'y a pas de prélèvements publics.

Distribution

Cela concerne les tarifs du réseau de distribution tels qu'ils ont été approuvés par la CREG, hors prélèvements publics (voir infra).

Le tarif du réseau de distribution comporte les composantes suivantes:

- Distribution – OSP

Cette composante reflète la partie des tarifs du réseau de distribution pour les obligations de service public (OSP) imposées par les autorités régionales. Elle a été calculée d'après la différence entre les tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) tels qu'approuvés par la CREG et les tarifs du réseau de distribution estimés après élimination des OSP;

- Distribution – excédent/déficit reporté

Il s'agit de la différence entre les tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) tels qu'approuvés par la CREG et les tarifs du réseau de distribution après élimination des excédents/déficits des exercices précédents;

- Distribution – hors excédent/déficit reporté et OSP

Ce tarif est calculé d'après la différence entre la composante « Distribution » et la sous-composante « Distribution - excédent/déficit reporté » et la sous-composante « Distribution - OSP ».

Prélèvements publics

Ce poste comprend les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires.

€/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	01/2012-03/2012	04/2012-12/2012	2013	01/2014-08/2014	09/2014-12/2014
Cotisation fédérale	0,11	0,12	0,15	0,15	0,15	0,13	0,12	0,14	0,15	0,14
Surcharge clients protégés	0,09	0,16	0,24	0,18	0,35	0,61	0,53	0,34	0,25	0,53
Indemnité de raccordement (uniquement en Wallonie)	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
L'impôt sur les sociétés et les personnes morales Les autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux	différent selon le gestionnaire du réseau de distribution									

Taxe sur l'énergie et TVA

La TVA de 21% a été appliquée à toutes les composantes, hormis la cotisation fédérale, la surcharge clients protégés et la redevance de raccordement wallonne, dont les montants ne sont pas soumis à la TVA.

La « taxe sur l'énergie » s'élève à :

- 0,9889 EUR/MWh pour les clients T1 à T3 ;
- 0,3640 EUR/MWh pour la période 2007-2009 et ensuite, 0,9889 EUR/MWh pour les clients T4.