



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02.289.76.11
Fax : 02.289.76.99

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

ÉTUDE

(F)110922-CDC-1096

relative aux

« 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

22 septembre 2011

TABLE DES MATIERES

I.	INTRODUCTION	4
II.	HYPOTHESES DE CALCUL	5
II.1	Électricité	5
II.2	Gaz naturel	6
III.	CALCULS CLIENTS TYPE ÉLECTRICITÉ	8
III.1	Prix final au consommateur, toutes taxes comprises	8
III.1.1	Clients résidentiels	17
III.1.2	Clients professionnels	17
III.2	Aperçu des principales composantes	18
III.3	Prix du fournisseur (prix de l'énergie)	28
III.3.1	Clients résidentiels	31
III.3.2	Clients professionnels	33
III.4	Tarif de gestionnaire de réseau de transport	37
III.4.1	Basse tension	40
III.4.2	Moyenne tension	41
III.5	Tarif de gestionnaire de réseau de distribution	41
III.5.1	Basse tension	44
III.5.2	Moyenne tension	45
III.5.3	OSP en Flandre	50
III.5.4	OSP en Wallonie	51
III.5.5	OSP à Bruxelles	51
III.5.6	Services auxiliaires (pertes de réseau)	52
III.6	Prélèvements publics	52
III.6.1	Différences entre régions	54
III.6.2	Arrêt de la taxe Elia en Flandre	55
III.6.3	Évolution de la cotisation fédérale et des autres taxes communes	56
III.7	Contributions énergie renouvelable et cogénération	56
III.8	Taxe sur l'énergie et TVA	60
IV.	CALCULS CLIENTS TYPE GAZ NATUREL	62
IV.1	Prix à l'utilisateur final, toutes taxes comprises	62
IV.1.1	Clients résidentiels	68
IV.1.2	Clients professionnels	69
IV.2	Aperçu des principales composantes	69
IV.3	Prix du fournisseur	75
IV.3.1	Clients résidentiels	77
IV.3.2	Clients professionnels	81

IV.4	Tarif de réseau de transport.....	81
IV.5	Tarif de réseau de distribution.....	83
IV.5.1	OSP.....	89
IV.5.2	Transferts.....	90
IV.6	Prélèvements publics.....	90
IV.6.1	T2.....	90
IV.6.2	T4.....	91
IV.7	Taxe sur l'énergie et TVA.....	93
V.	EVOLUTION 2007-2011.....	95
V.1	Électricité.....	95
V.1.1	Clients résidentiels.....	95
V.1.2	Clients professionnels en moyenne tension.....	98
V.2	Gaz naturel.....	100
V.2.1	Clients résidentiels.....	100
V.2.2	Clients industriels.....	102
VI.	EVOLUTION DES 12 DERNIERS MOIS.....	104
VI.1	Électricité.....	104
VI.2	Gaz naturel.....	105
VII.	CONCLUSION.....	106
VII.1	Électricité.....	106
VII.2	Gaz naturel.....	107
VIII.	ANNEXE A.....	109
VIII.1	Prix du fournisseur (prix de l'énergie).....	109
VIII.2	Contributions énergie renouvelable et cogénération.....	110
VIII.3	Transport (hors prélèvements publics).....	110
VIII.4	Distribution (hors prélèvements publics).....	111
VIII.5	Prélèvements publics.....	113
VIII.6	Taxe sur l'énergie et TVA.....	113
IX.	ANNEXE B.....	114
IX.1	Prix du fournisseur (prix de l'énergie).....	114
IX.2	Transport.....	115
IX.3	Distribution.....	115
IX.4	Prélèvements publics.....	116
IX.5	Taxe sur l'énergie et TVA.....	116

I. INTRODUCTION

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.

Cette étude décrit l'évolution des prix au détail entre janvier 2007 et juillet 2011. Cette base de départ a été choisie parce 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 pouvaient proposer leurs produits tant en Flandre qu'en Wallonie.

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 types 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 2007-2011. Le chapitre VI expose brièvement les évolutions de ces 12 derniers mois. La conclusion figure au chapitre VII.

Cette étude a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 22 septembre 2011.

////

II. HYPOTHESES DE CALCUL

II.1 Électricité

1. L'étude se base sur les définitions des clients type d'Eurostat.
2. Les clients type pour l'électricité 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 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.
3. Les évolutions du prix final au consommateur sont décrites pour 6 gestionnaires du réseau de distribution :
 - Gaselwest
 - Imewo
 - Inter-Energa
 - 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 (BS).

4. Les évolutions du prix final au consommateur sont décrites pour 5 fournisseurs :

- Electrabel
- Luminus
- Lampiris
- Essent
- Nuon

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

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

Un commentaire méthodologique de la définition et du calcul des différentes composantes pour l'électricité figure à l'annexe A.

II.2 Gaz naturel

6. Comme c'est le cas pour l'électricité, les hypothèses pour le gaz naturel sont commentées ci-dessous. Un commentaire méthodologique de la définition et du calcul des différentes composantes pour le gaz naturel figure à l'annexe B.

7. Pour le gaz naturel, les clients type suivants figurent dans l'étude.

- T2 est un client domestique avec application « chauffage » (5 à 150 MWh/an). Le client type Eurostat correspondant est le D3 avec une consommation de 23.260 kWh/an et une capacité estimée de 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. Étant donné qu'il n'y a pas de client type Eurostat correspondant, la CREG a repris un client type avec une consommation moyenne de 2.300.000 kWh/an et d'une capacité estimée de 100 m³/h.

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

- Gaselwest
- Imewo
- Inter-Energa
- ALG
- IGH
- Sibelga

9. Pour décrire l'évolution du prix de l'énergie, les feuilles tarifaires d'Electrabel, Luminus, Nuon, Essent et Lampiris sont prises en compte.

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

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

III. CALCULS CLIENTS TYPE ÉLECTRICITÉ

III.1 Prix final au consommateur, toutes taxes comprises

11. 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 1.1.

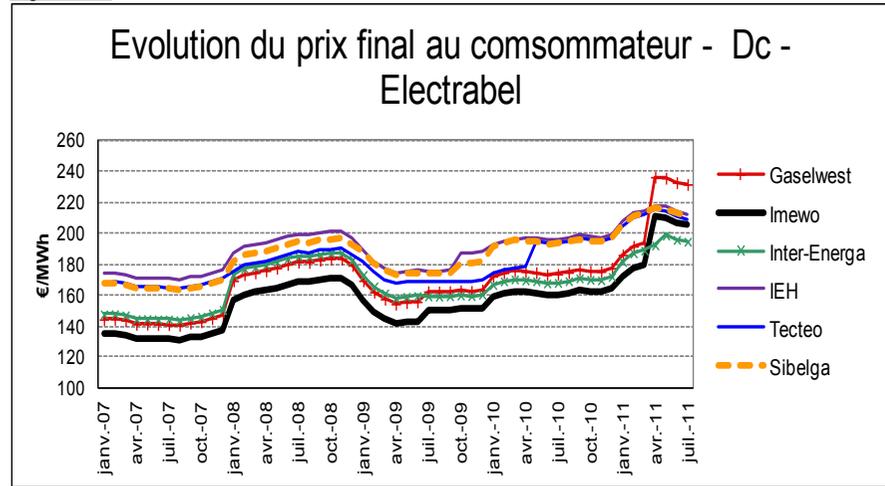


Figure 1.2.

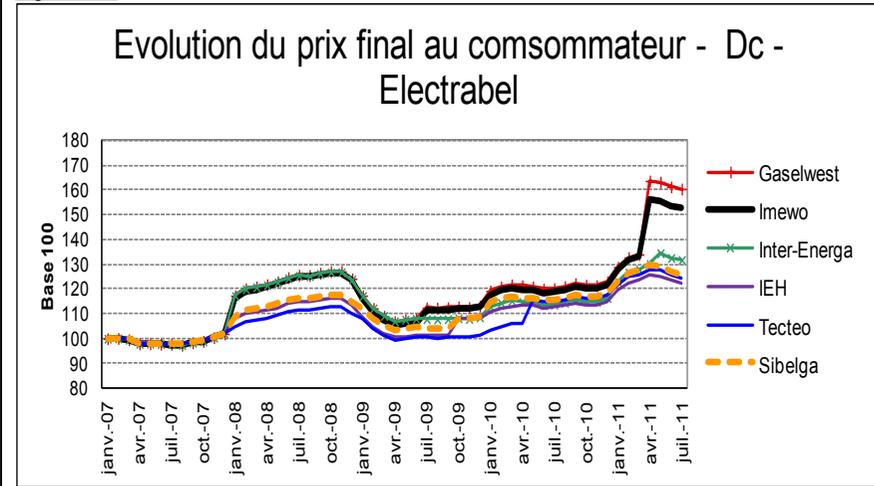


Figure 1.3.

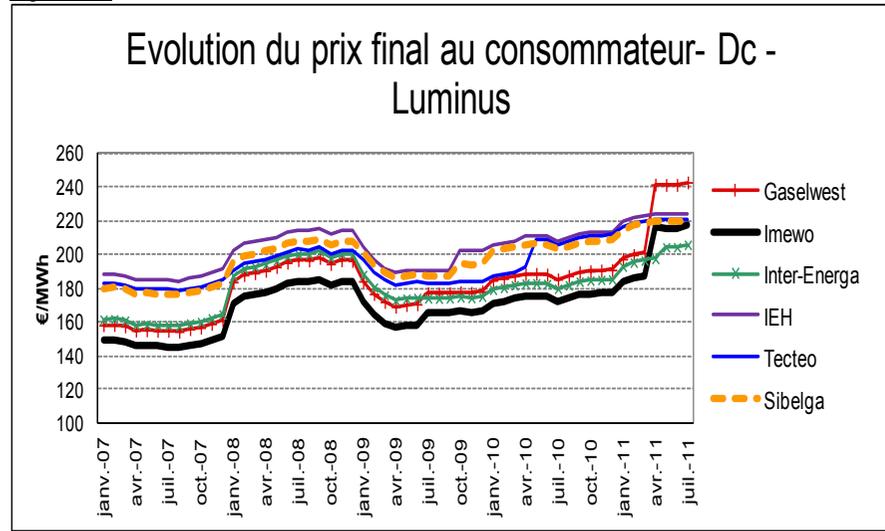


Figure 1.4.

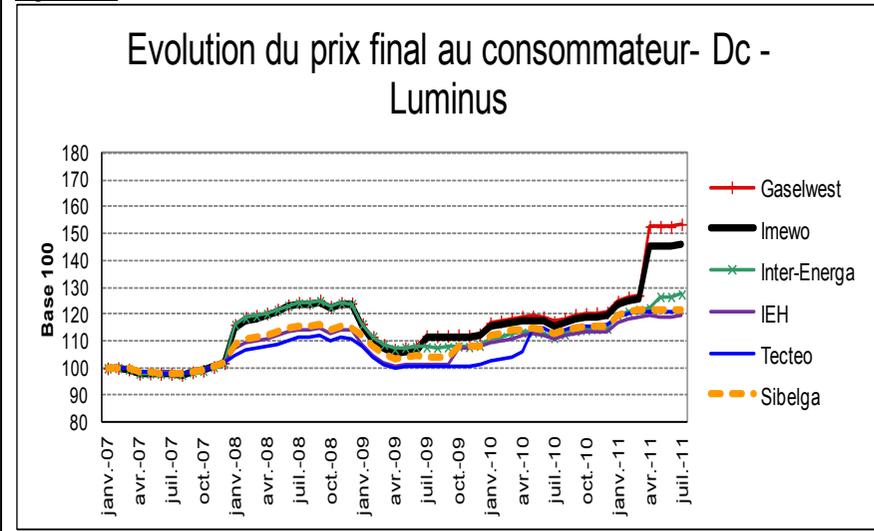


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.5.

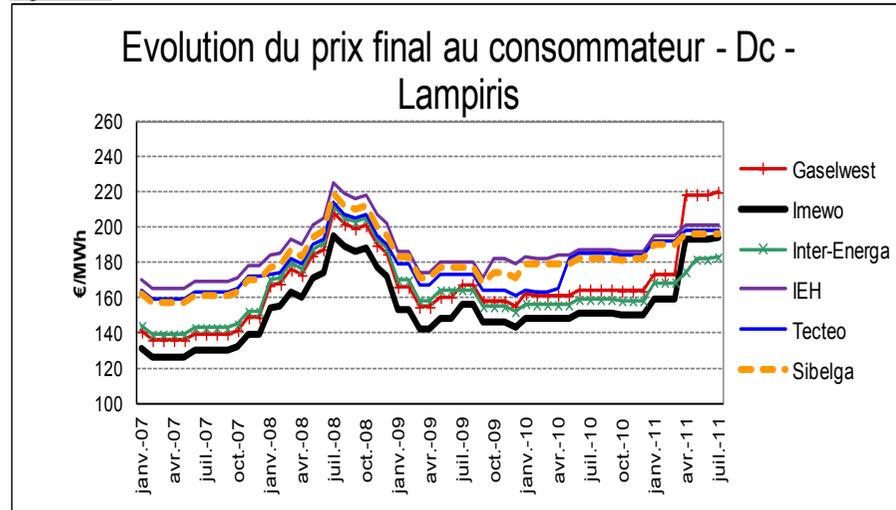


Figure 1.6.

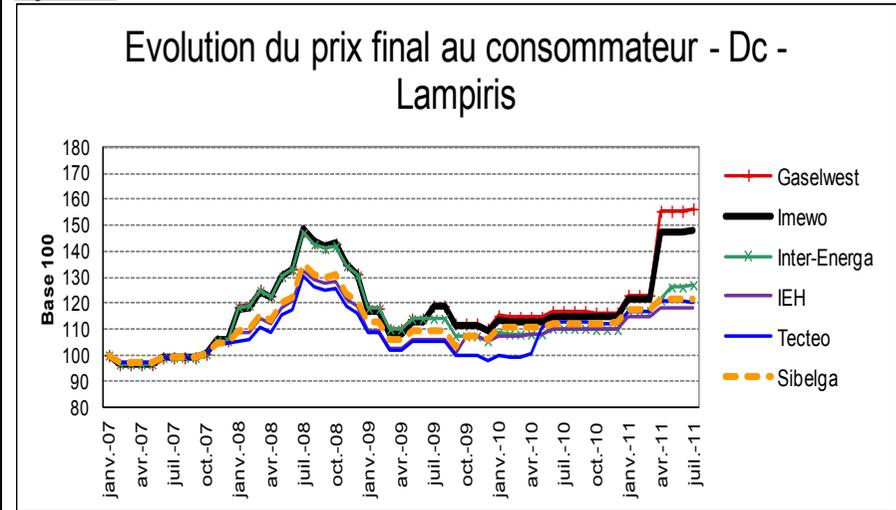


Figure 1.7.

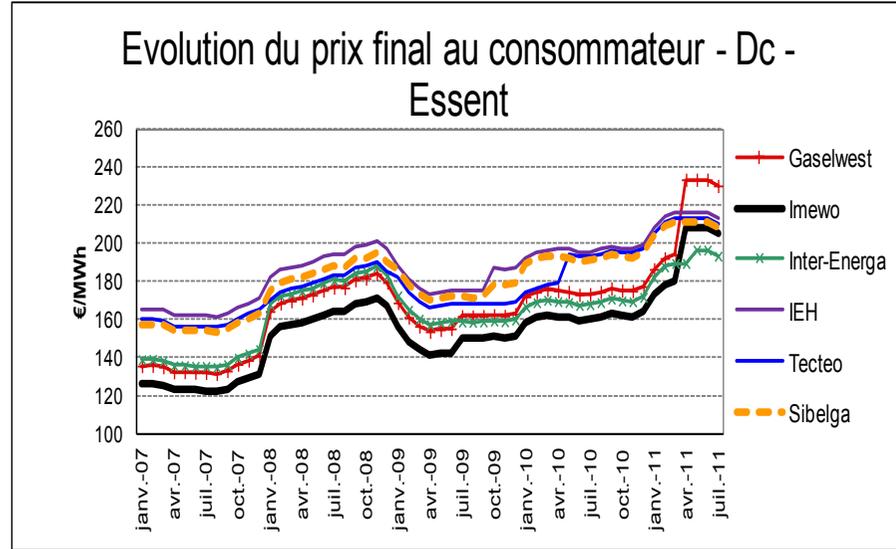


Figure 1.8.

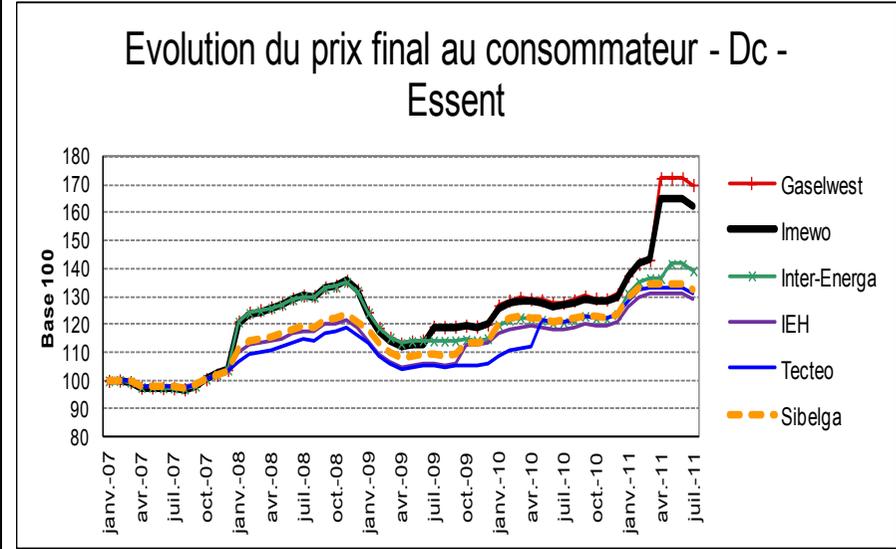


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.9.

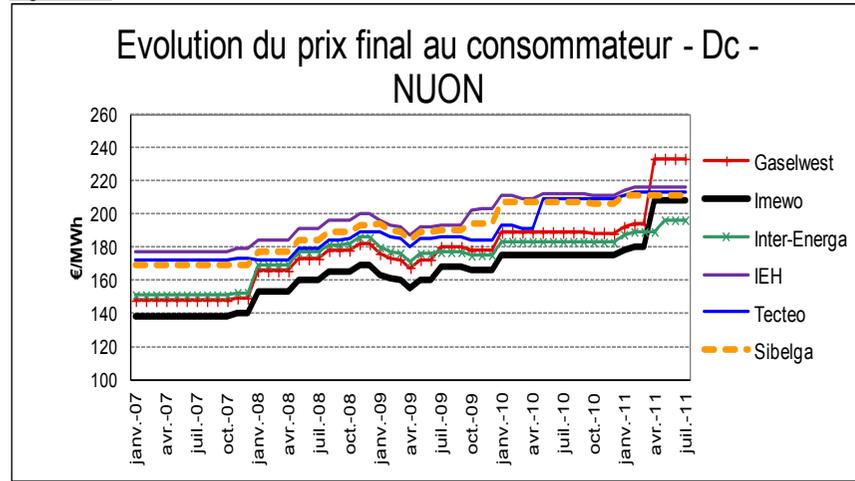


Figure 1.10.

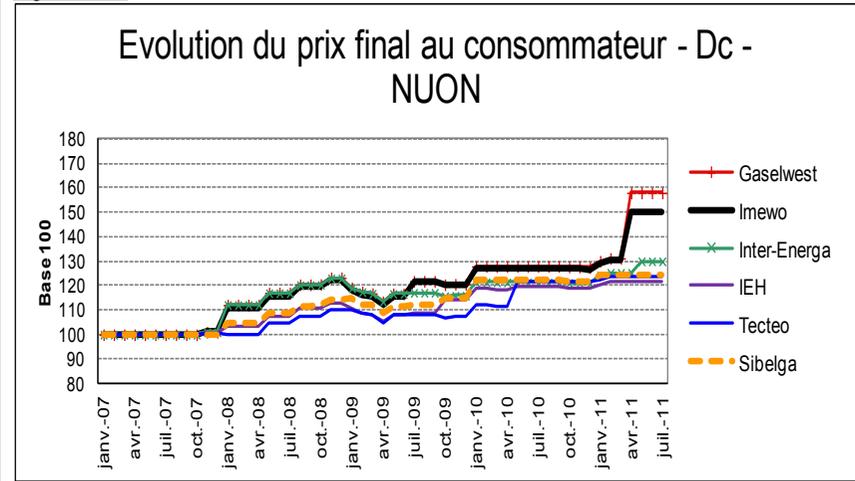


Figure 1.11.

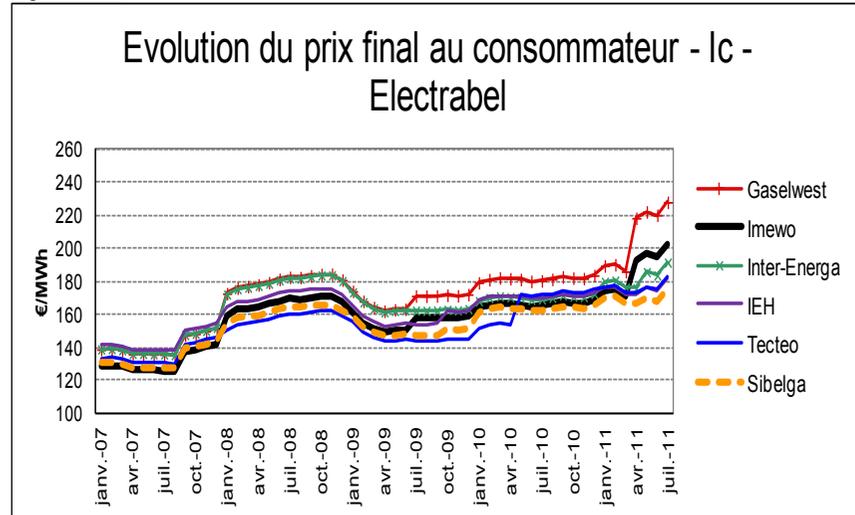


Figure 1.12.

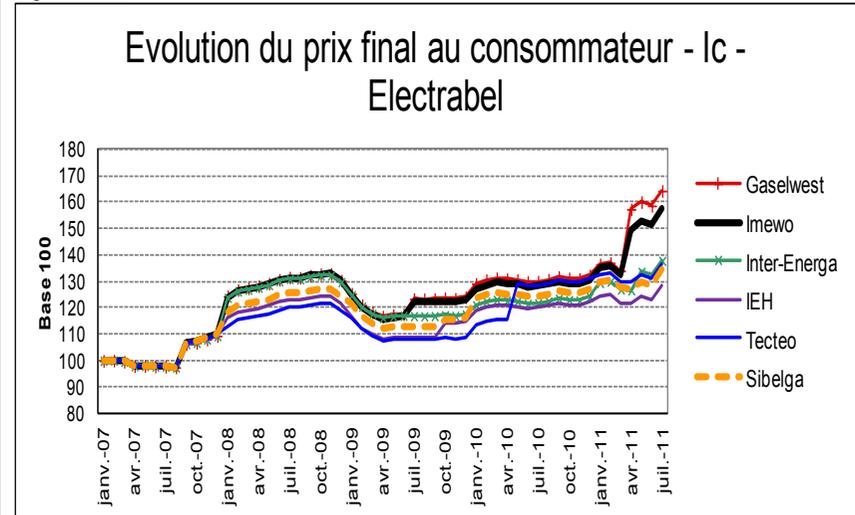


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.13.

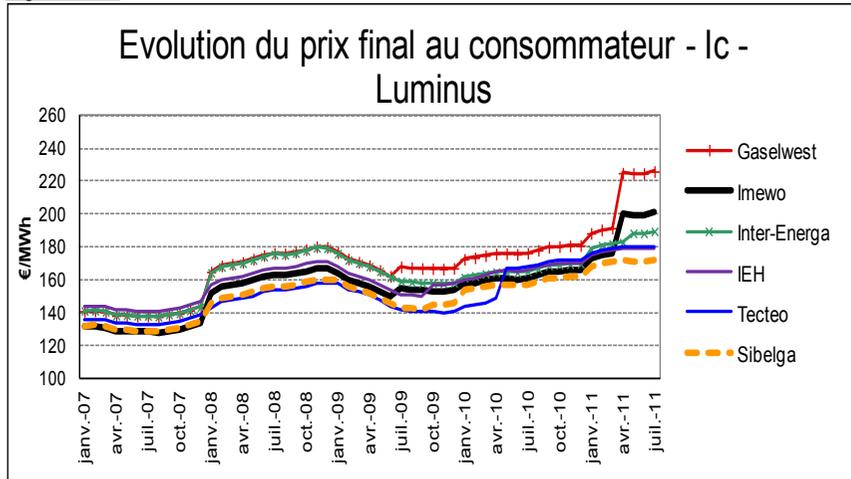


Figure 1.14.

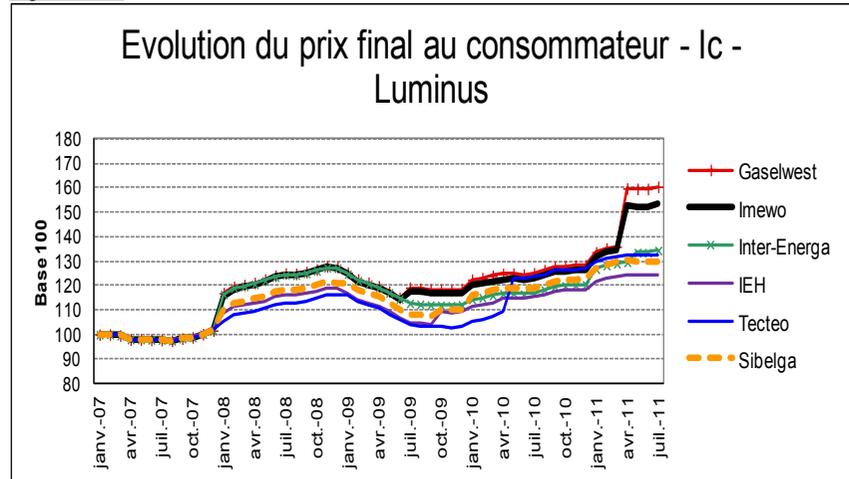


Figure 1.15.

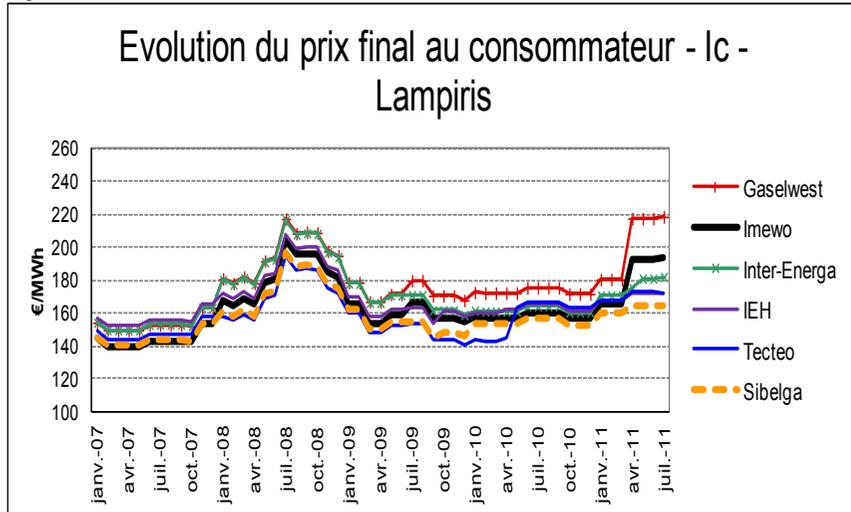


Figure 1.16.

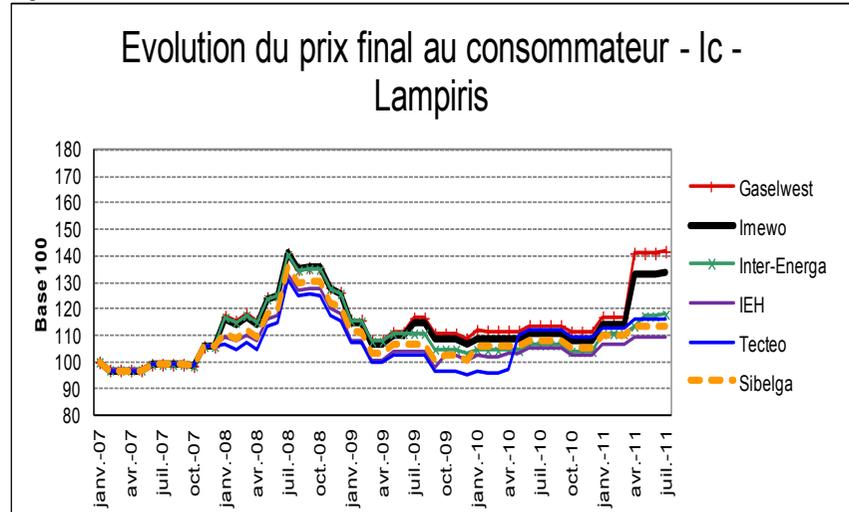


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.17.

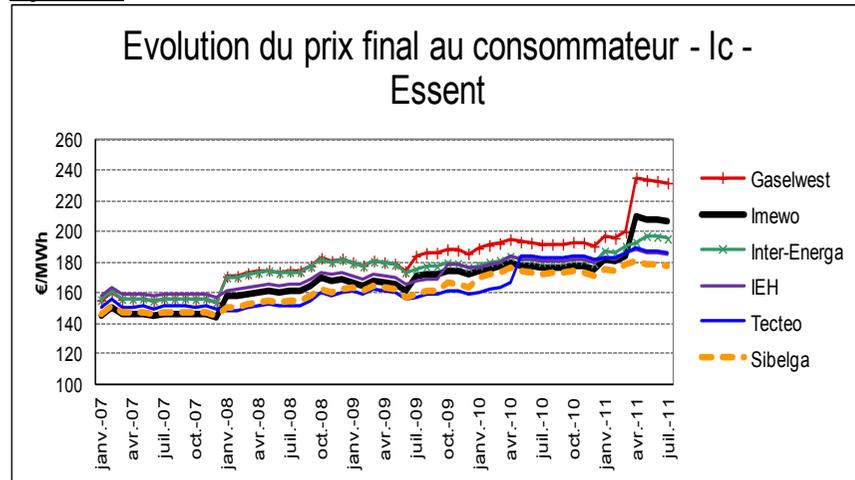


Figure 1.18.

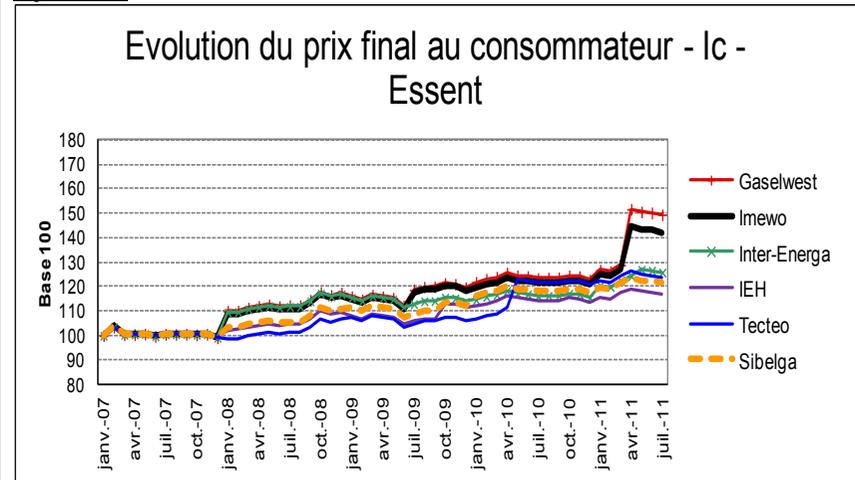


Figure 1.19.

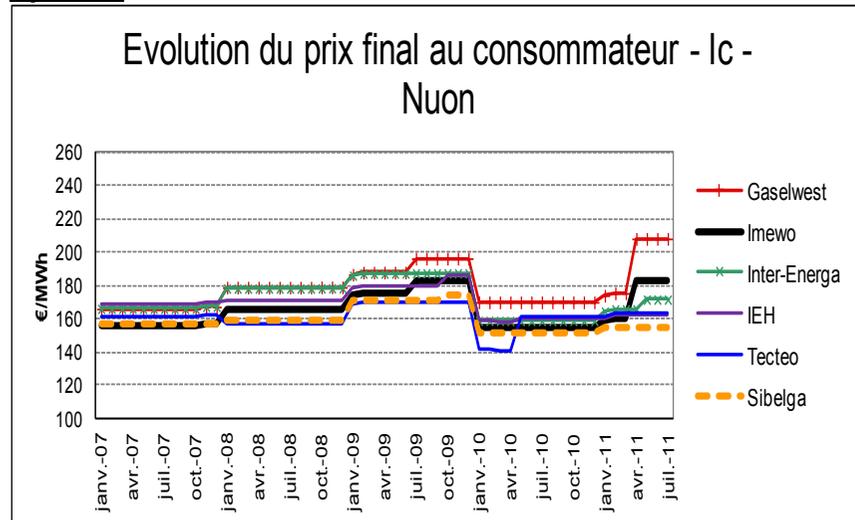


Figure 1.20.

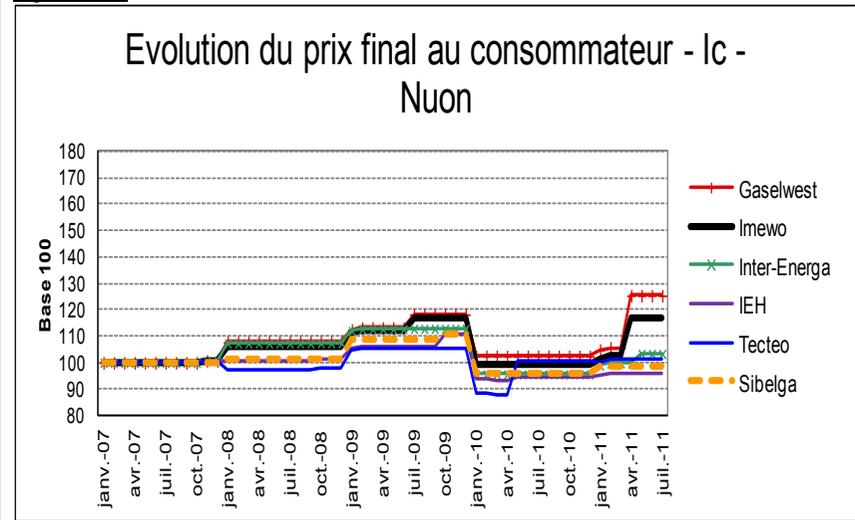


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.21.

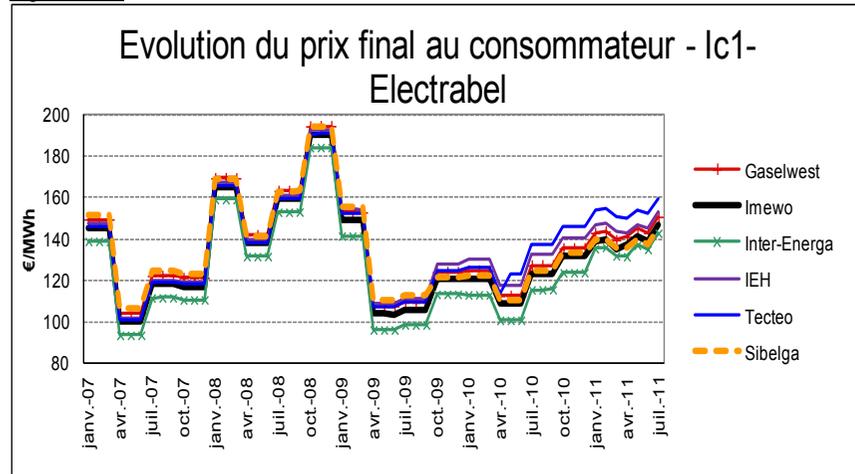


Figure 1.22.

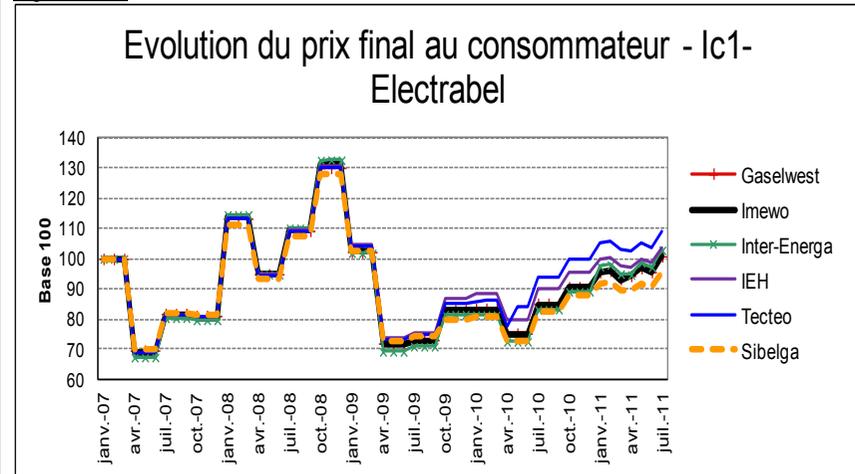


Figure 1.23.

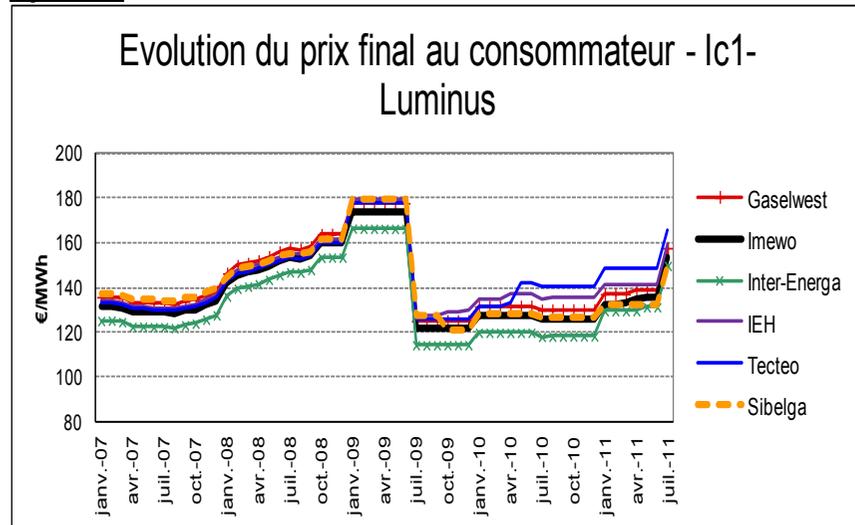


Figure 1.24.

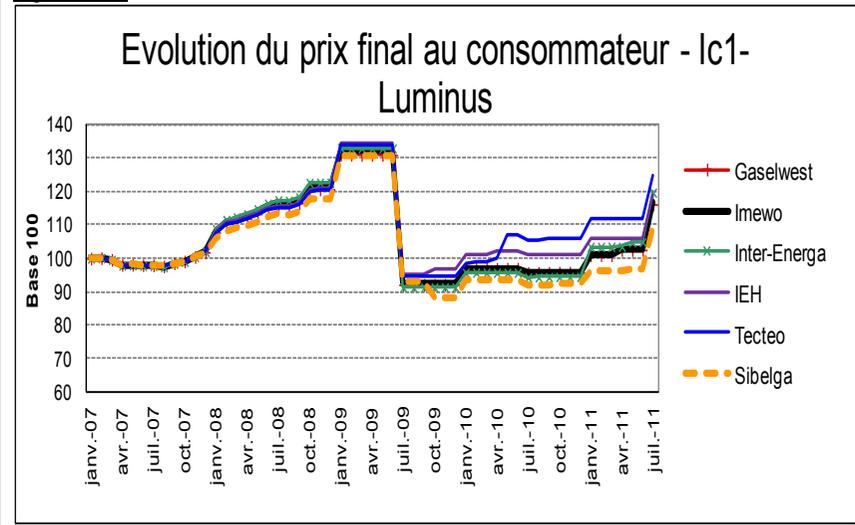


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.25.

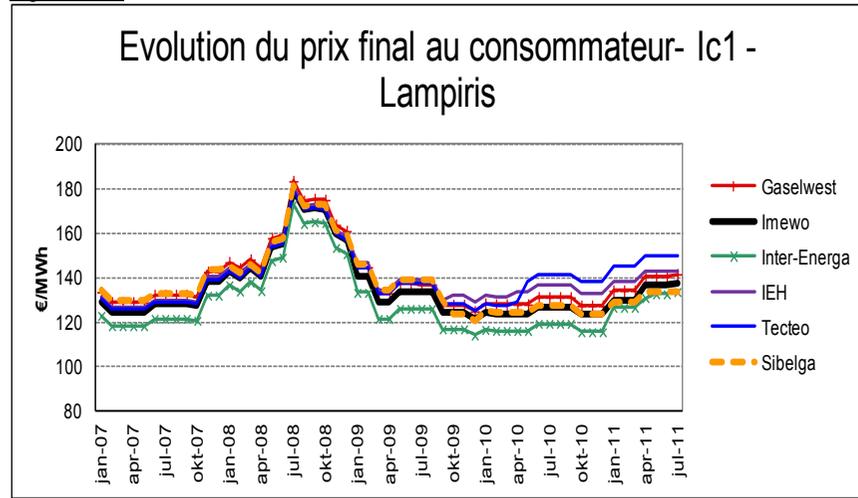


Figure 1.26.

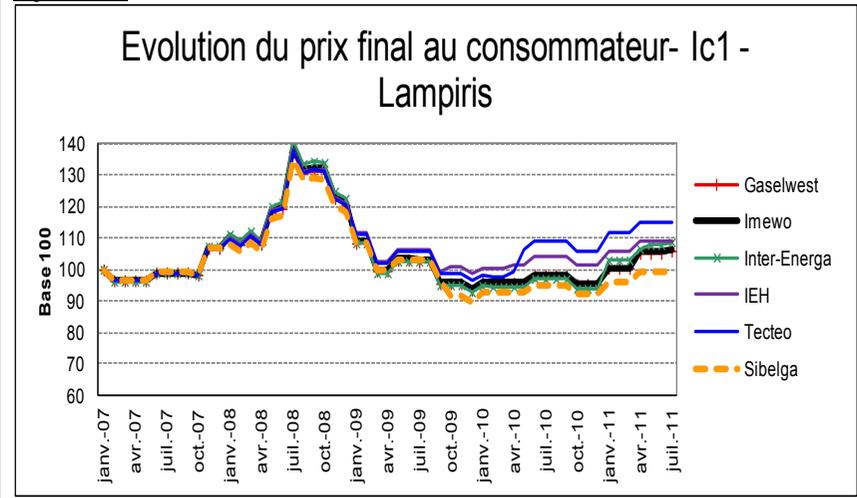


Figure 1.27.

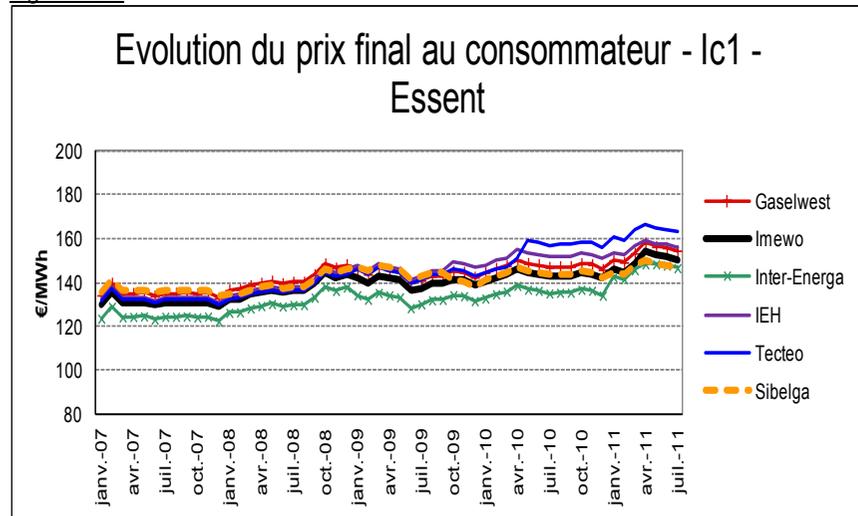


Figure 1.28.

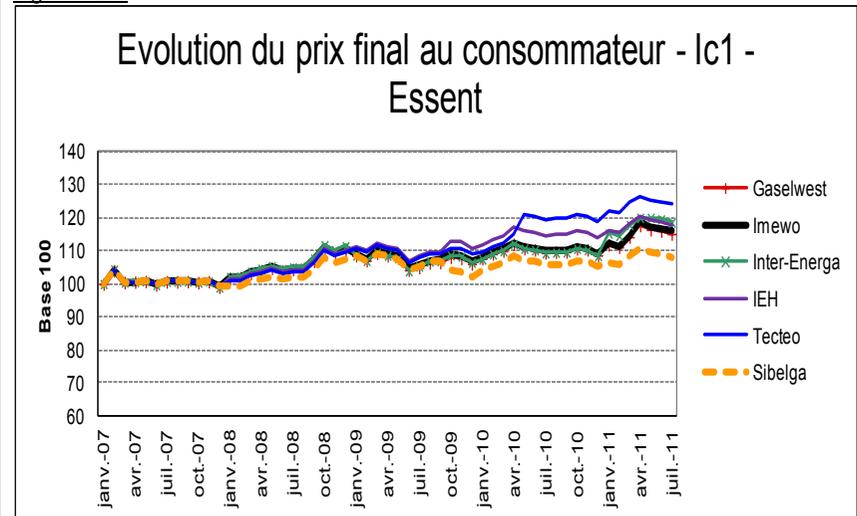


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.29.

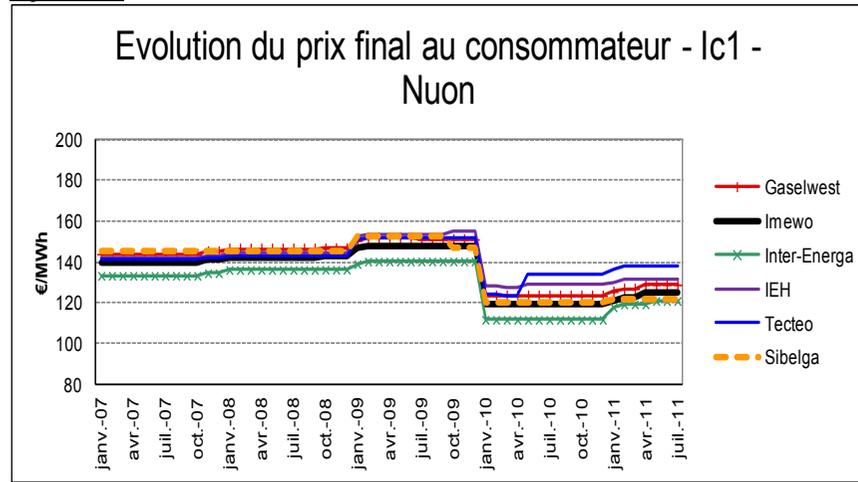
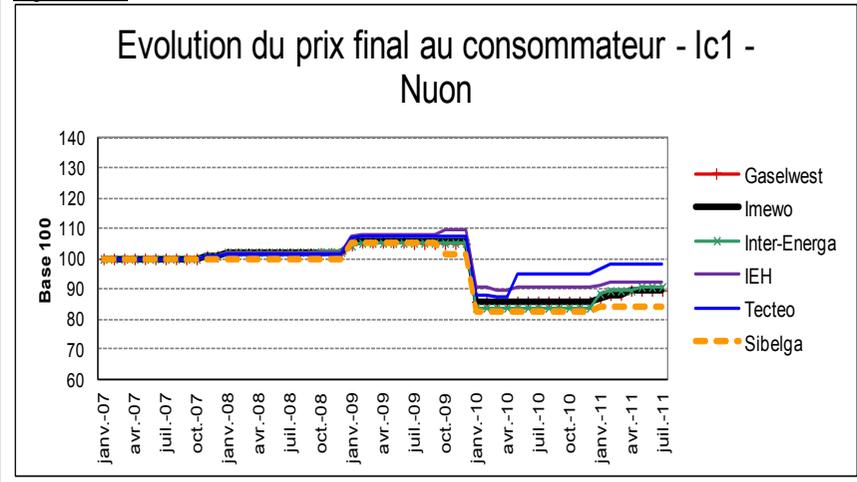


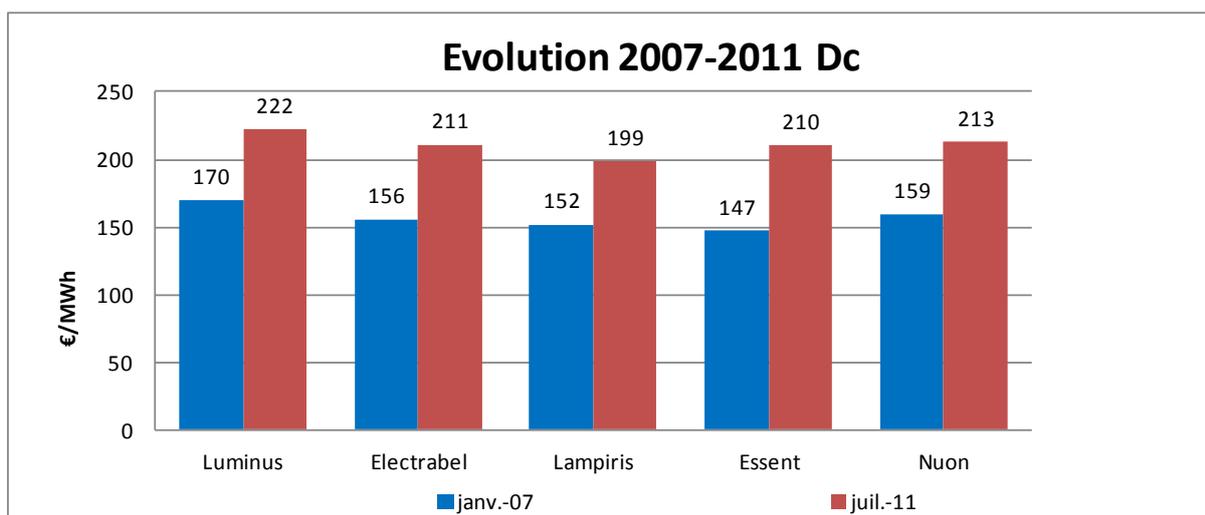
Figure 1.30.



12. Entre janvier 2007 et juillet 2011, nous constatons les évolutions suivantes du prix final au consommateur, toutes taxes comprises :

III.1.1 Clients résidentiels

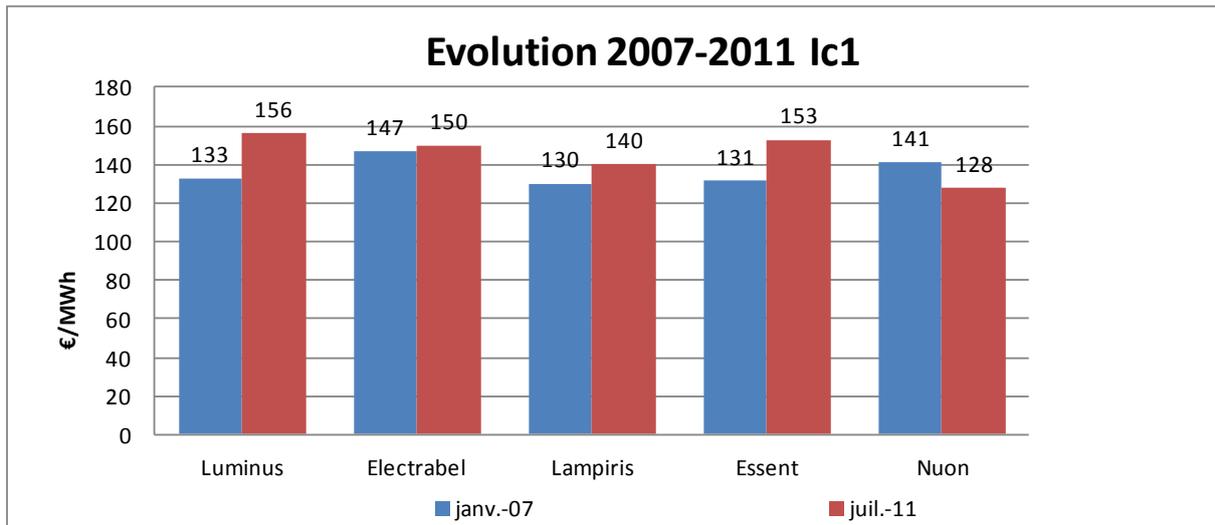
- Le prix final au consommateur a augmenté en moyenne de 34,43% par rapport à janvier 2007. La hausse diffère par fournisseur et varie de 30,64% chez Luminus à 42,69% chez Essent.
- Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final pour janvier 2007 et juillet 2011.



III.1.2 Clients professionnels

- Le prix final au consommateur a augmenté en moyenne de 6,54% pour un client Ic1 et de 27,37% pour un client Ic. Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen par fournisseur pour un client Ic1².

² Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de 6,54%. Cependant, le prix pour Nuon a baissé. Ce point sera abordé au chapitre III.3.



13. L'évolution du prix final au consommateur est principalement due à l'importance relative du prix du fournisseur (prix de l'énergie) 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. Ce point sera clarifié ci-après.

III.2 Aperçu des principales composantes

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

1. prix du fournisseur (prix de l'énergie)
2. contribution énergie renouvelable et cogénération
3. tarif de transport (hors prélèvements publics)
4. tarif de distribution (hors prélèvements publics)
5. prélèvements publics
6. taxe sur l'énergie et TVA

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

Figure 2.1.

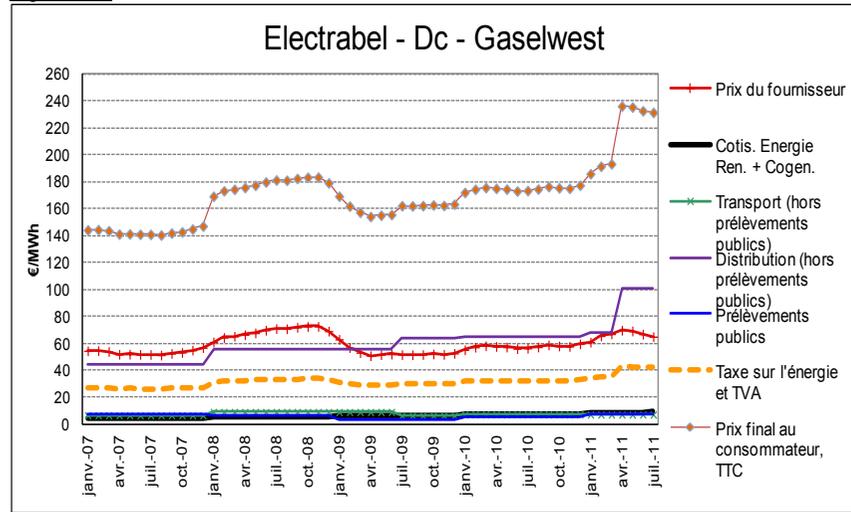


Figure 2.3.

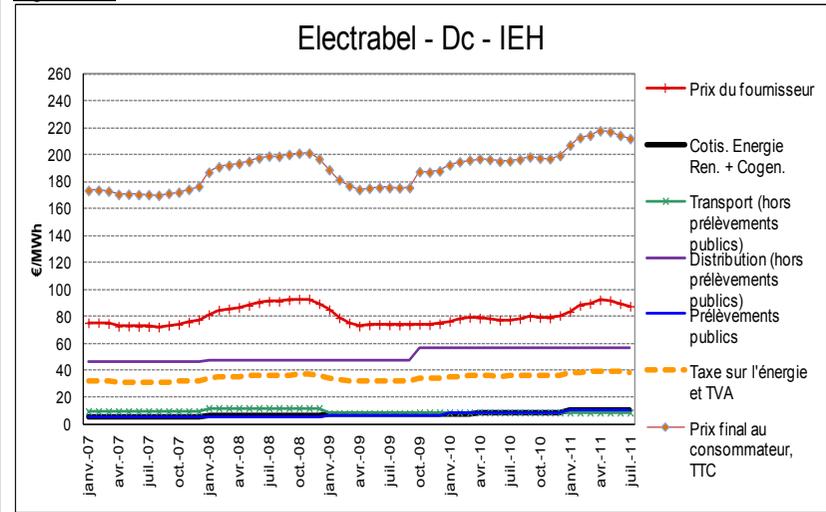


Figure 2.2.

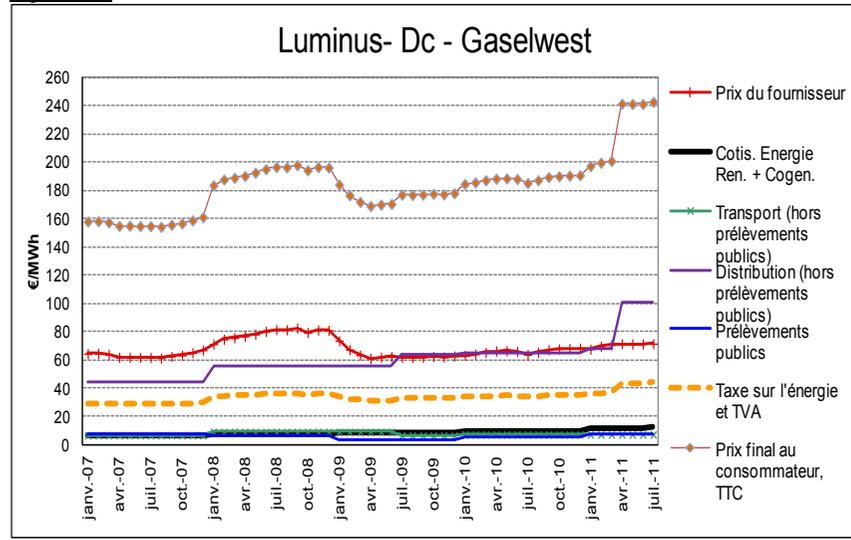


Figure 2.4.

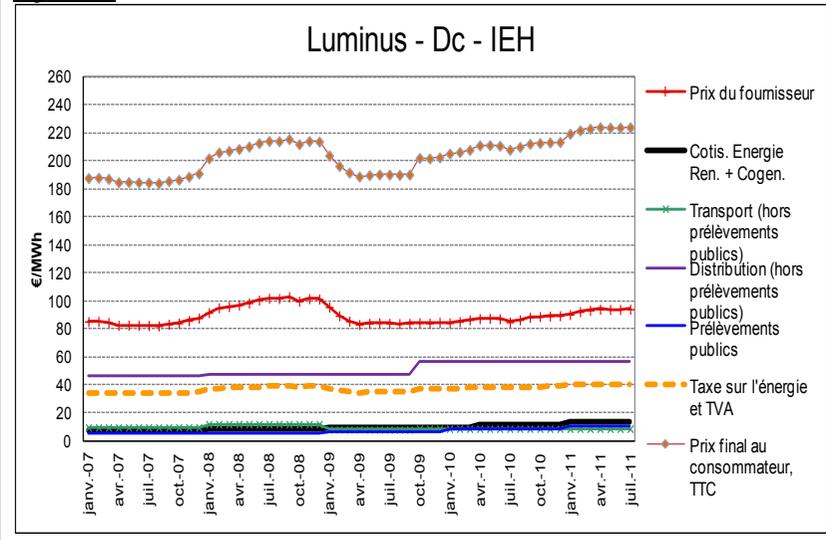


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 2.5.

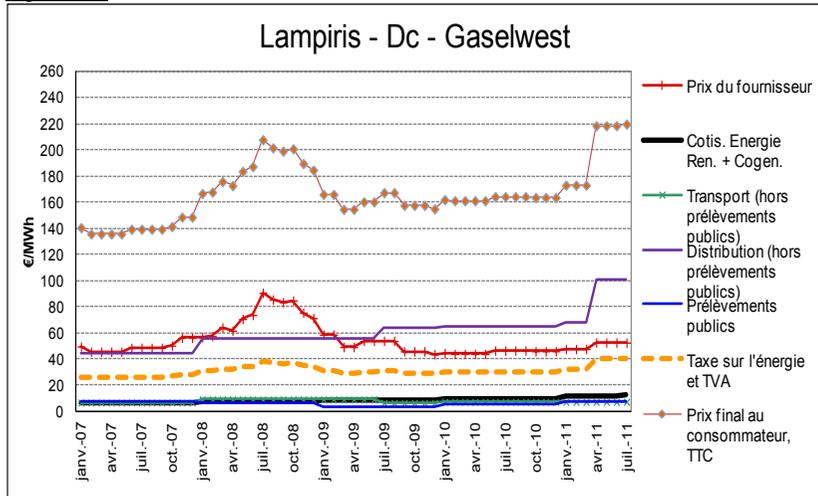


Figure 2.6.

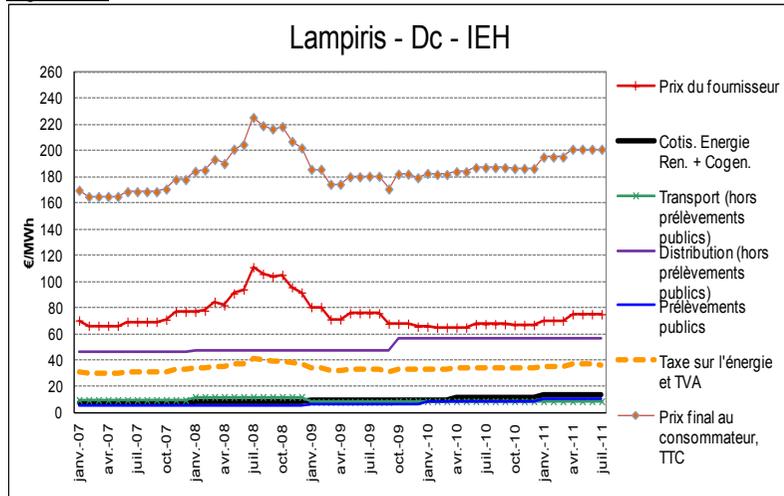


Figure 2.7.

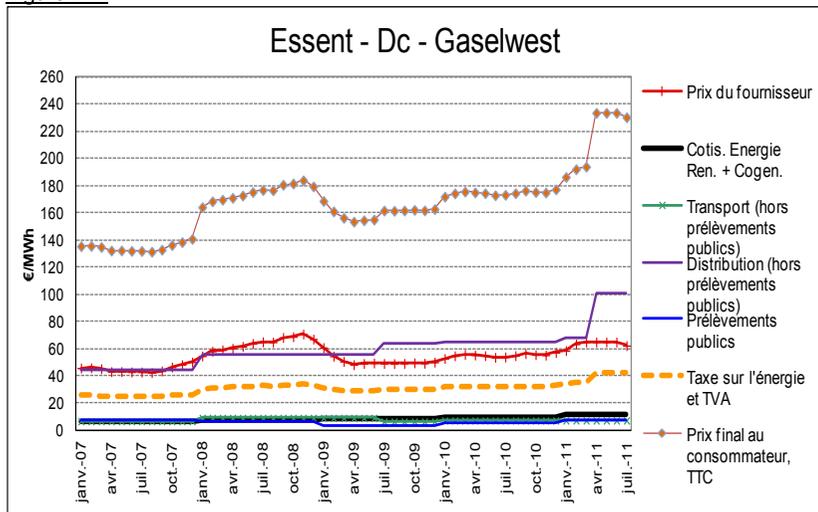


Figure 2.8.

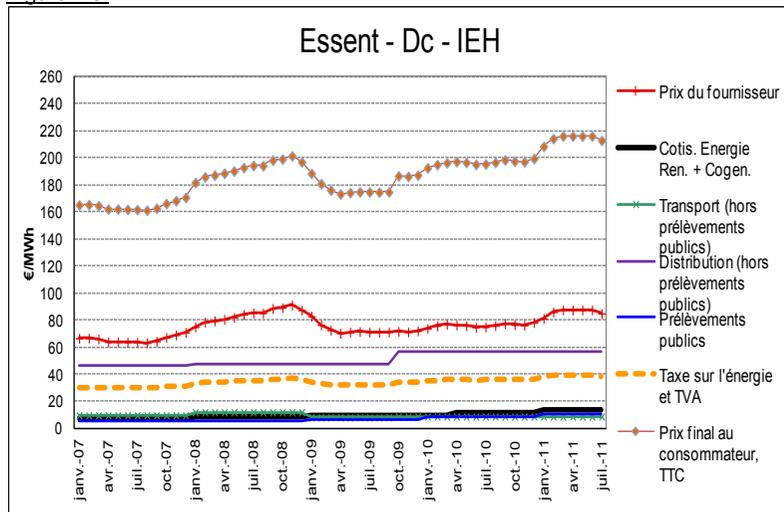


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 2.9.

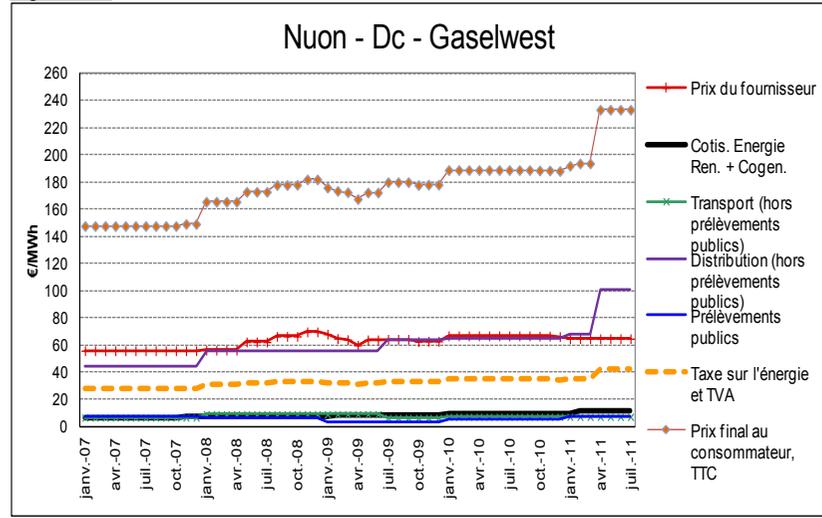


Figure 2.10.

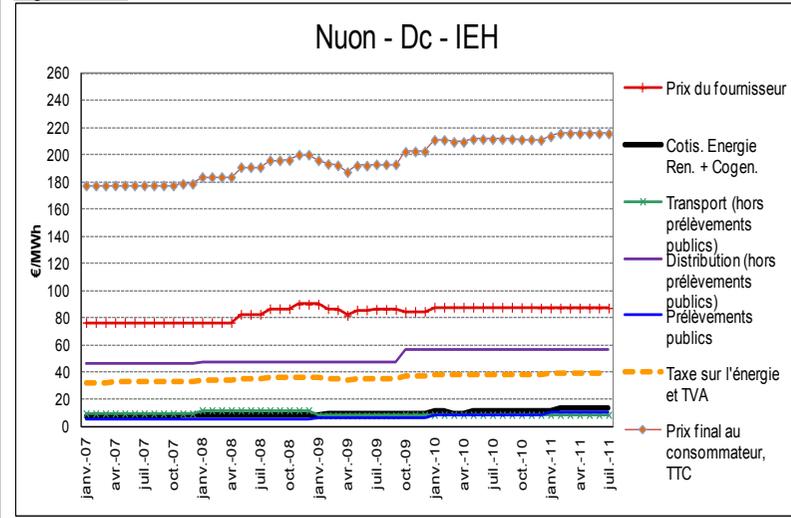


Figure 2.11.

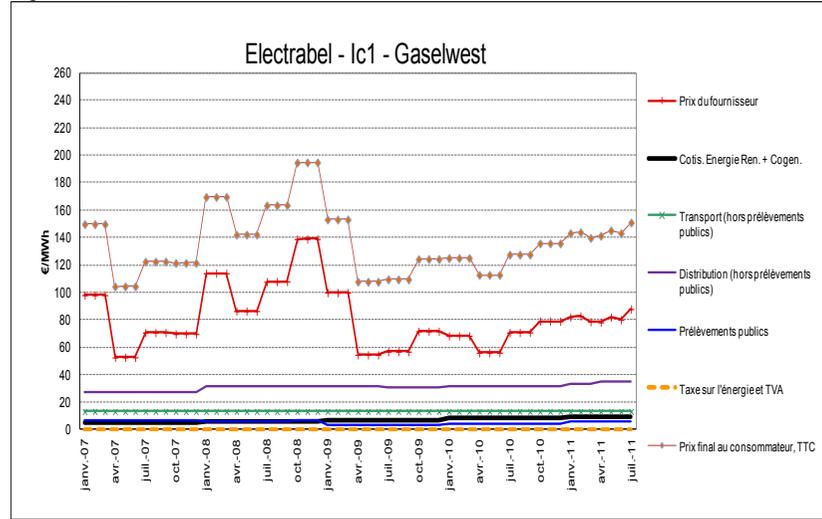


Figure 2.12.

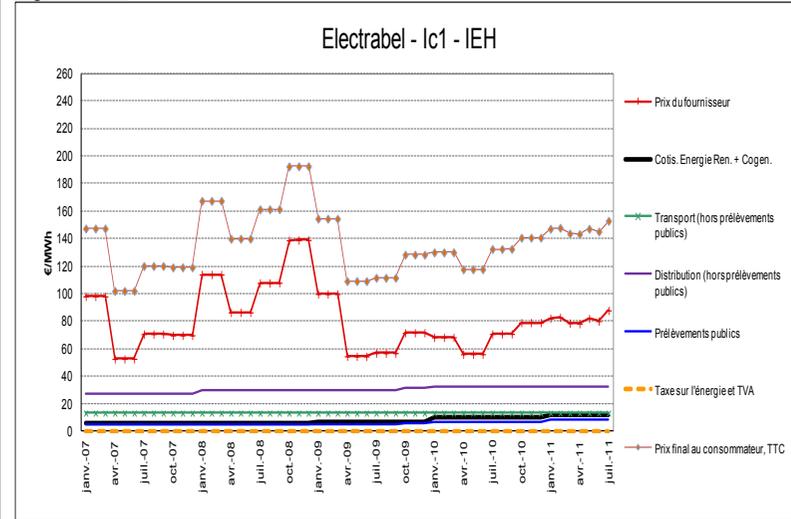


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 2.13.

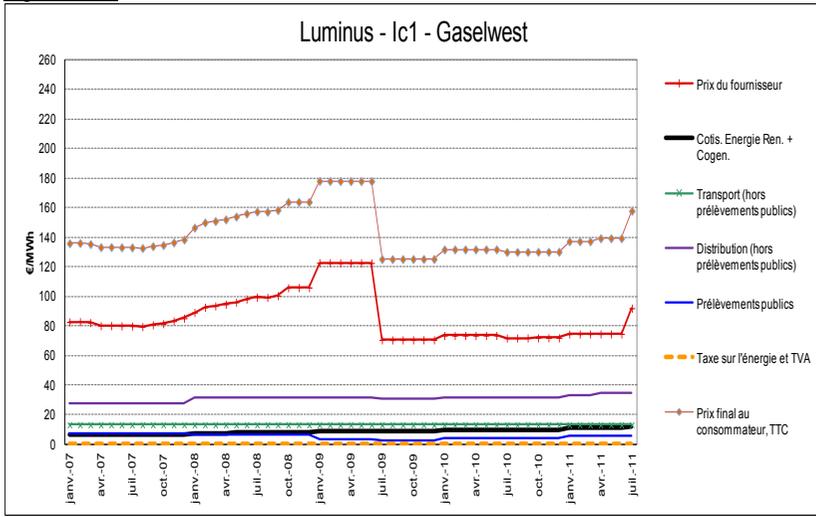


Figure 2.14.

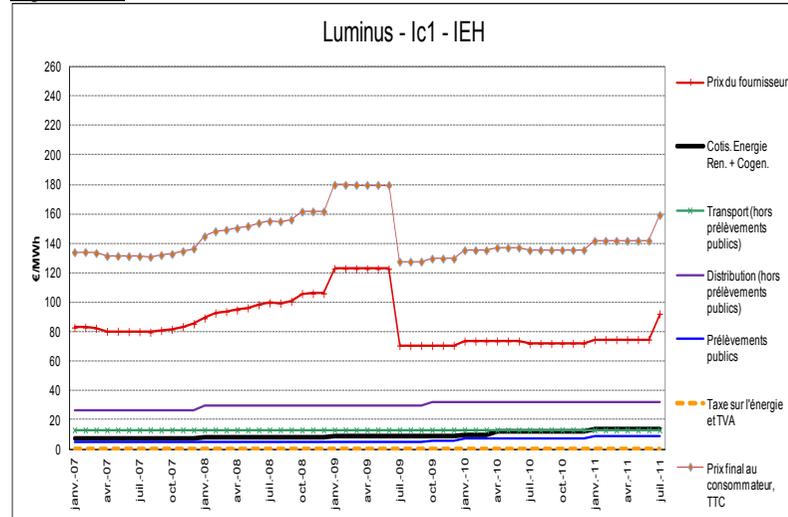


Figure 2.15.

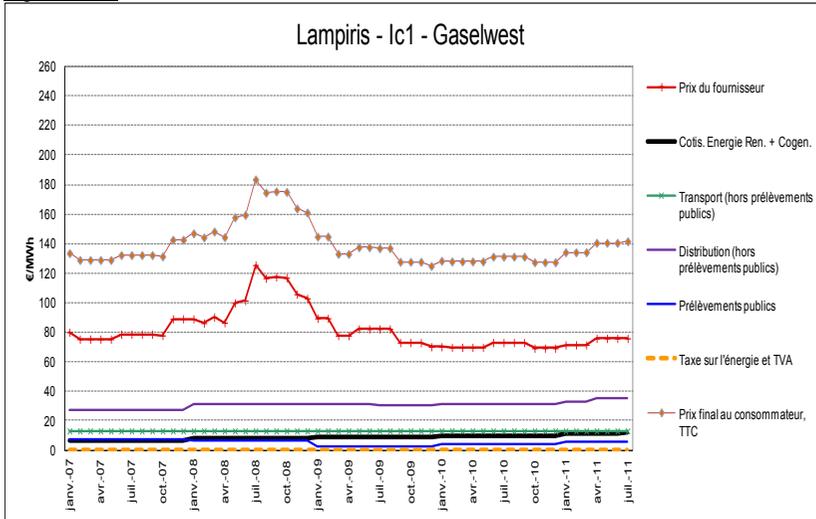


Figure 2.16.

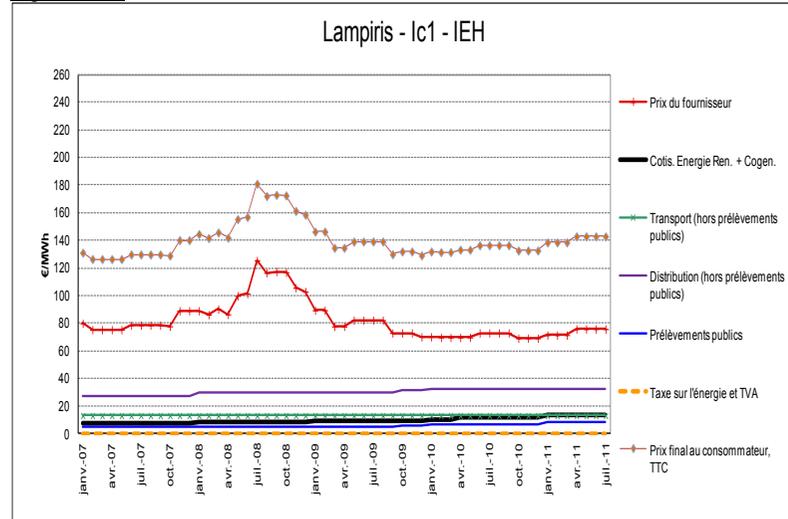


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 2.17

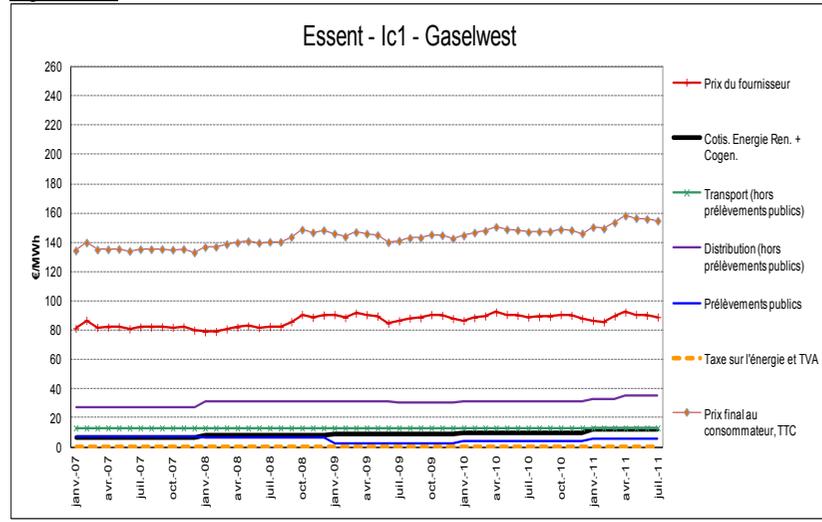


Figure 2.18.

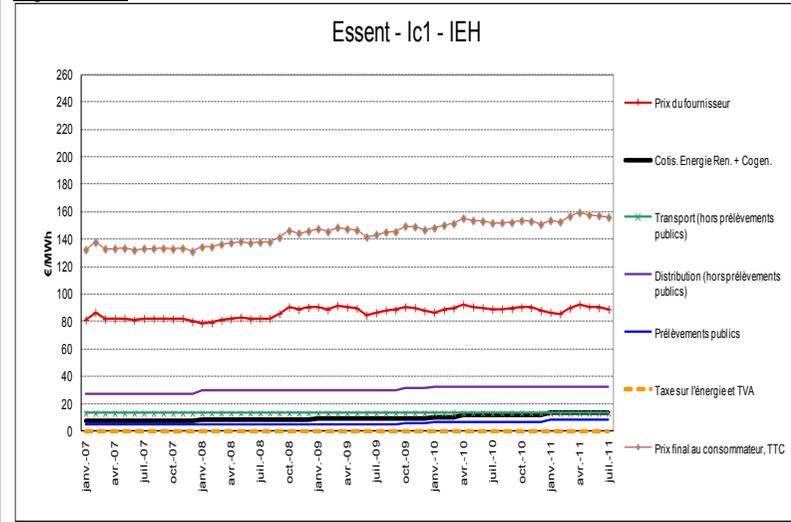


Figure 2.19.

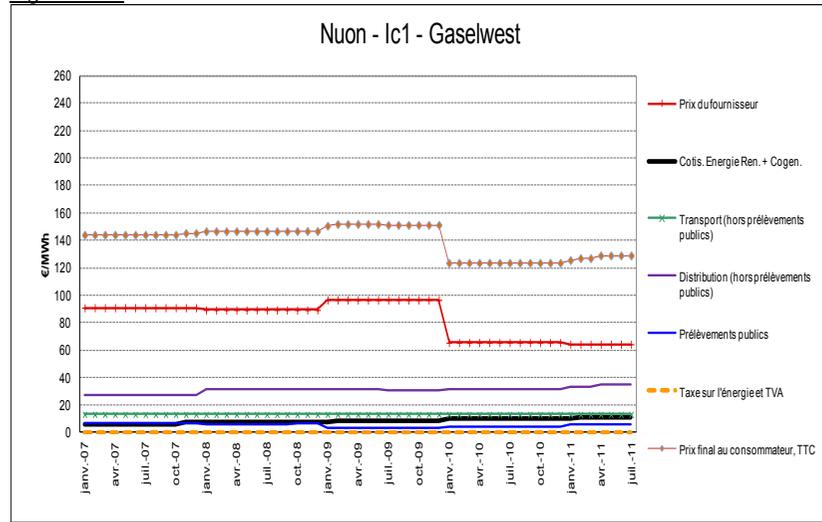
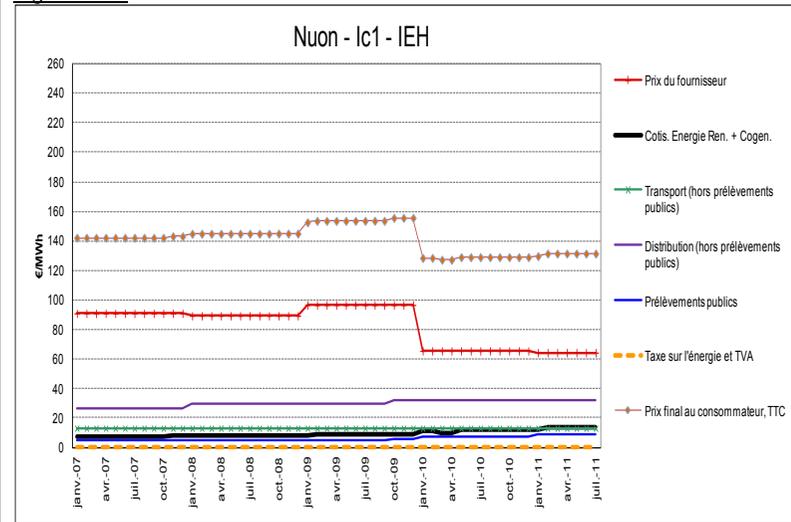


Figure 2.20.

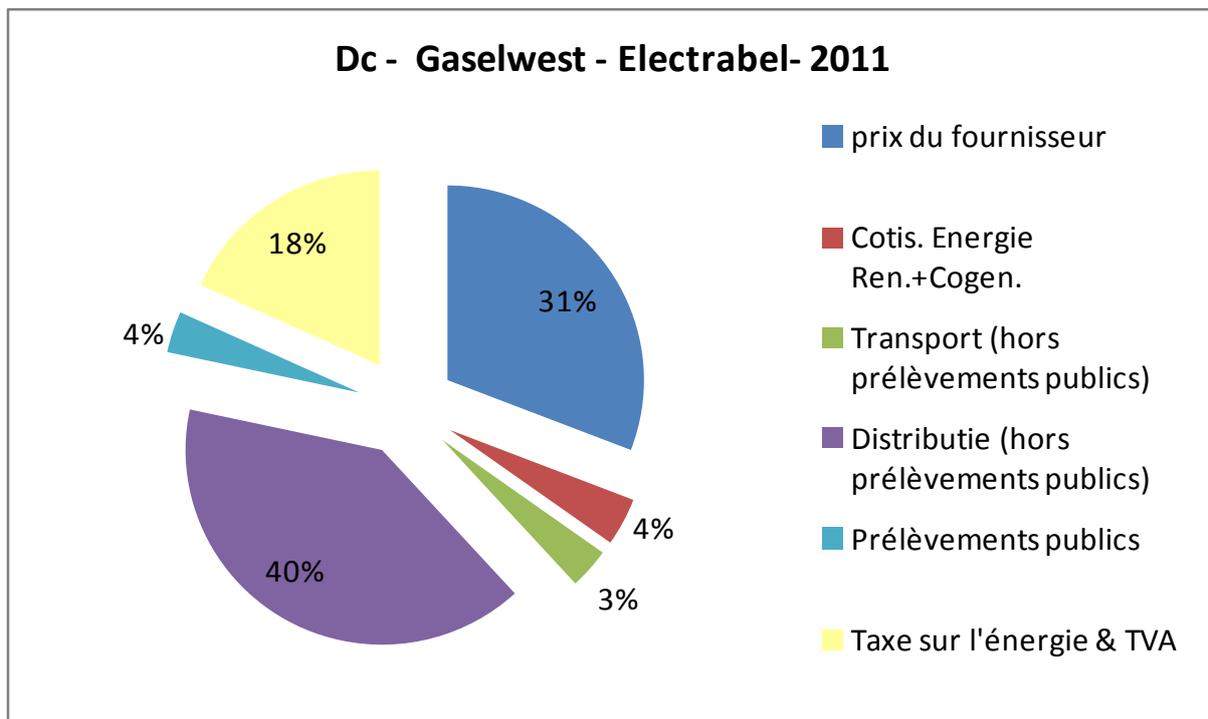


15. Les trois composantes tarifaires qui déterminent les grandes tendances des prix sont, en ordre décroissant :

1. le prix du fournisseur (prix de l'énergie) ;
2. les tarifs de distribution ;
3. la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels³).

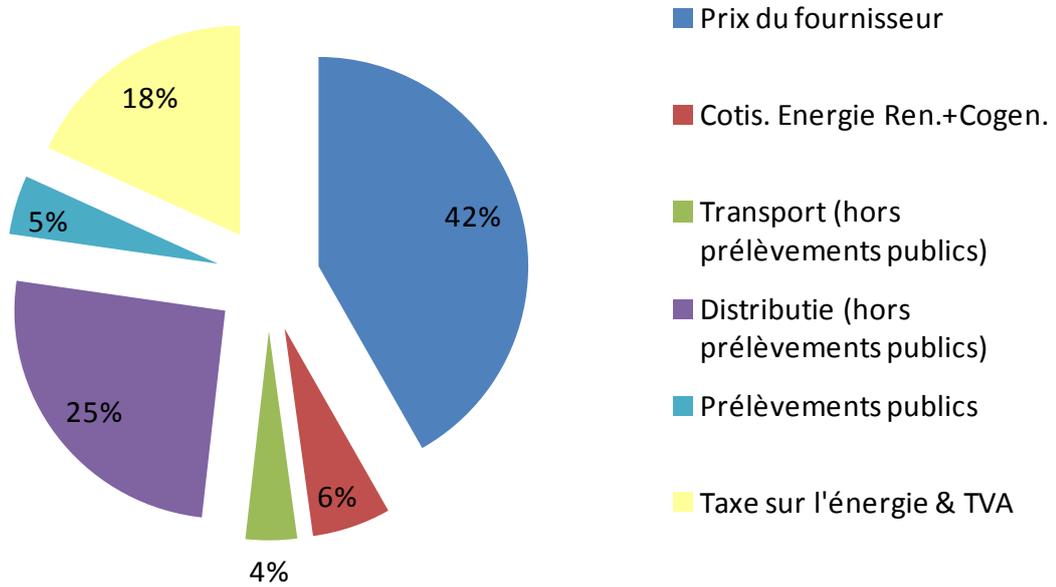
Les tarifs de réseau de transport, les prélèvements publics et les contributions énergie renouvelable et cogénération ont une importance relative moindre dans le prix final au consommateur. En Région de Bruxelles-Capitale, les prélèvements publics se dégagent comme la quatrième composante la plus importante.

16. Comme l'illustrent les exemples suivants (basés sur les chiffres de 2011), 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.

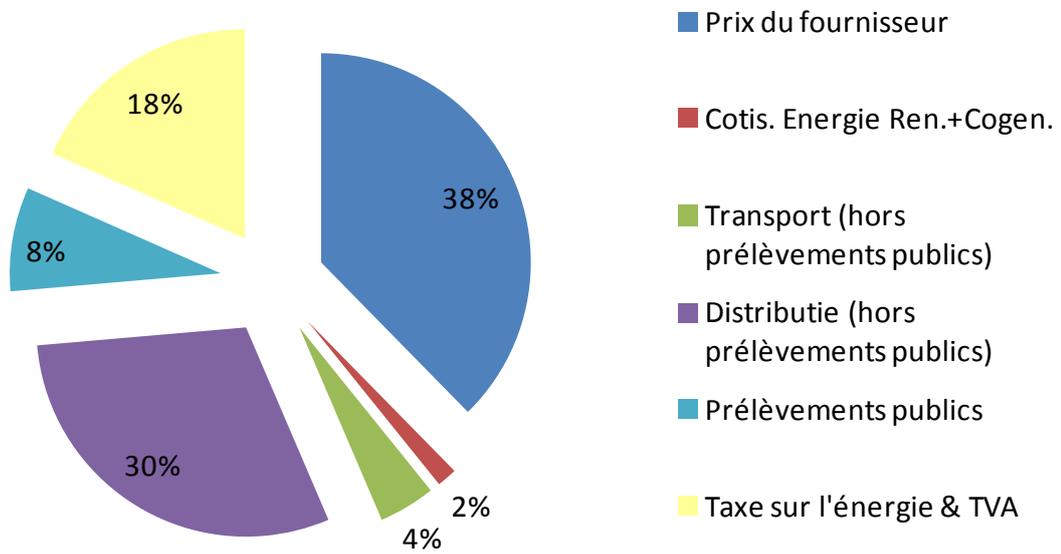


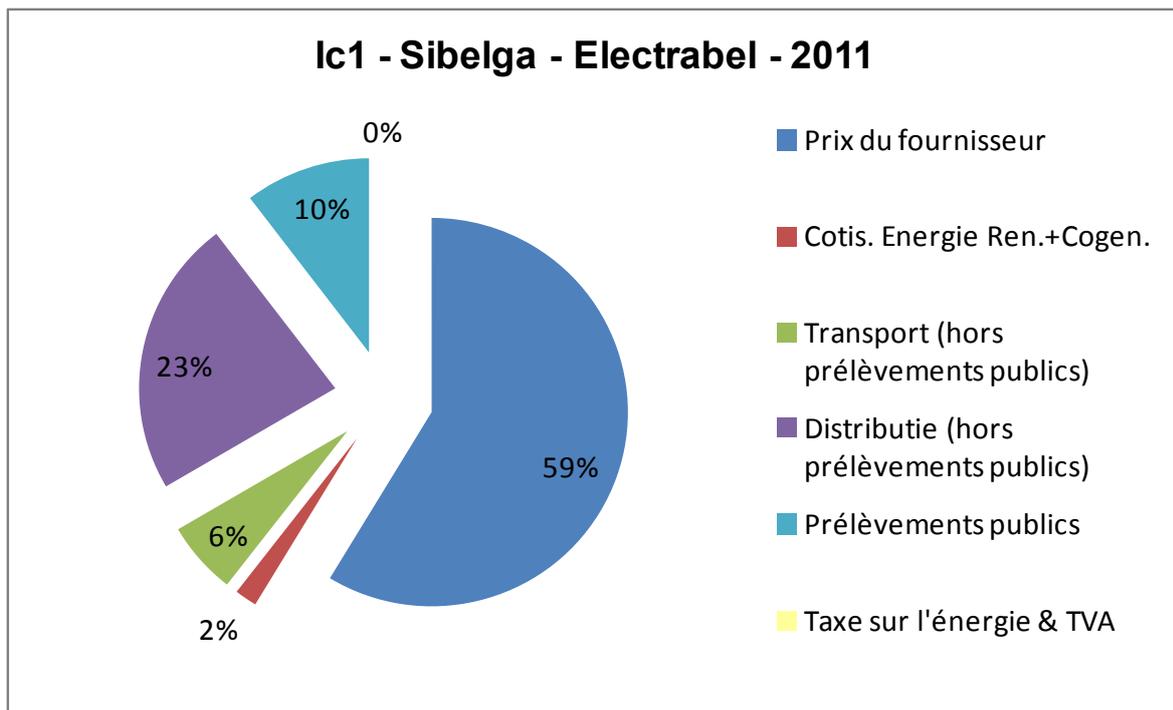
³ La TVA est déductible pour les clients professionnels.

Dc - IEH - Luminus - 2011



Dc - Sibelga - Lampiris - 2011





17. La composante « TVA et taxe sur l'énergie » qui représente environ 18 % du prix final des clients résidentiels BT⁴ est inexistante pour le client professionnel Ic1 raccordé en MT⁵.

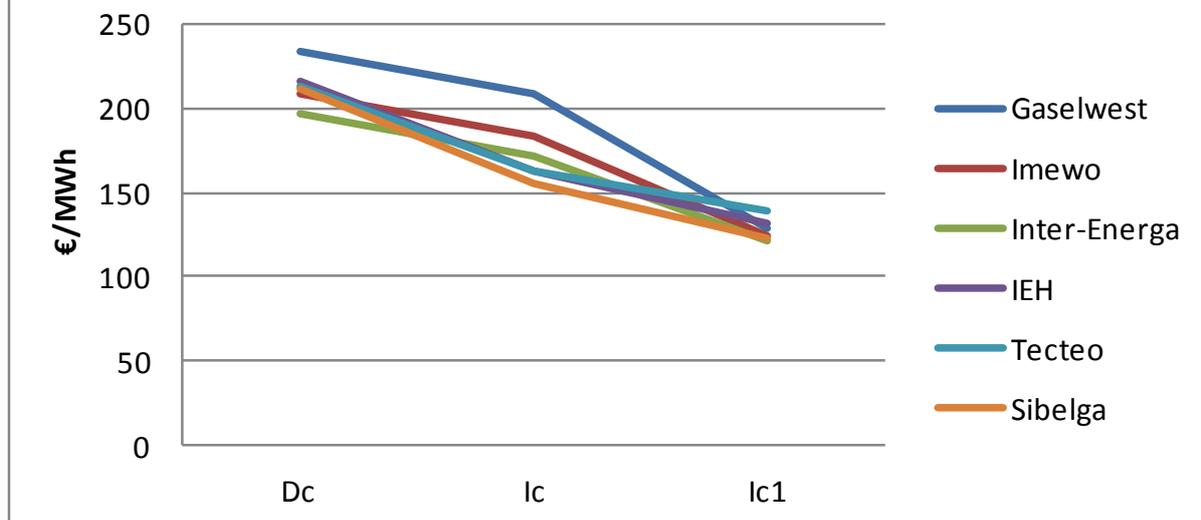
18. En raison de la cascade des coûts entre les différents niveaux de tension, la dégressivité des tarifs de réseau de distribution est importante. Le tarif MT n'atteint, dans la plupart des cas, que la moitié de celui BT. Ceci explique que la part du tarif de réseau de distribution dans le prix final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

19. Le graphique suivant présente la dégressivité du prix au consommateur final en juillet 2011 pour Nuon dans les différentes zones de distribution respectivement.

⁴ BT = basse tension

⁵ MT = moyenne tension

Dégressivité du prix final au consommateur - Nuon - juillet 2011



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.

20. 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 en Région wallonne et en Région de Bruxelles-Capitale.

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 21,50 €/MWh (€ 20,79/MWh in 2007⁶ – € 22,60 /MWh in 2011⁷) inférieur à celui pratiqué en régions wallonne et de

⁶ Un ménage de 4 personnes (consommation annuelle = 3.500 kWh) a droit à 500 kWh gratuits. Le prix unitaire du kWh gratuit (hors TVA) pour 2007 était de €145,50/MWh. Cela représente, sur une base annuelle, une réduction de € 72,75 ou € 20,73/MWh.

⁷ Le prix unitaire du kWh gratuit (hors TVA) pour 2011 est de €158,20/MWh. Pour un ménage de 4 personnes, cela représente une réduction de € 79,10 sur une base annuelle ou € 22,60/MWh.

Bruxelles-Capitale. La récupération des coûts des kWh gratuits se fait toutefois via une obligation de service public (OSP) imposée au GRD⁸, ce qui alourdit les tarifs de réseau de distribution en Flandre.

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

21. Les résultats présentés ci-dessous correspondent au prix du fournisseur (prix de l'énergie) en Wallonie (sans kWh gratuits). 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.

⁸ GRD = gestionnaire du réseau de distribution

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

Figure 3.1.

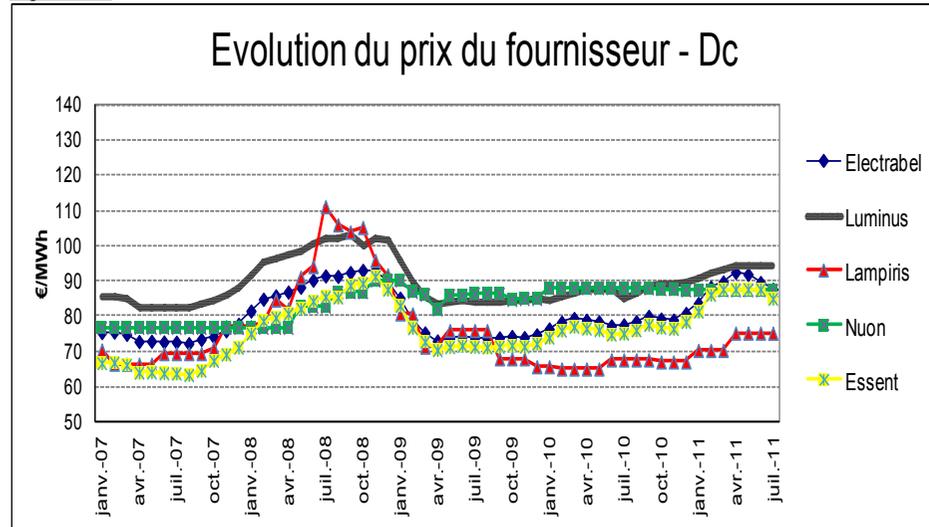


Figure 3.3.

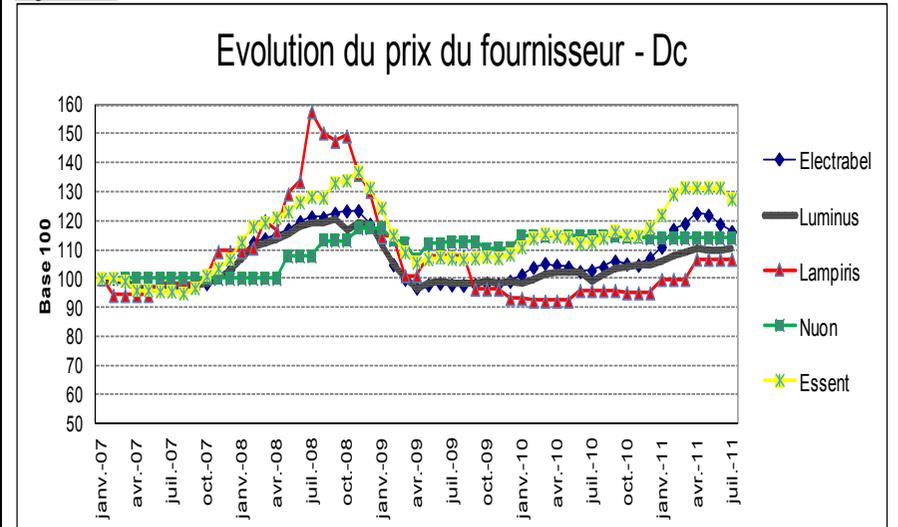


Figure 3.2.

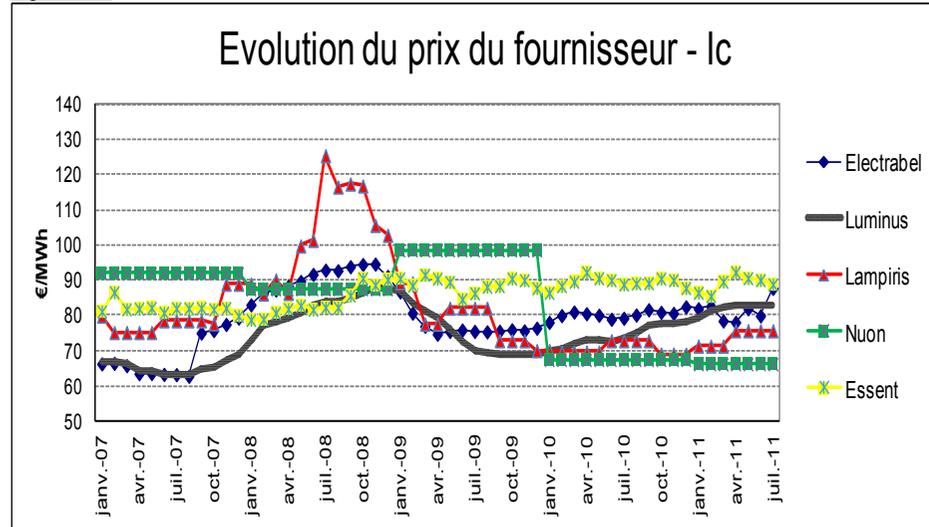


Figure 3.4.

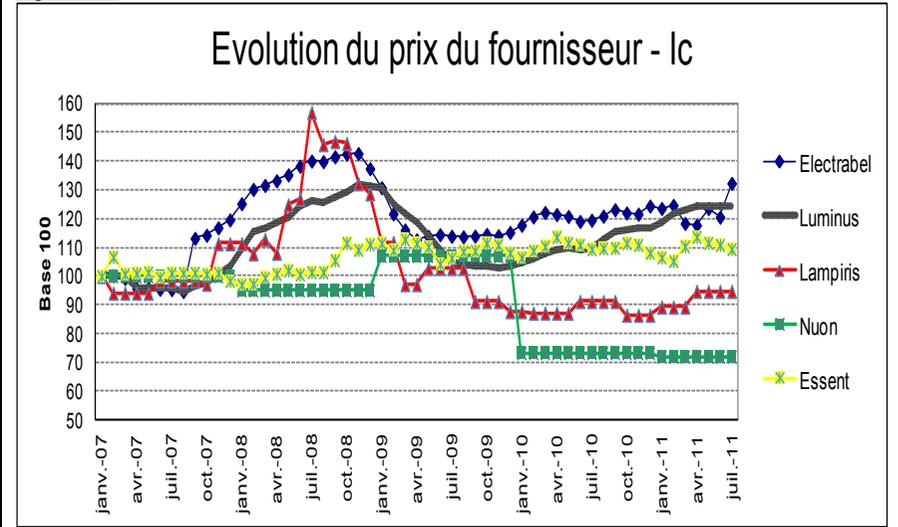


Figure 3 – Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (énergie)

Figure 3.5.

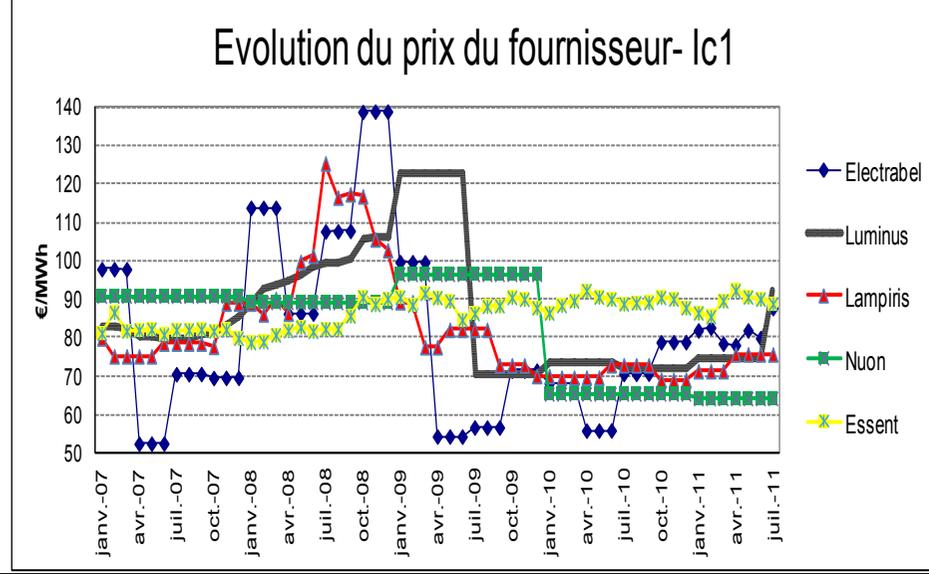
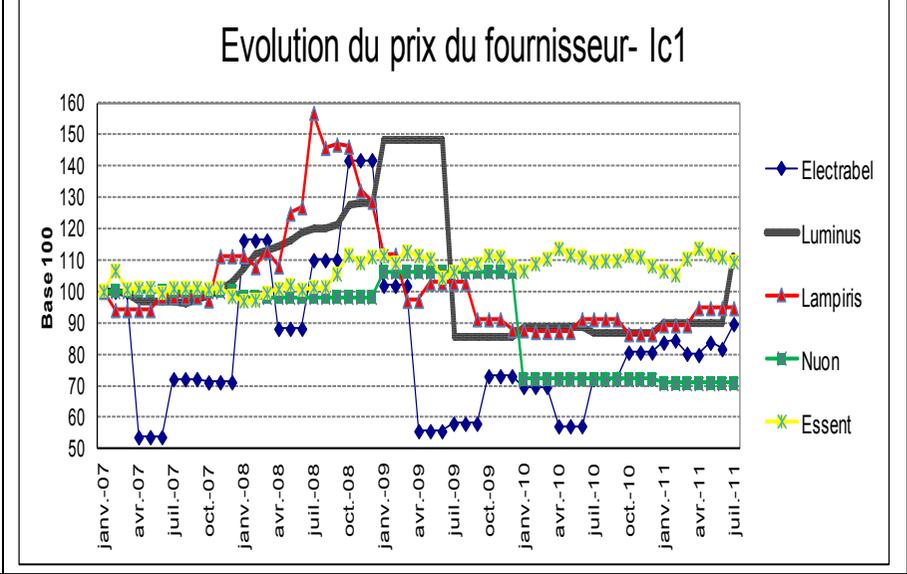


Figure 3.6.



III.3.1 Clients résidentiels

22. Entre janvier 2007 et juillet 2011, le prix d'énergie a augmenté en moyenne de 14,97%. L'évolution varie cependant par fournisseur de 6,81% (Lampiris) à 27,44% (Essent).

23. 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 indices⁹. À partir de l'automne 2009, les indices et donc le prix de l'énergie recommencent à augmenter. Cette hausse se poursuit en 2010 et 2011, mais le niveau élevé de 2008 n'a pas encore été atteint.

24. 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.

- Electrabel Energyplus est resté inchangé depuis janvier 2007. L'évolution du tarif peut dès lors 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 Iem. 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 Actief¹⁰ a diminué de 5,00%.
- Essent Variabel a connu une hausse tarifaire en octobre 2007¹¹, septembre 2008¹² et novembre 2008¹³. En avril 2010, Essent a changé son nom en Essent groen variabel, mais les formules tarifaires demeurent inchangées. Depuis avril

⁹ 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*.

¹⁰ Dans la formule pour kWh-jour ($3,24*Ne+1,694*Iem$), 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.

¹¹ La rémunération fixe augmente de $43,05*Ne$ à $48,05*Ne$.

¹² 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 $(0,85*Ne+1,45*Nc)$.

¹³ 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 $(0,85*Ne+1,47*Nc)$.

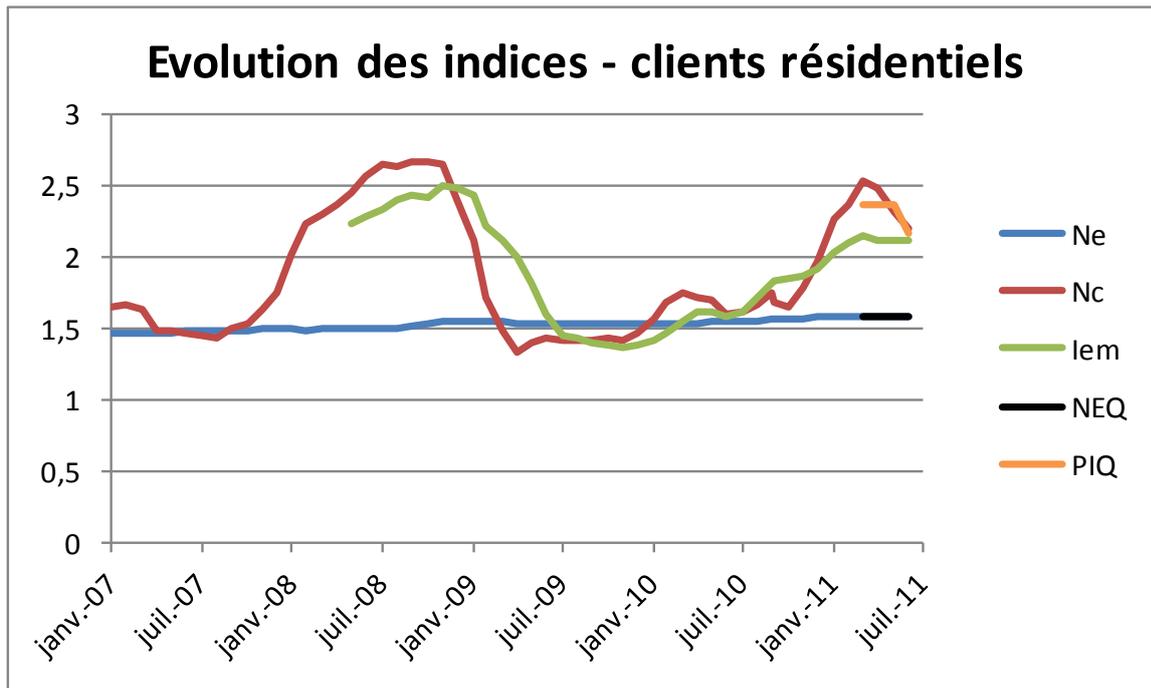
2011¹⁴, Essent utilise deux nouveaux paramètres : NeQ (au lieu de Ne) et PIQ (au lieu de Nc). Mais les formules tarifaires demeurent inchangées.

- Nuon Comfort est un produit fixe et n'est donc pas indexé sur base de Nc, Ne ou lem comme les tarifs des autres fournisseurs. À partir de janvier 2007 jusqu'en avril 2008 inclus, un même prix est facturé au client¹⁵. 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 2011.
- Hormis Nuon, 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).

25. Electrabel, Luminus et Essent possèdent donc un tarif indexé sur la base de Ne, Nc, NeQ, PIQ et lem. L'évolution du tarif du fournisseur s'explique donc en grande partie par l'évolution de ces indices. L'évolution de ces indices depuis janvier 2007 figure ci-dessous.

¹⁴ 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 n'est 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 ».

¹⁵ 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.



26. Comme le montre la figure 3.1., les tarifs d'Electrabel et Essent suivent une évolution identique. Cela s'explique par les formules tarifaires et les indices¹⁶. Il convient également de remarquer que le tarif de Lampiris est beaucoup plus bas que celui des autres fournisseurs (moyenne de € 13,00 à € 20/MWh pour 2011).

III.3.2 Clients professionnels

27. 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 Nuon. Essent fixe 1 an et Essent groen 1 an ont été facturés tant à Ic qu'à Ic1.

28. Par rapport à janvier 2007, le prix du fournisseur a augmenté en moyenne de 6,54 % pour un client Ic et a diminué de 4,84 % pour un client Ic1. L'évolution peut être différente par

¹⁶ Jusqu'en mars 2011 inclus, Essent utilise les indices Ne et Nc. À partir d'avril 2011, il utilise les indices NeQ et PIQ. Leur évolution coïncide cependant avec celle de Ne et Nc.

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.

29. 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.

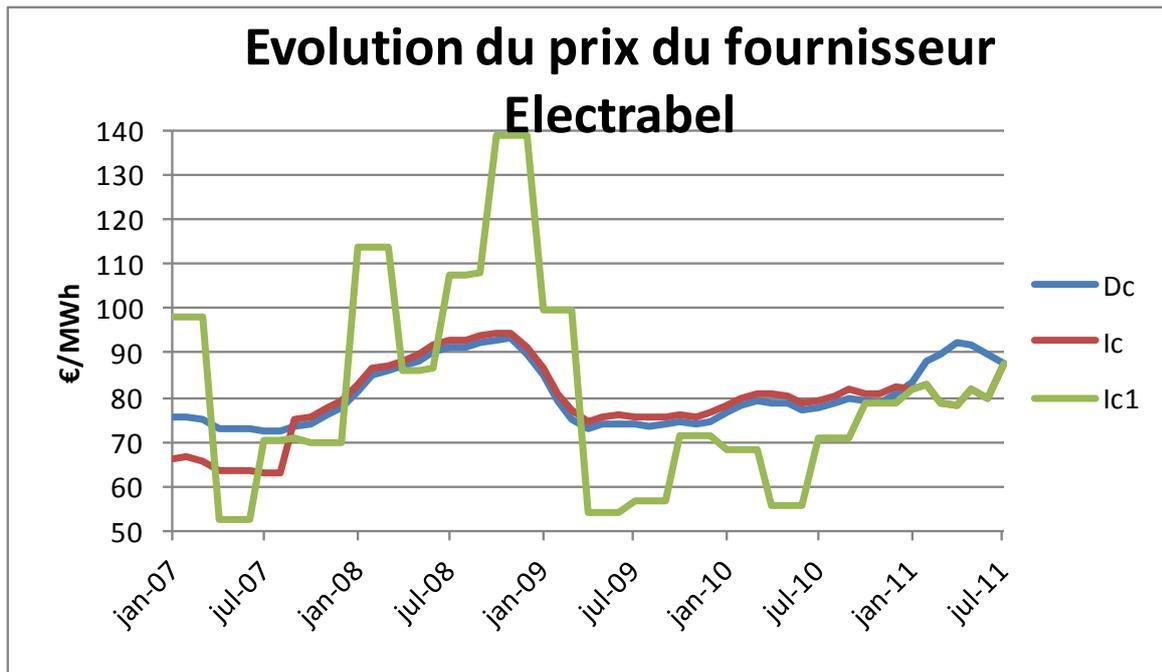
- Electrabel Expert basse tension est indexé sur la base de Ne et Nc. L'évolution coïncide dès lors avec un client Dc jusqu'en 2010 inclus. À partir de 2011, l'évolution de Ic et Ic1 coïncide avec l'utilisation du tarif Direct.
- Electrabel Expert moyenne tension se base sur les indices Ne et EBIq. L'indice 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.
- 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.

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 baseload sur le marché de gros belge.

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

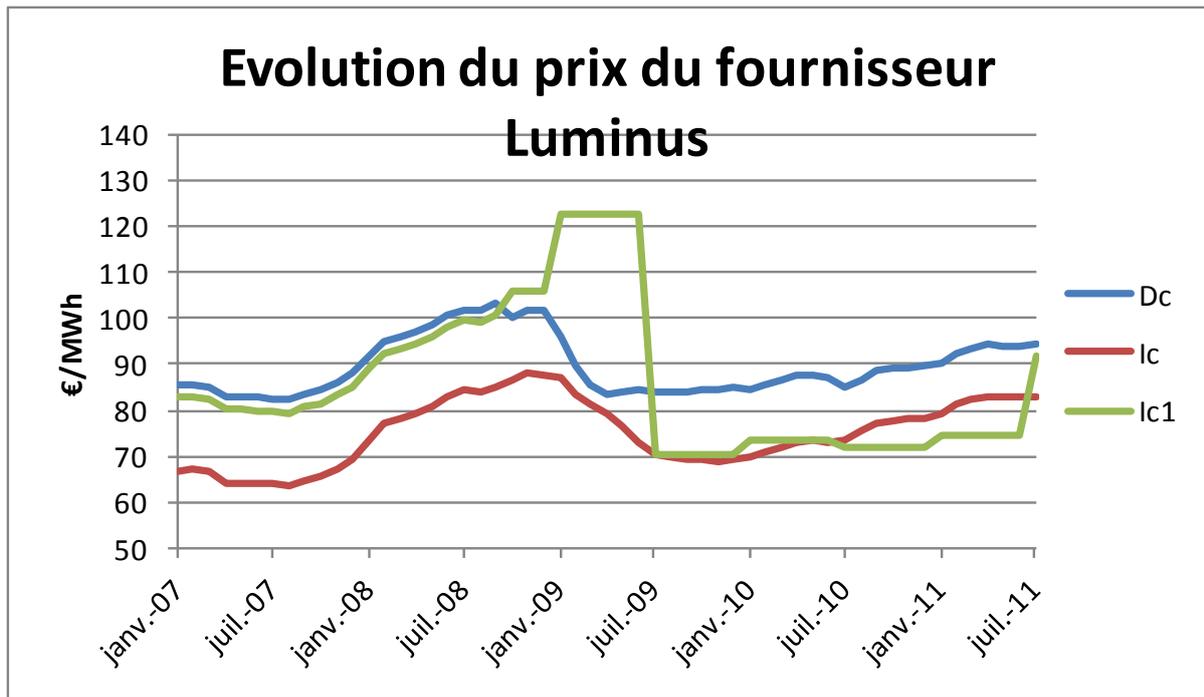


30. Luminus a également deux tarifs différents pour la basse tension et la moyenne tension : Optimum Pro BT et Optimum Pro MT. C'est la raison pour laquelle ils évoluent différemment.

- Optimim Pro BT est indexé sur la base de Ne et lem depuis octobre 2008¹⁹ et est inchangé depuis octobre 2008. 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 126 au lieu de Nc. À l'instar de l'EBIq, l'indice Endex 126²⁰ 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.

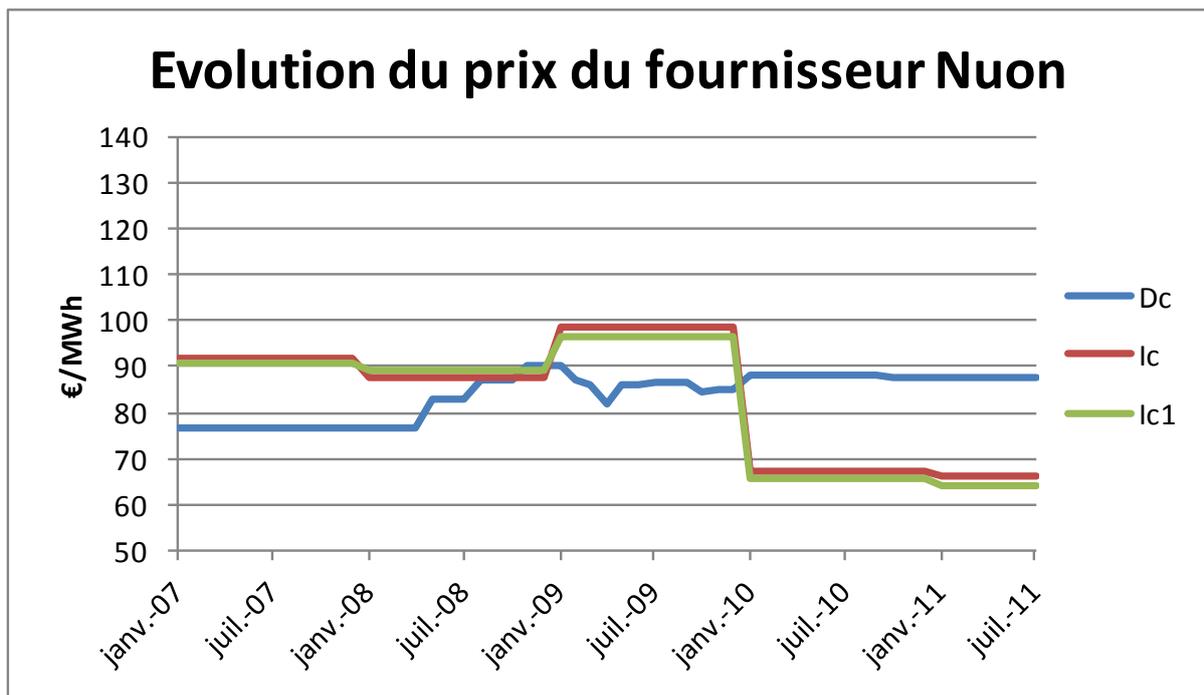
¹⁹ Auparavant, il était indexé sur la base de Ne et Nc.

²⁰ La valeur Endex pour janvier-juin 2011 est la moyenne des prix de *settlement* d'octobre 2010 sur le marché belge de l'énergie.

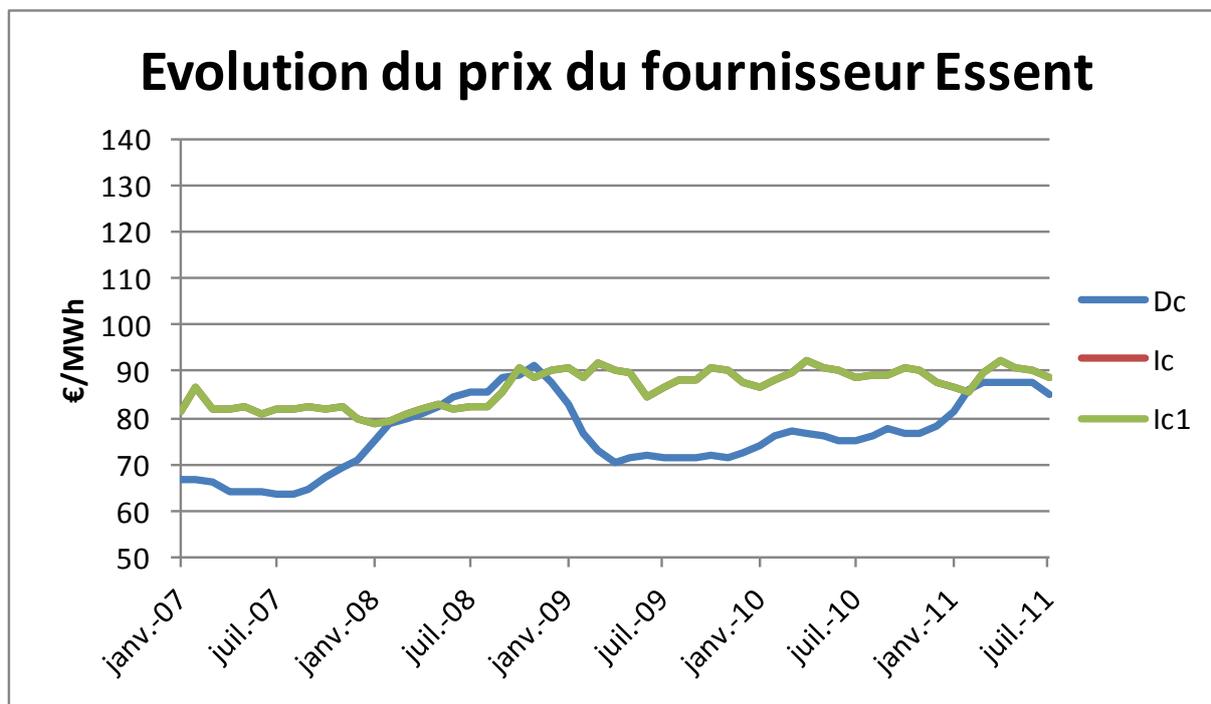


31. Pour Lampiris, nous constatons une évolution identique pour les clients Dc, Ic et Ic1 vu que le même tarif a été repris pour tous les clients type.

32. Nuon offre un prix fixe par an à un client Ic1, qui est différent de Ic. Le graphique suivant illustre les différences par client type. L'évolution des courbes est différente entre Luminus et Electrabel à la suite de l'utilisation de prix fixes annuels.



33. Pour Essent, le tarif est identique pour les clients Ic et Ic1. Il faut remarquer le fait qu'un client professionnel paie plus qu'un client résidentiel.



III.4 Tarif de gestionnaire de réseau de transport

34. Les figures 4.1. à 4.6. présentent l'évolution des tarifs des réseaux de transport (hors prélèvements publics) en valeurs absolues (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.

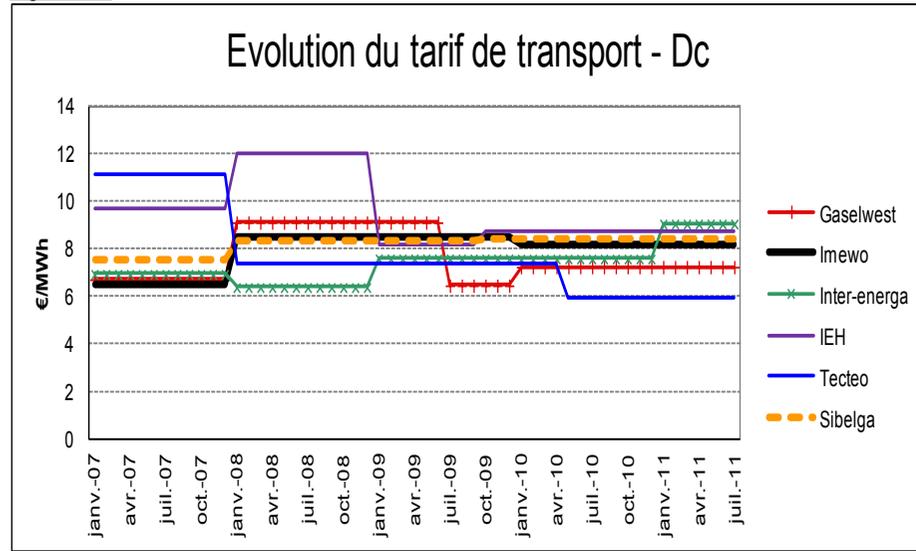


Figure 4.2.

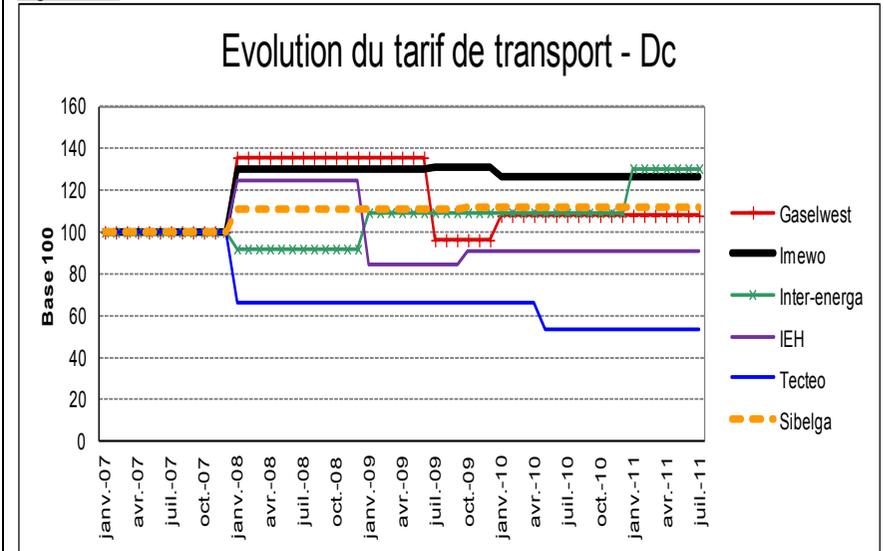


Figure 4.3. – Ic – €/MWh

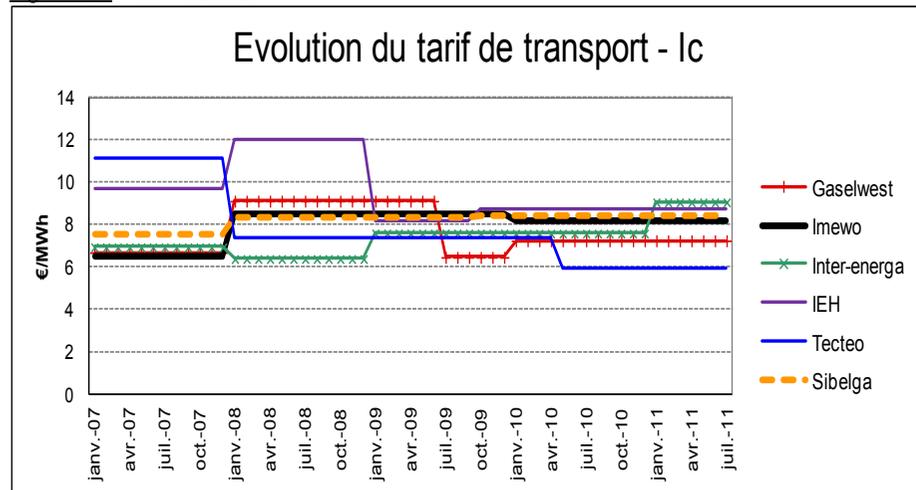


Figure 4.4.

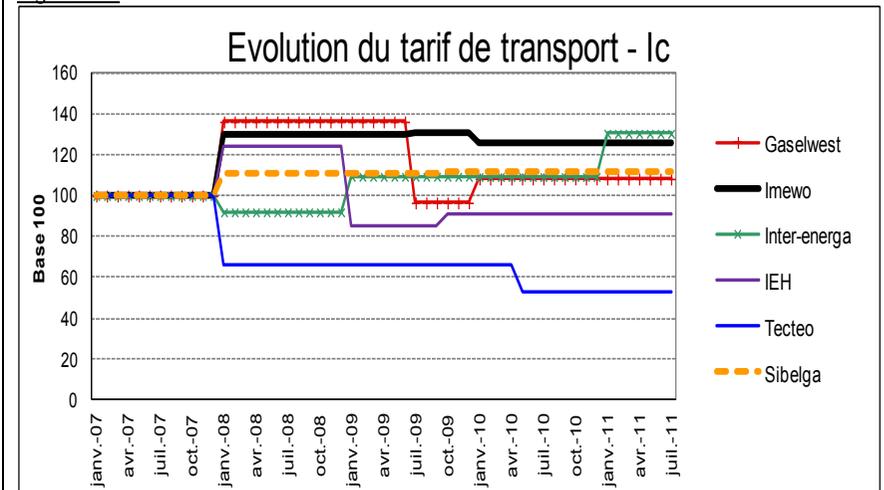


Figure 4 – Aperçu de l'évolution du tarif de transport

Figure 4.5.

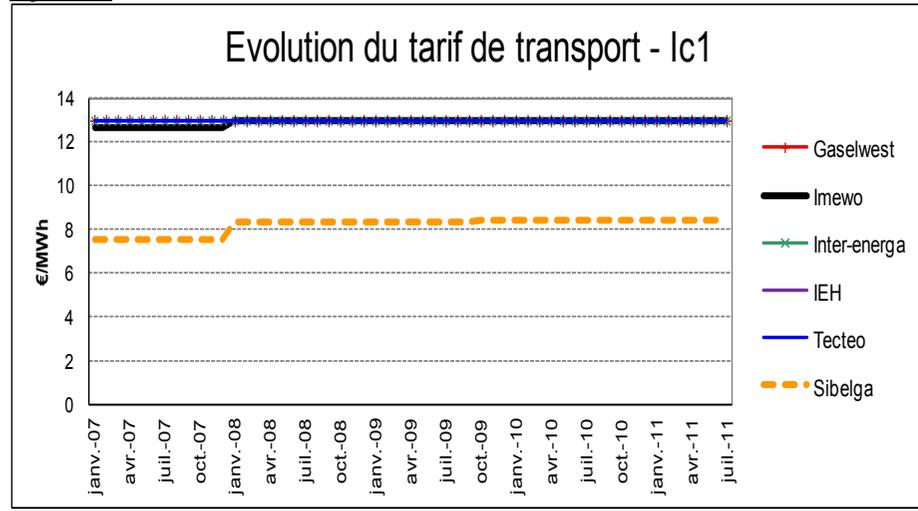
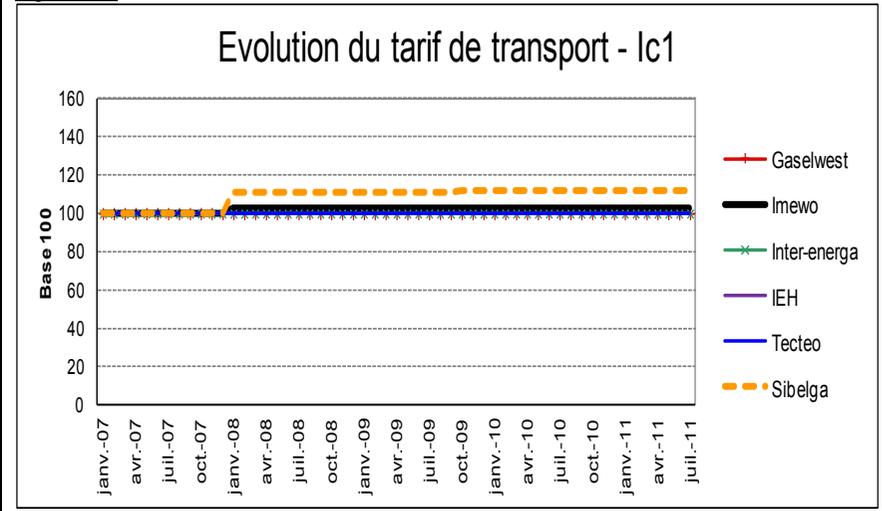


Figure 4.6.



35. 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.

36. Les coûts de réseau de transport (exprimés en €/MWh) sont identiques pour tous les clients BT (clients types Dc, et Ic). Le client type Ic1 bénéficie d'une tarification MT 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

37. L'évolution des tarifs du réseau de transport en Région flamande (Gaselwest, Imewo et Inter-Energa) et en Région bruxelloise (Sibelga) présente une certaine uniformité avec les évolutions tarifaires découlant des tarifs Elia System Operator approuvés, mais avec un glissement d'un an. À partir de 2008, les tarifs du réseau de transport sont fixés pour une période régulatoire de quatre ans. La hausse des tarifs du réseau de transport en 2008 s'explique principalement par :

- l'indexation sur quatre ans des investissements à réaliser ;
- 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 Inter-Energa. La baisse des tarifs chez Inter-Energa 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 Inter-Energa augmente à nouveau en 2009 et 2011 à la suite des transferts de son réseau 70 kV dans les tarifs de transport.

38. 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 considération²¹, de telle sorte que Tecteo a été contraint de revoir les paramètres de sa tarification.

III.4.2 Moyenne tension

39. 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 /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 de gestionnaire de réseau de distribution

40. 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 5.1.à 5.12.

²¹ Excédent qui doit être remboursé pendant l'exercice suivant.

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

Figure 5.1.

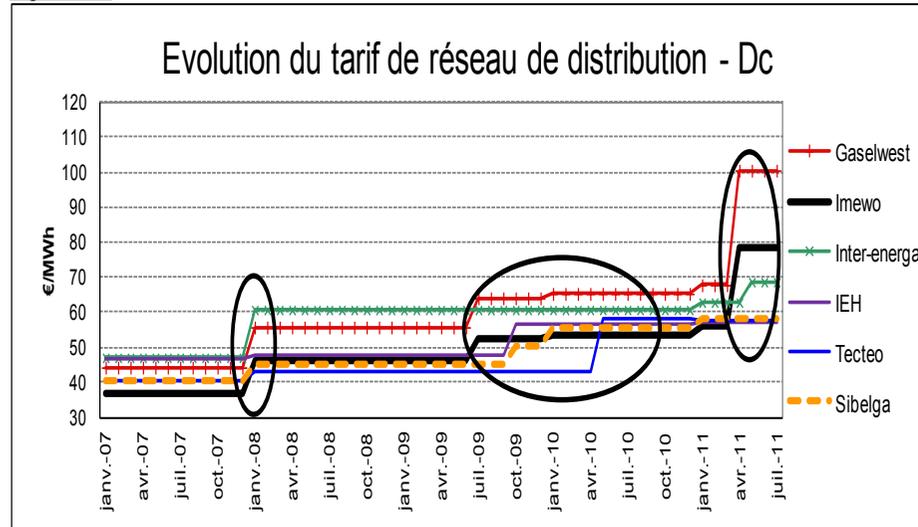


Figure 5.2.

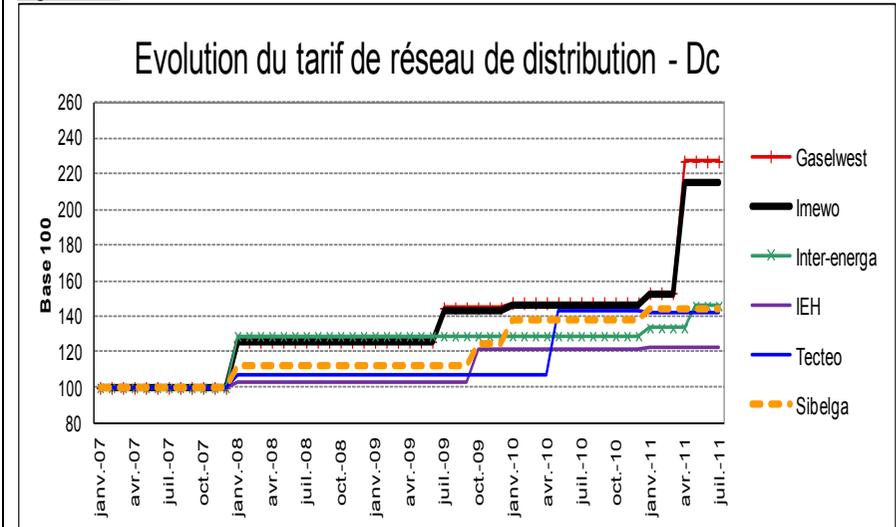


Figure 5.3.

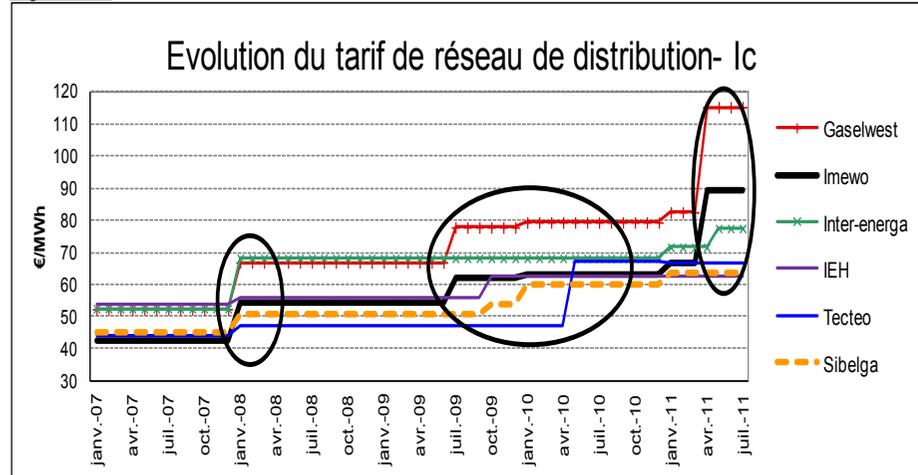


Figure 5.4.

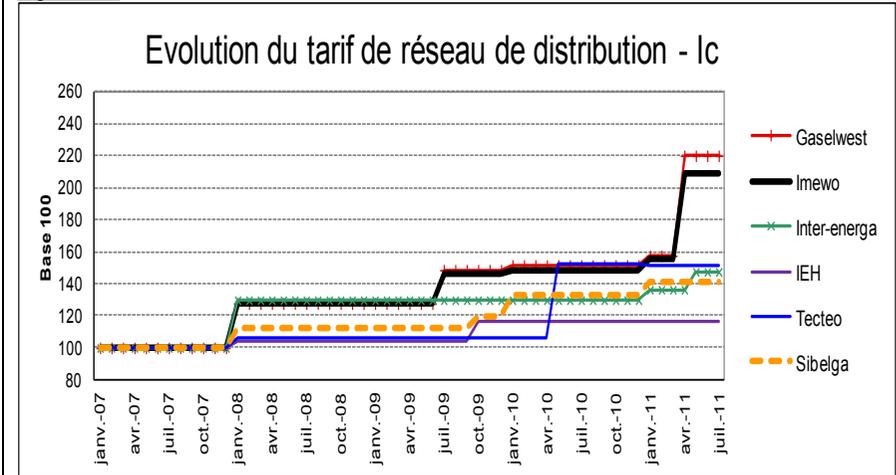


Figure 5 – Aperçu de l'évolution du tarif de réseau de distribution

Figure 5.5.

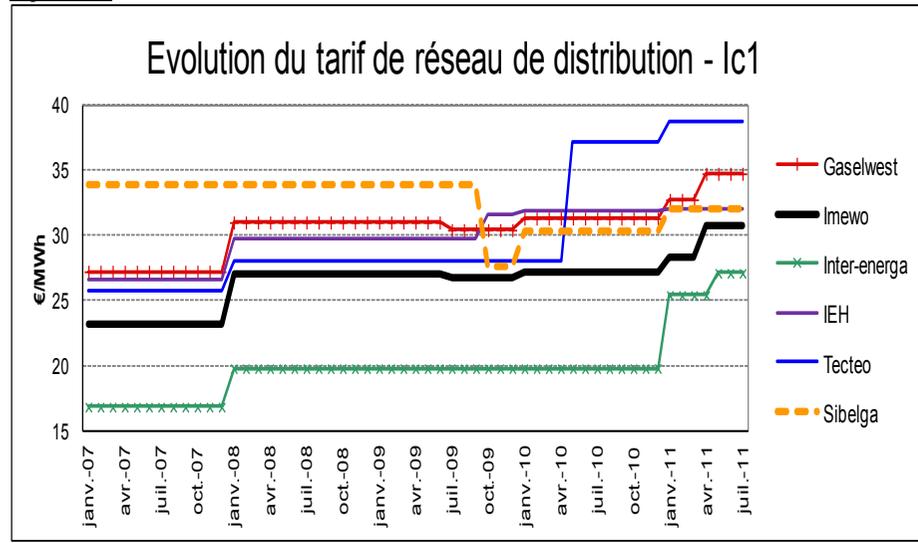
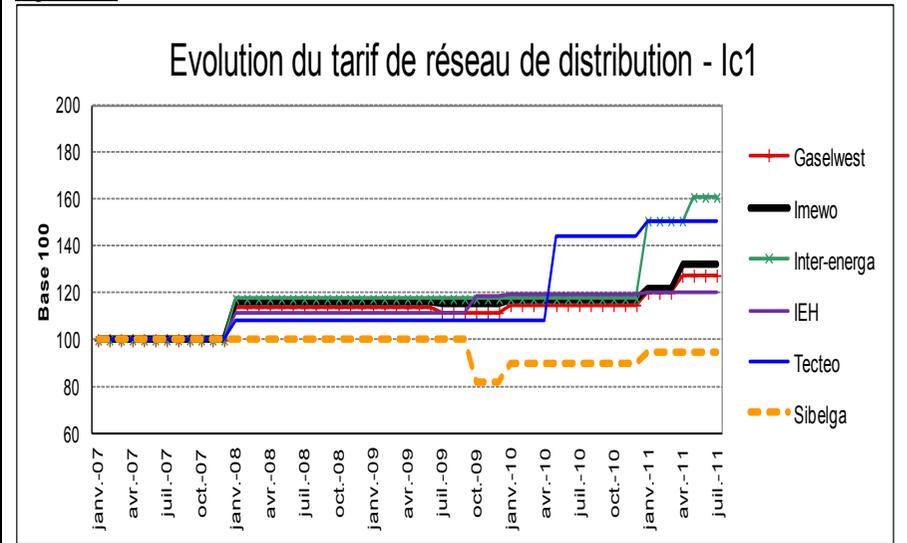


Figure 5.6.



III.5.1 Basse tension

41. 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.

42. Une deuxième augmentation des tarifs du réseau de distribution est occasionnée par l'introduction des tarifs pluriannuels. L'Arrêté royal du 2 septembre 2008²² 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/RAB ²³ au lieu de EV/TV ²⁴);
- 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

²² 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).

²³ EV/RAB = puissance propre/actif régulé

²⁴ EV/TV = puissance propre/puissance totale

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.

Initialement, il n'existait pas de tarifs approuvés pour Tecteo et Inter-Energa. 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 2010²⁵, vu que Tecteo les facture effectivement. La CREG est arrivée à un accord mutuel avec Inter-Energa. 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.

43. Une troisième augmentation des tarifs du réseau de distribution depuis 2007 peut être observée en avril 2011 (chez Imewo et Gaselwest) et en mai 2011 (chez Inter-Energa). 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 URE²⁶. Cette évolution est commentée ci-après.

44. Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est en moyenne (pour toute la Belgique) 66,15% plus élevé qu'en 2011 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 96,06% en Flandre. L'augmentation est moins forte en Wallonie et à Bruxelles²⁷.

III.5.2 Moyenne tension

45. 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

²⁵ La décision de la Cour d'appel avait un effet rétroactif jusqu'en mai 2010.

²⁶ REG = utilisation rationnelle de l'énergie

²⁷ 32,18% en Wallonie et 44,36% à Bruxelles.

MT ne supportent pas les coûts de l'infrastructure située en aval de leur réseau.

46. L'évolution des tarifs du réseau de distribution varient 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 – Gaselwest - €/MWh

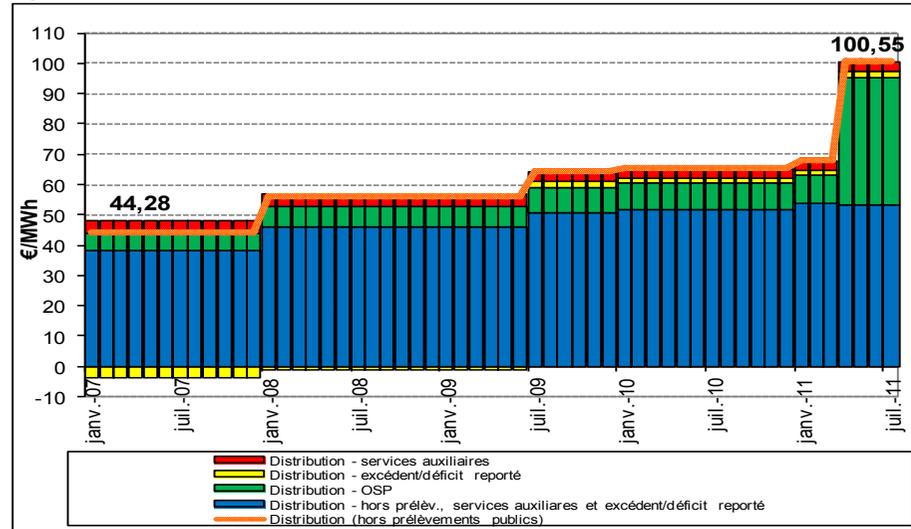


Figure 6.3. – Dc – IEH - €/MWh

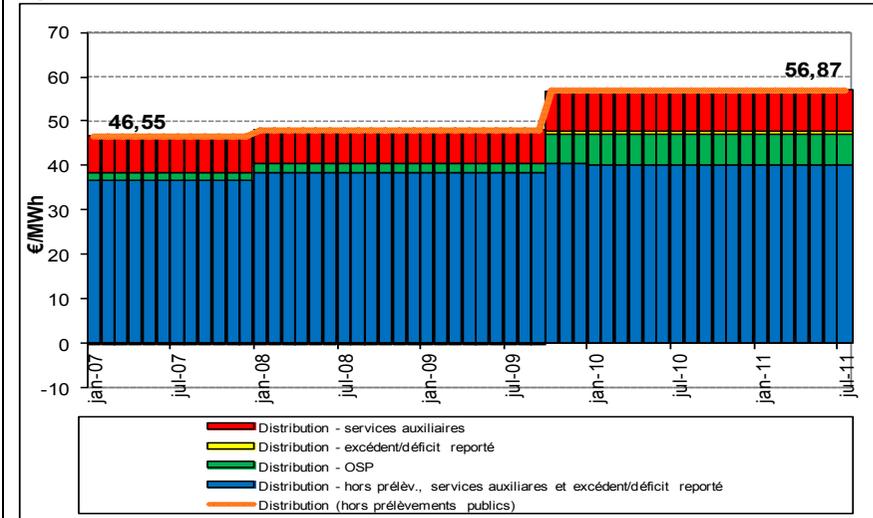


Figure 6.2. – Dc – Imewo - €/MWh

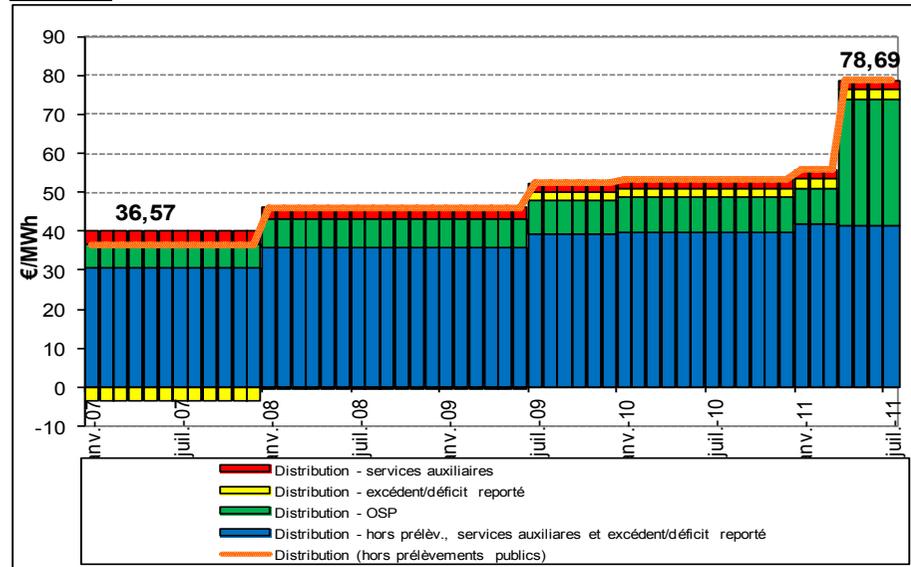


Figure 6.4. – Dc – Tecteo - €/MWh

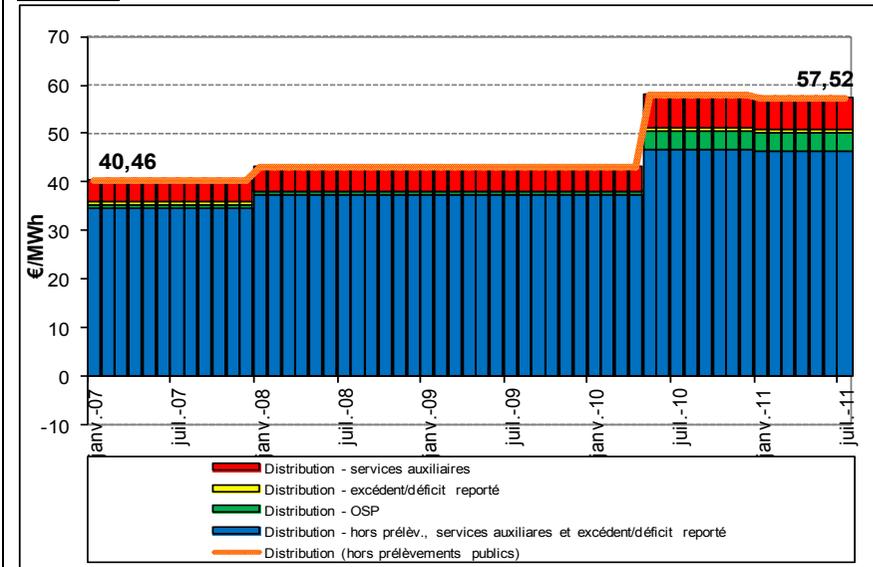


Figure 6 – Aperçu des principales composantes du tarif de réseau de distribution

Figure 6.5. – Dc – Inter-Energa - €/MWh

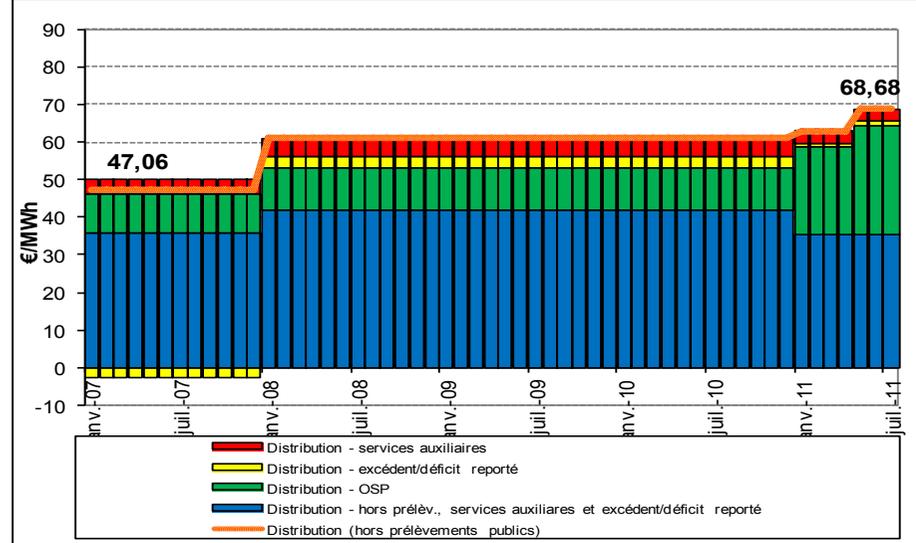


Figure 6.7. – Dc – Sibelga - €/MWh

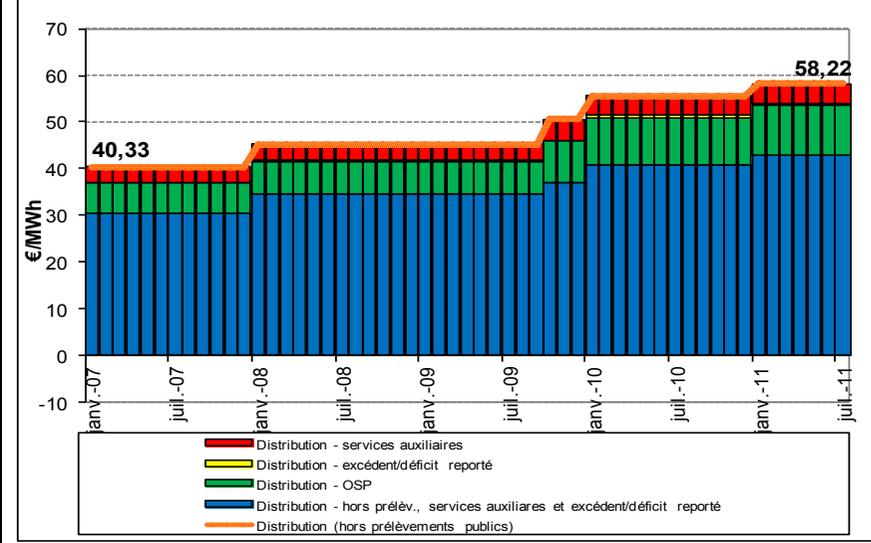


Figure 6.6. – Ic1 – Gaselwest - €/MWh

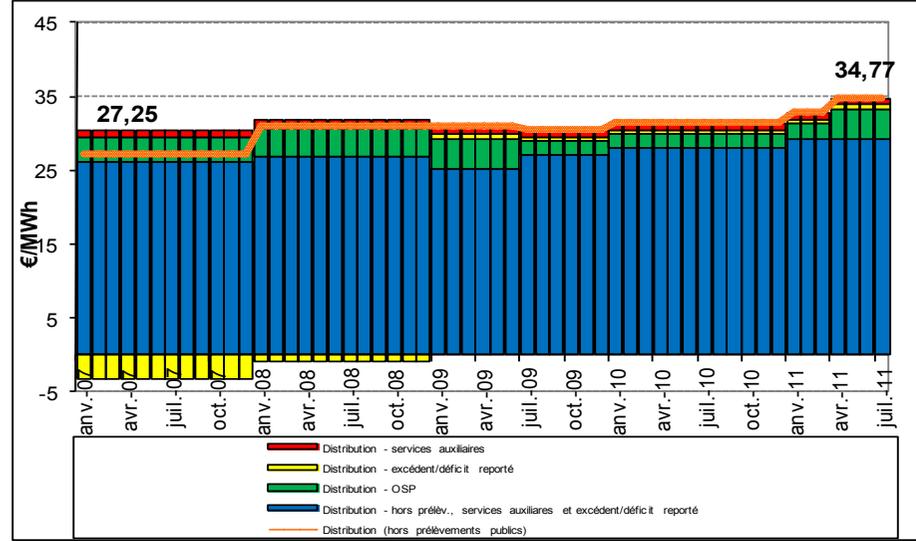


Figure 6.8. – Ic1 – IEH - €/MWh

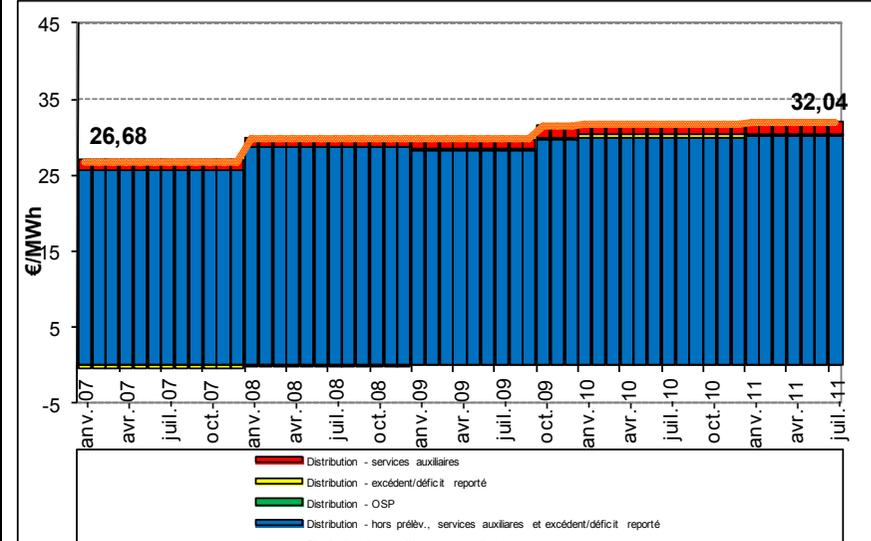


Figure 6 – Aperçu des principales composantes du tarif de réseau de distribution

Figure 6.9. – Ic1 – Imewo - €/MWh

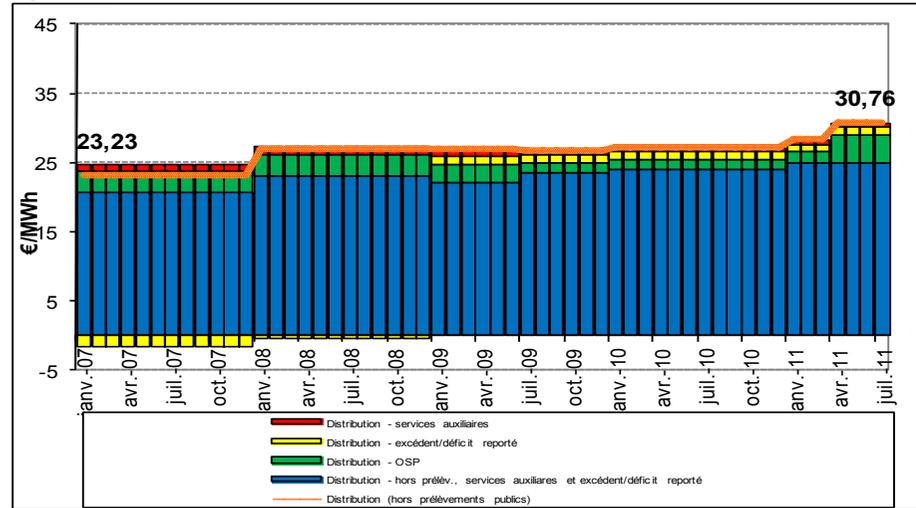


Figure 6.11. – Ic1 – Tecteo - €/MWh

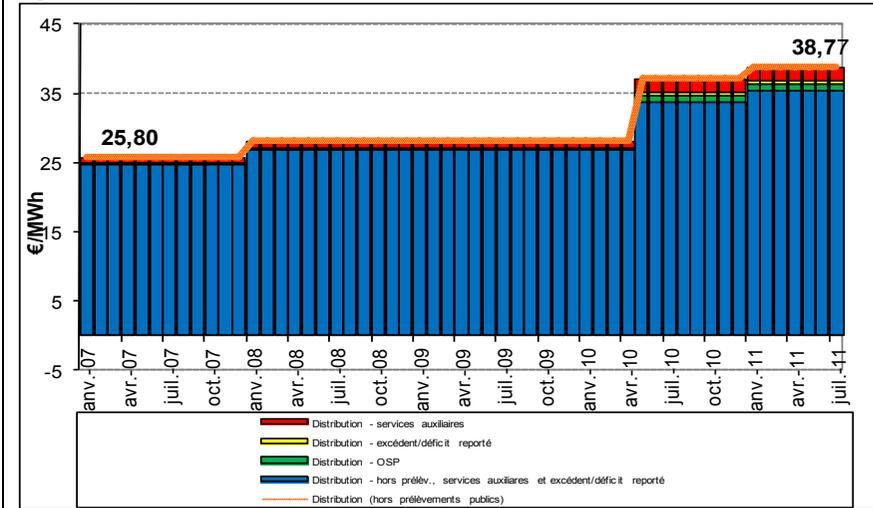


Figure 6.10. – Ic1 – Inter-Energa - €/MWh

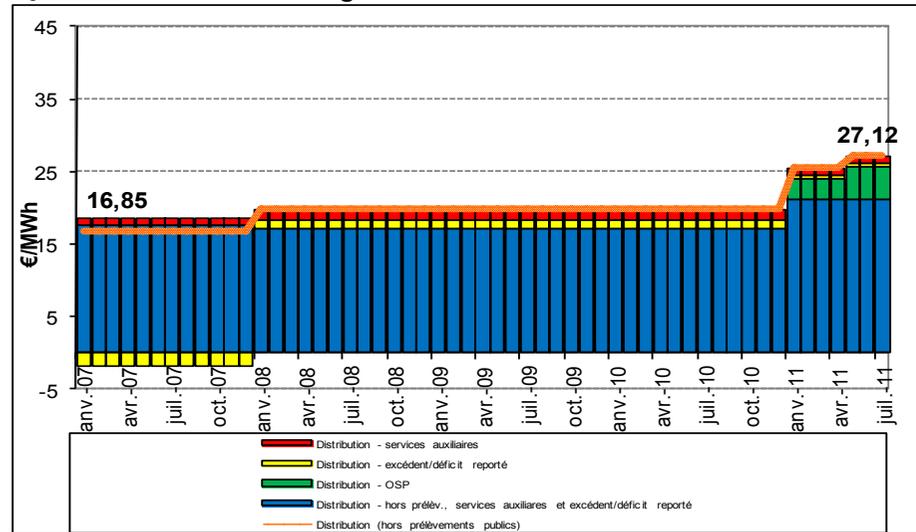
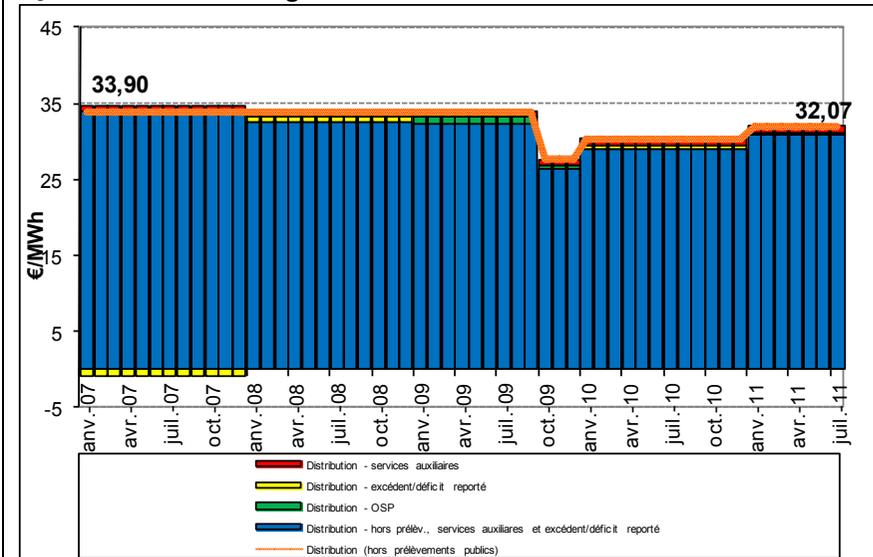


Figure 6.12. – Ic1 – Sibelga - €/MWh



47. 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 2011, ces coûts sont les plus élevés en Flandre et les plus bas en Wallonie.

III.5.3 OSP en Flandre

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

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

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

49. 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/MWh (Gaselwest) à €11,13/MWh (Inter-Energa). 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 €42,02MWh 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 2011²⁸ (Inter-Energa) 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.

III.5.4 OSP en Wallonie

50. En Wallonie, les obligations de service public²⁹ suivantes sont notamment imposées aux gestionnaires de réseau :

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

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 € 6,77 chez IEH et € 3,85/MWh chez Tecteo). Cette hausse est due à l'application de l'arrêté relatif à l'éclairage public et à l'application de « Talexus³⁰ ».

III.5.5 OSP à Bruxelles

51. 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.

²⁸ Les tarifs pluriannuels approuvés d'Inter-Energa prennent cours le 1^{er} 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.

²⁹ 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.

³⁰ Talexus est un système de paiement pour les cartes rechargeables des compteurs à prépaiement (compteurs à budget).

Dans la Région de Bruxelles-Capitale, les coûts des OSP³¹ sont de € 10,74/MWh en 2011.

III.5.6 Services auxiliaires (pertes de réseau)

52. 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 6% et 8%. Chez les gestionnaires du réseau de distribution wallons, 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

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

³¹ 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

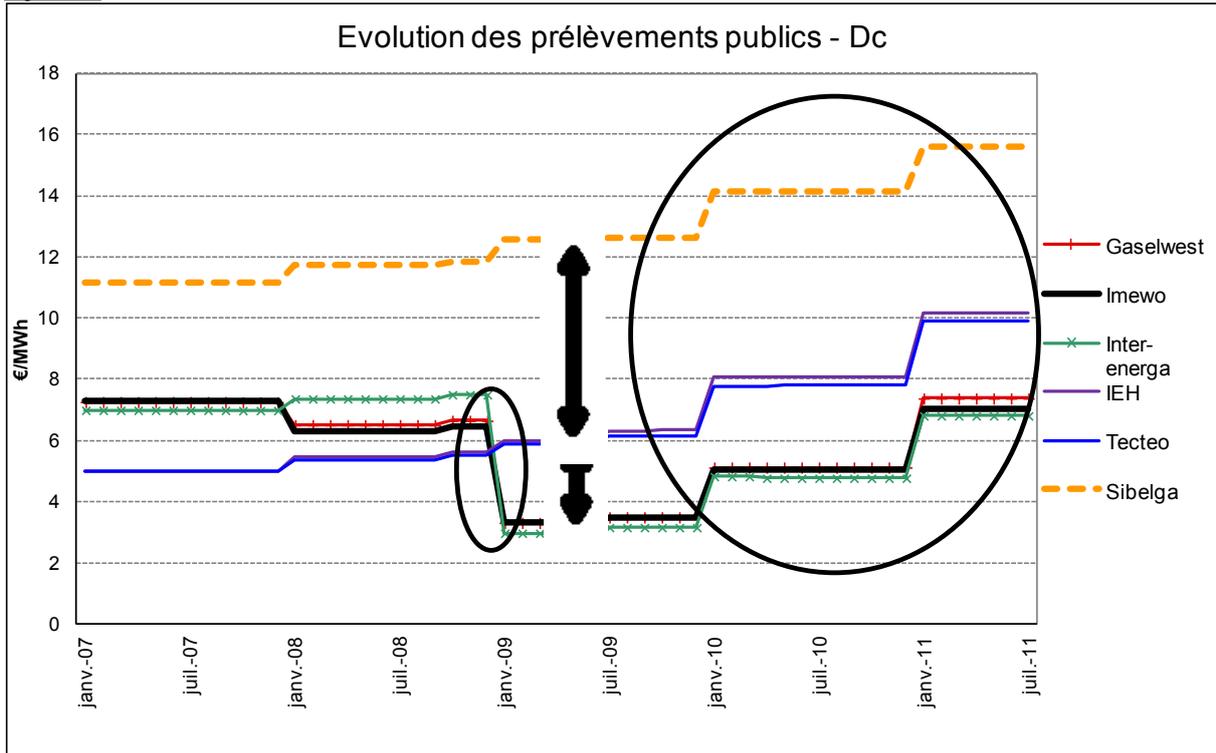
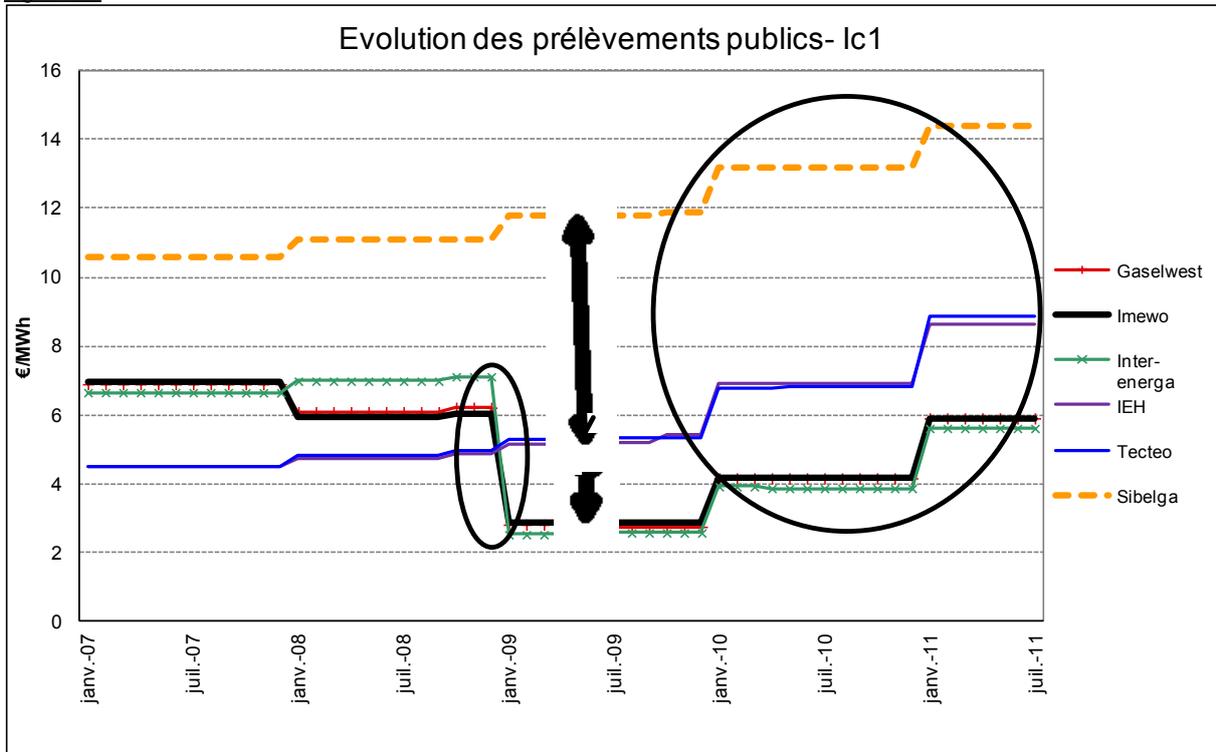


Figure 7.2



54. Les prélèvements publics sont très différents entre les trois régions, ceux de la Région de Bruxelles-Capitale 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 prélèvements³².

55. 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 gestionnaire du réseau de distribution pour tenir compte des pertes de réseau.

III.6.1 Différences entre régions

56. Nous constatons d'importantes différences entre les régions, tant en basse tension qu'en moyenne tension.

Les prélèvements publics à Bruxelles sont en moyenne de € 6,5/MWh plus élevés qu'en Wallonie. Cela est dû à :

- la redevance occupation de voirie plus élevée ;
- la surcharge pour le financement des OSP (qui n'existe pas dans les autres régions).

En Wallonie, les prélèvements publics sont plus élevés qu'en Flandre³³ en raison :

- de la redevance occupation de voirie plus élevée (moyenne de € 1,80/MWh) ;
- la redevance de raccordement (€ 0,75/MWh).

³² 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.

³³ À l'exception de la période 2007-2008. À la suite de la taxe Elia, les prélèvements sont plus élevés en Flandre durant cette période.

Cela est toutefois compensé par des surcharges qui ne sont d'application qu'en Flandre :

- la surcharge pour le raccordement des installations pour la production d'énergie renouvelable en Flandre³⁴ (€ 0,10/MWh);
- la surcharge pour le financement des mesures visant à favoriser une utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre (€ 0,025/MWh).

III.6.2 Arrêt de la taxe Elia en Flandre

57. 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 1^{er} janvier 2008, les gestionnaires du réseau de distribution continuent à facturer la taxe Elia aux fournisseurs, en dépit de sa suppression par le Gouvernement flamand³⁵. 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.

58. 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 (€/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/MWh et arrêteront la facturation au moment où tout aura été récupéré (=> pas de ventilation progressive sur l'année 2008).

³⁴ 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 renouvelables.

³⁵ 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).

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

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

59. La cotisation fédérale³⁶ a doublé en 2 ans, passant de € 2,62/MWh début 2009 à €5,26/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/MWh)
- financement de la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre (+€ 0,86/MWh)

60. La surcharge pour les certificats verts est d'application depuis le 1^{er} 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 de € 0,13/MWh à € 0,78/MWh in 2011³⁷.

61. La surcharge pour le financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore est restée constante depuis 2008 et s'élève à € 0,1413/MWh.

III.7 Contributions énergie renouvelable et cogénération

62. 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 déterminée au développement de la production à partir d'énergies renouvelables par le biais du système

³⁶ Telle que fixée par la CREG. Les gestionnaires de réseau de distribution imputent le montant de base, corrigé pour les pertes de réseau.

³⁷ Lors de la facturation de la surcharge à leurs clients, les gestionnaires du réseau de distribution tiennent compte du pourcentage de perte de réseau dans les réseaux de distribution.

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.

63. Les figures 9.1. à 9.5. 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 €/MWh. Leur évolution est illustrée pour Dc.

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

Figure 8.1.

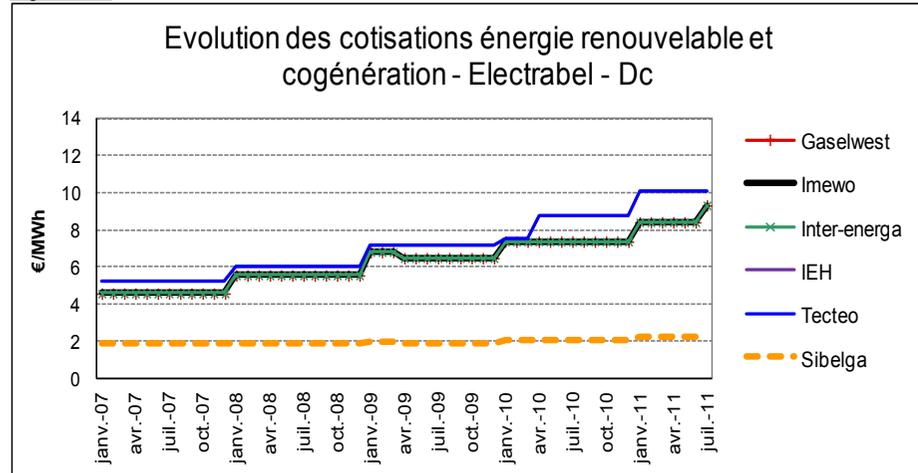


Figure 8.2.

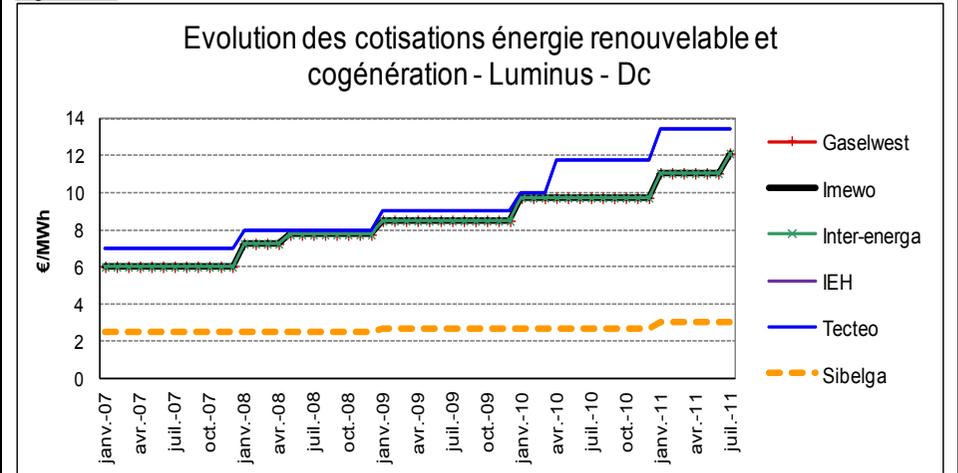


Figure 8.3.

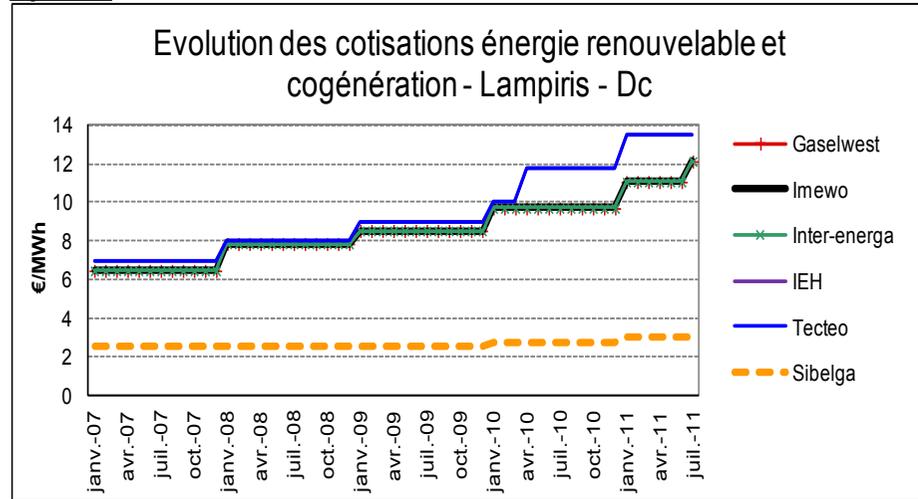


Figure 8.4.

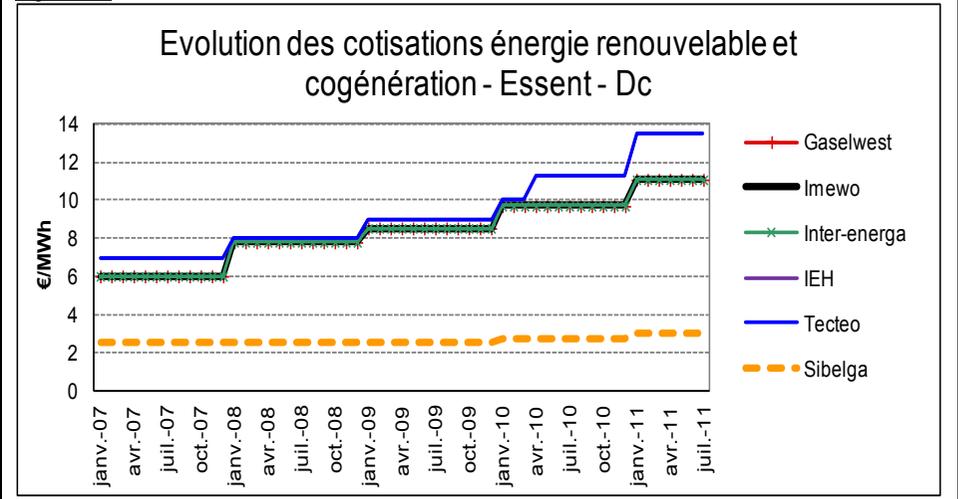
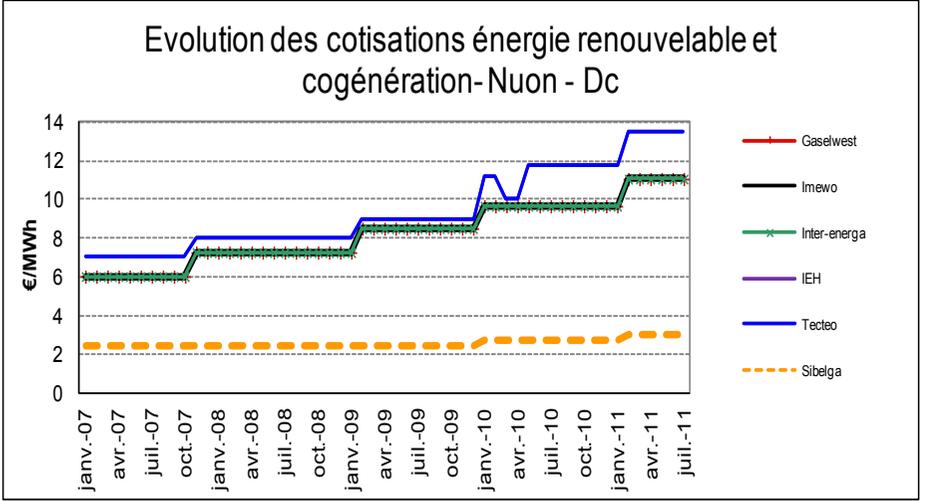


Figure 8 – Aperçu de l'évolution de la composante cotisations énergie renouvelable et cogénération

Figure 8.5.



64. 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, Nuon, 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.

III.8 Taxe sur l'énergie et TVA

65. 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.

66. 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 au consommateur final, le calcul n'a été illustré que pour ces fournisseurs.

67. Dans la mesure où la TVA est appliquée à l'ensemble des composantes³⁸, son évolution est comparable à celle du prix au consommateur final. La taxe sur l'énergie est restée inchangée (c€ 0,19088/kWh) et la TVA est due sur celle-ci.

³⁸ À l'exception de la redevance de raccordement en Région wallonne, dont les montants ne sont pas soumis à la TVA.

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

Figure 9.1.

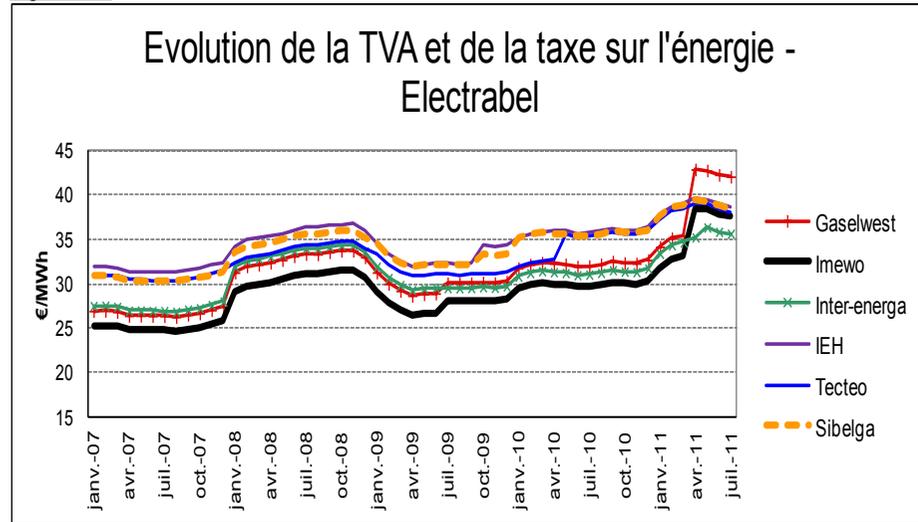


Figure 9.2.

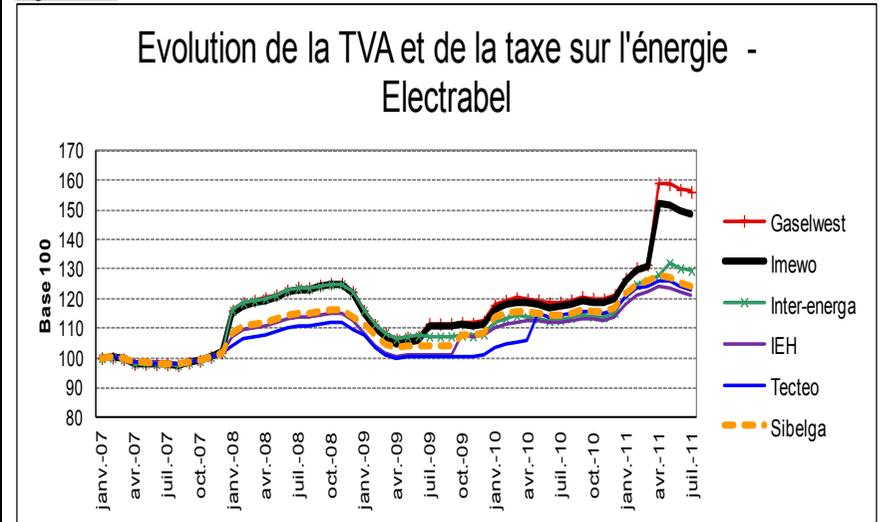


Figure 9.3.

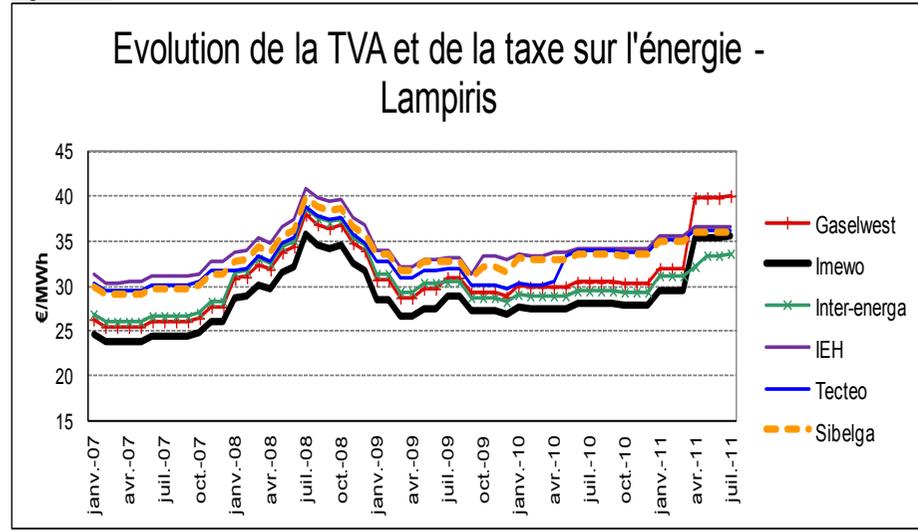
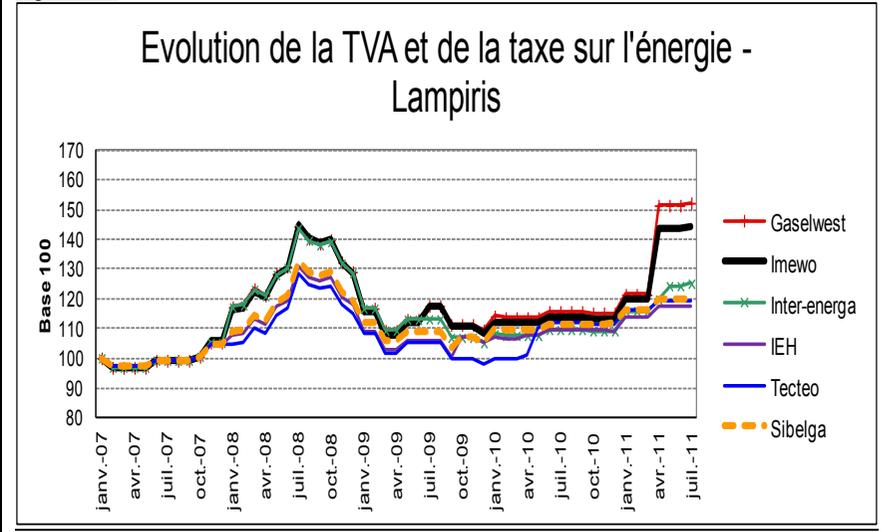


Figure 9.4.



IV. CALCULS CLIENTS TYPE GAZ NATUREL

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

68. 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 pouvaient proposer leurs produits tant en Flandre qu'en Wallonie.

69. 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 2011, le prix se situe à un niveau quasi aussi élevé qu'en été 2008.

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

Figure 10.1.

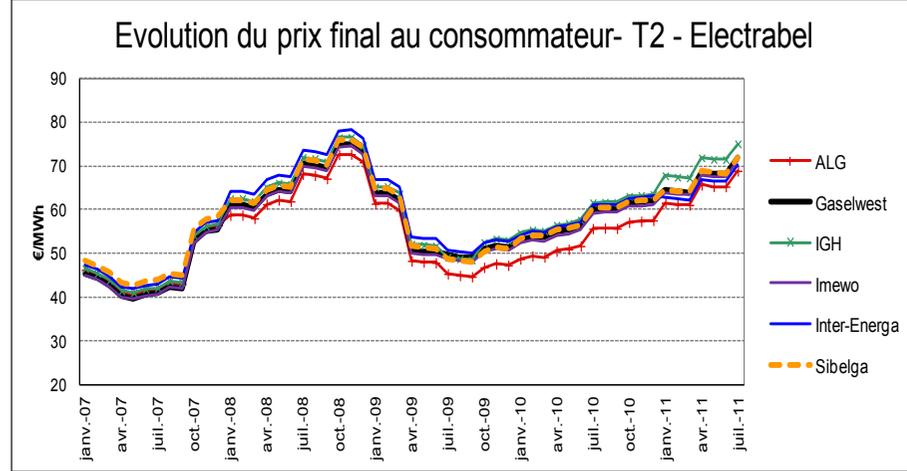


Figure 10.2

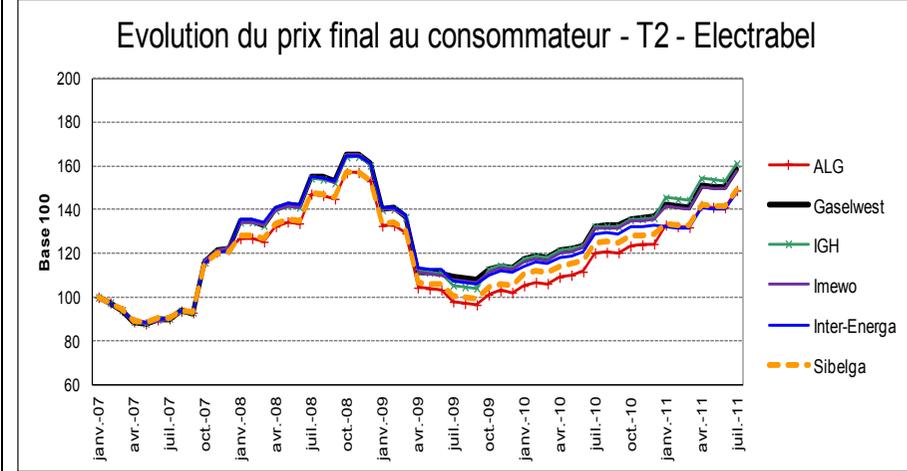


Figure 10.3.

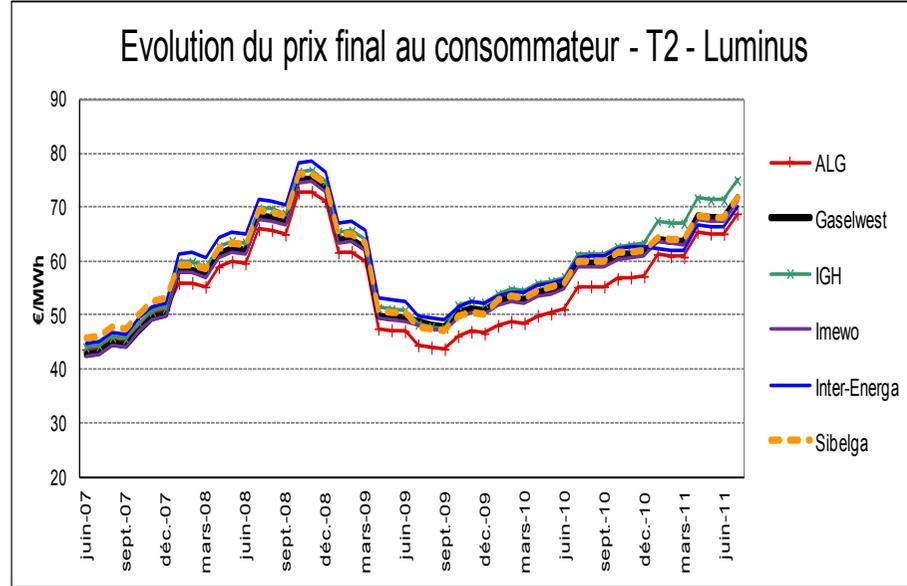


Figure 10.4.

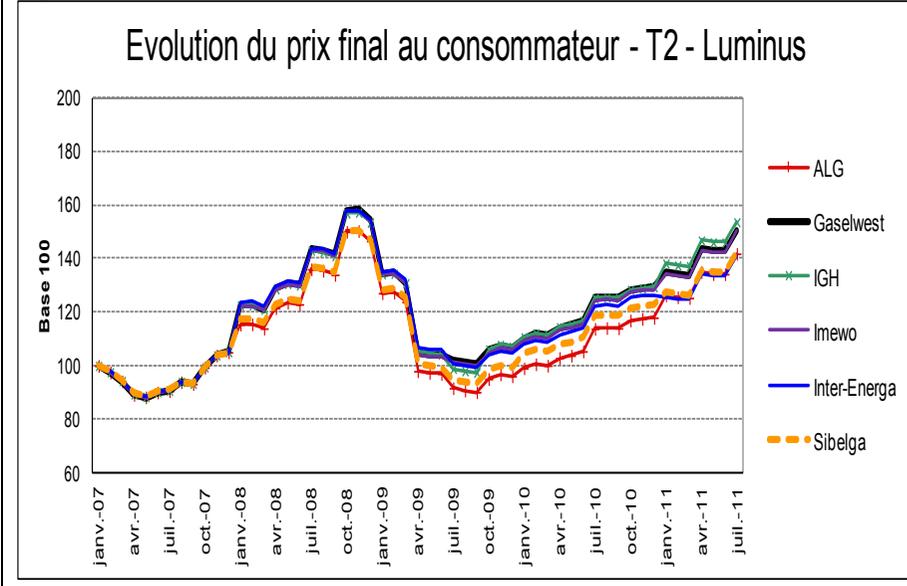


Figure 10 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 10.5.

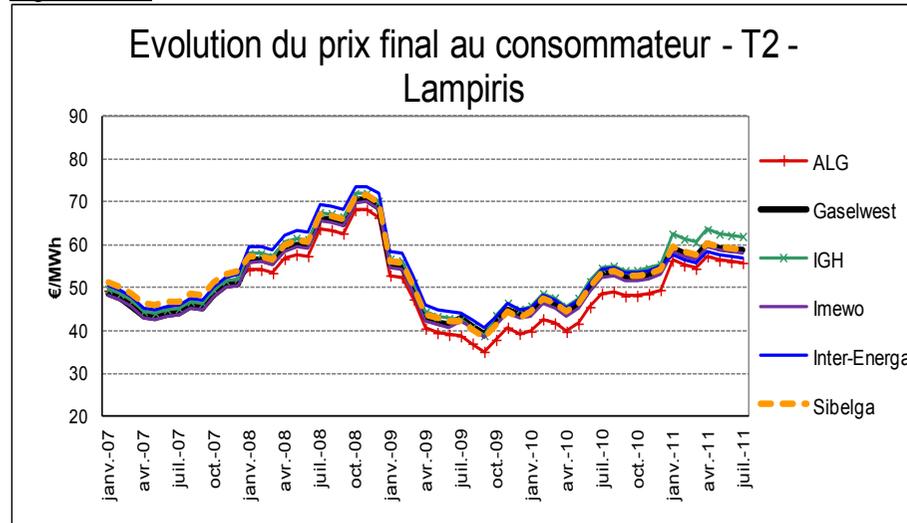


Figure 10.6

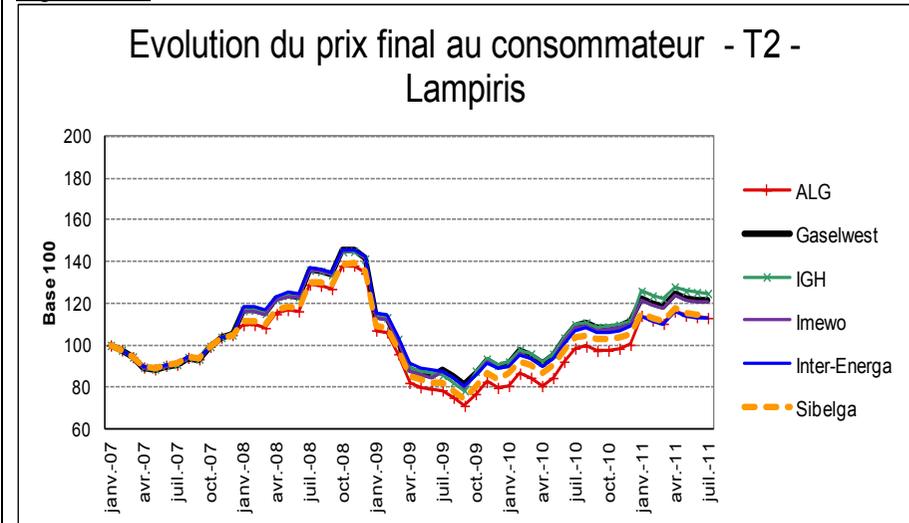


Figure 10.7.

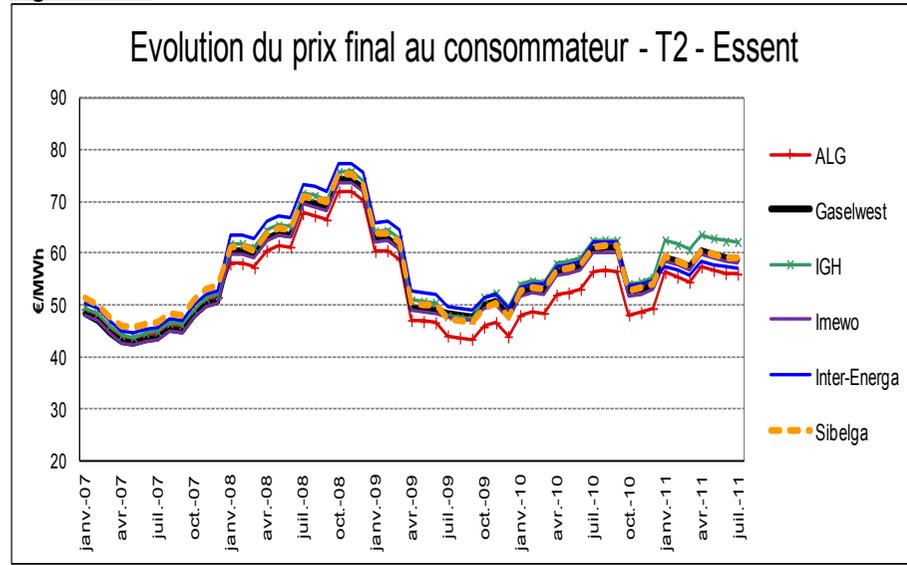


Figure 10.8.

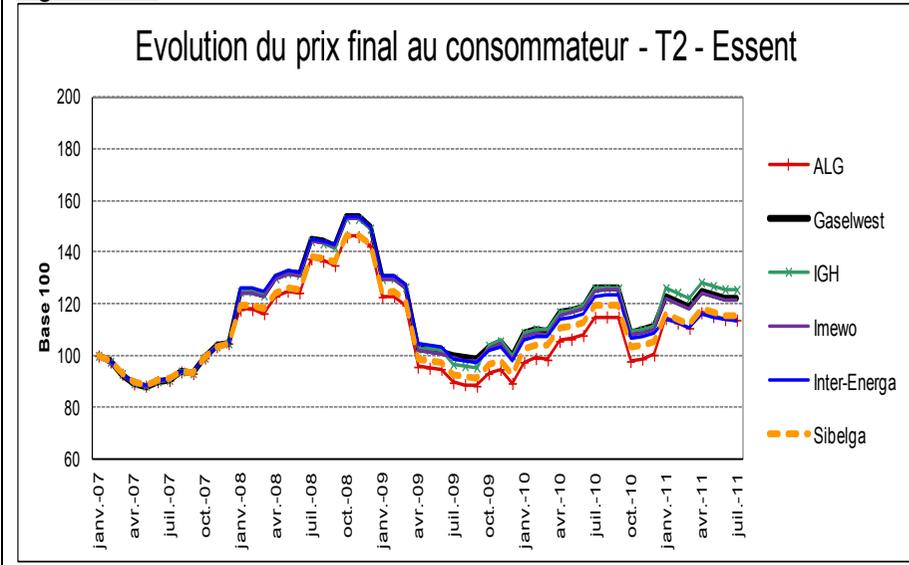


Figure 10 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 10.9.

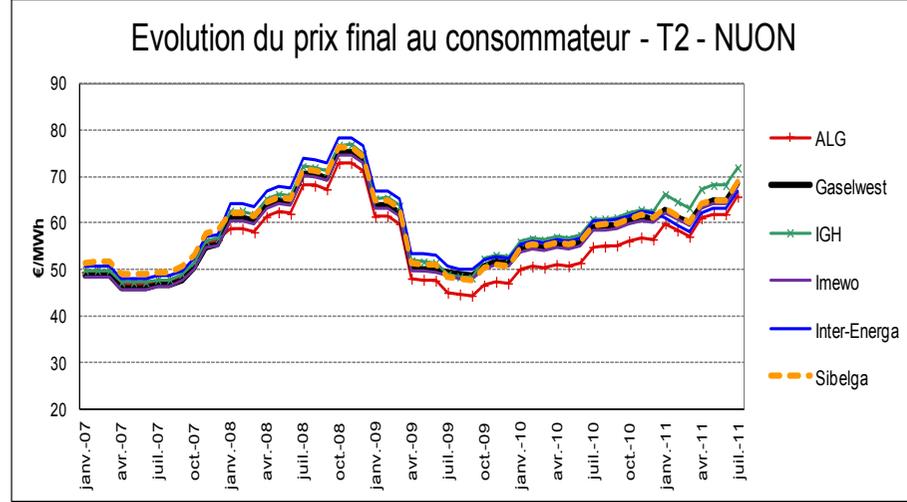


Figure 10.10

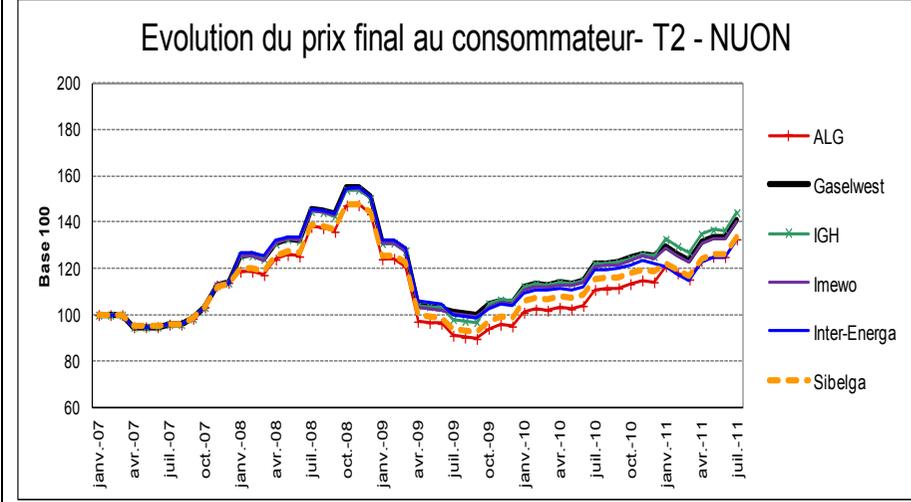


Figure 10.11.

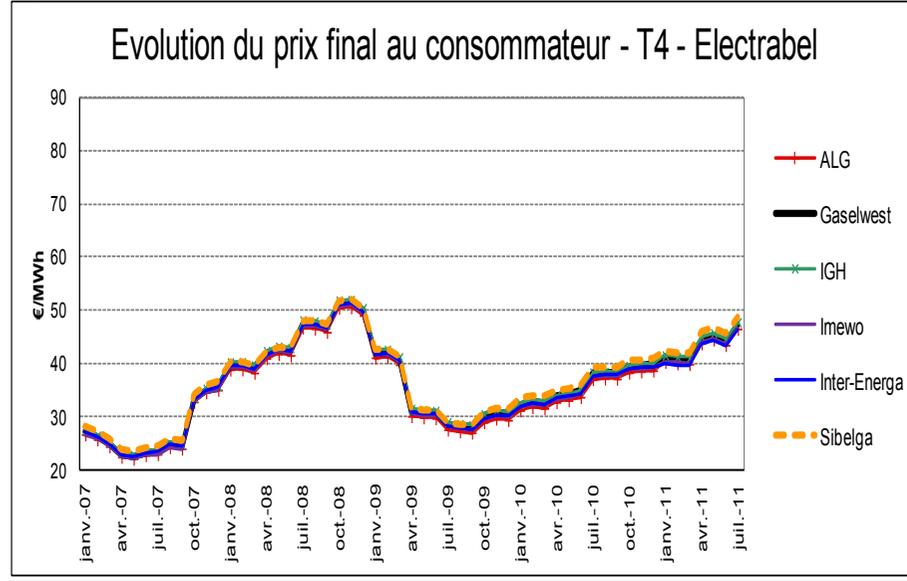


Figure 10.12.

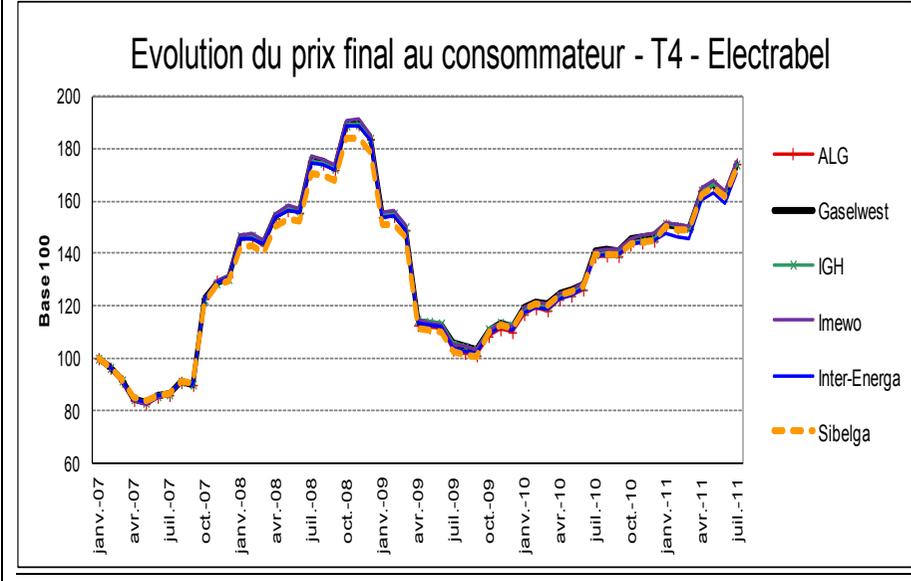


Figure 10 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 10.13.

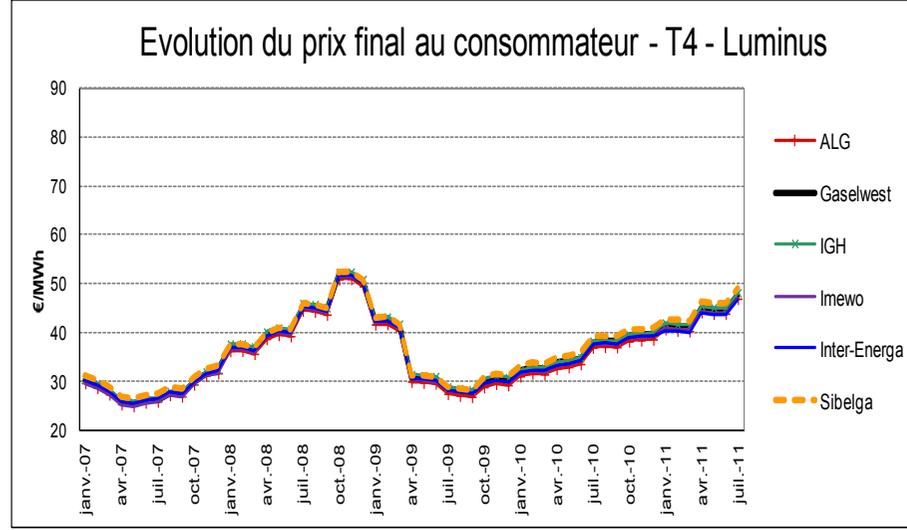


Figure 10.14

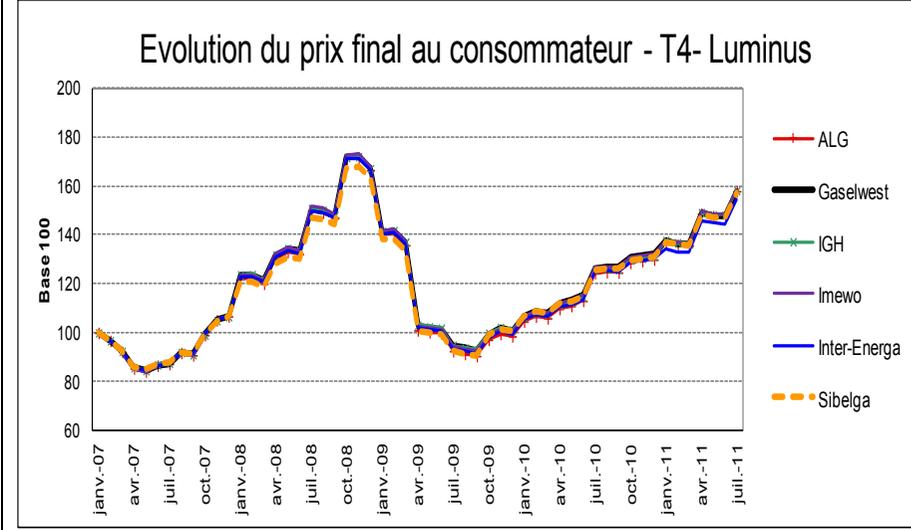


Figure 10.15.

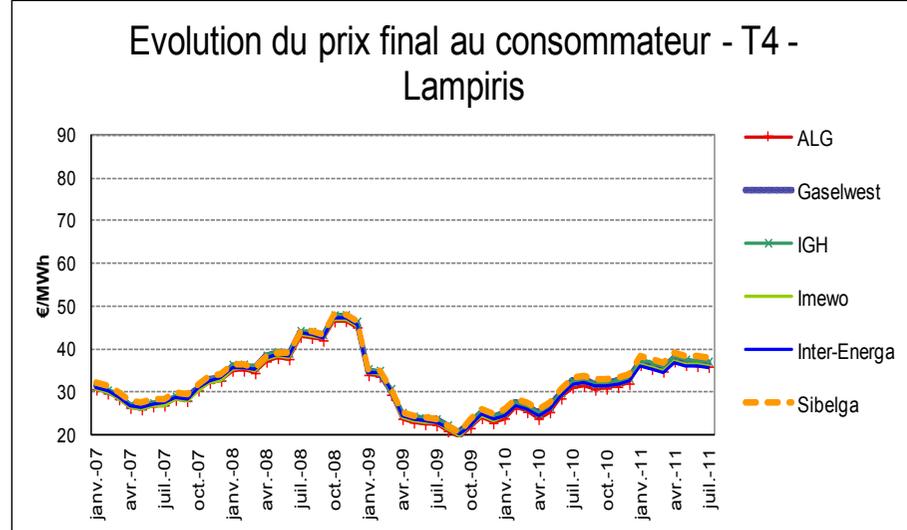


Figure 10.16

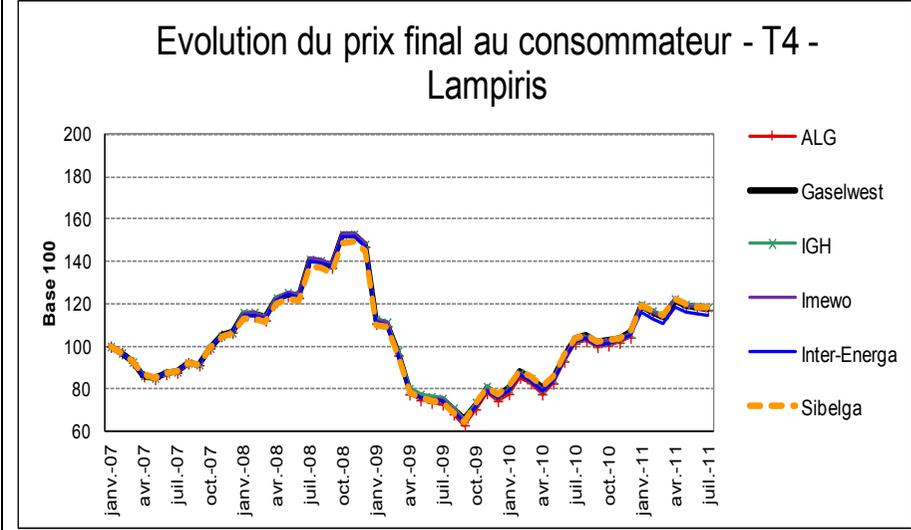


Figure 10 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 10.17.

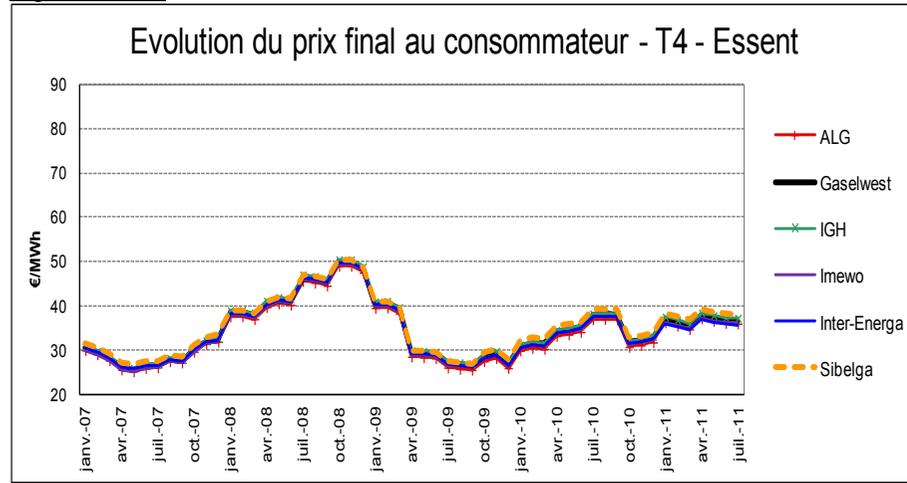


Figure 10.18

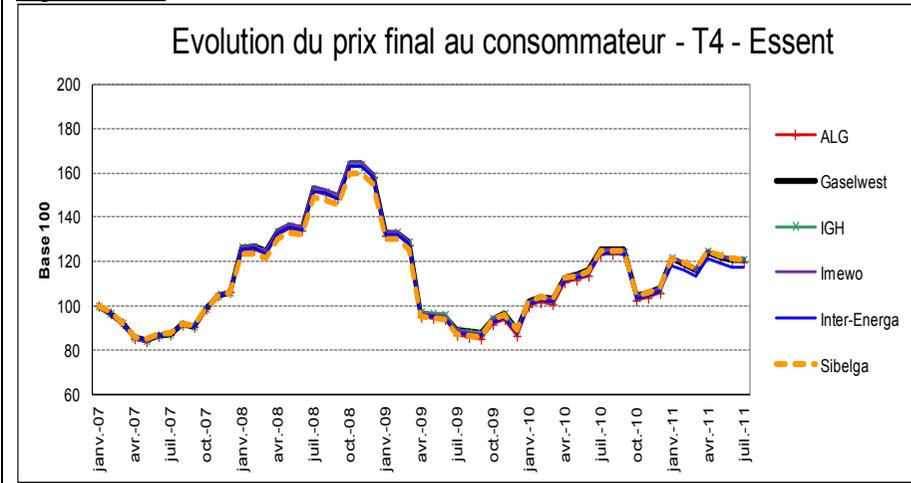


Figure 10.19.

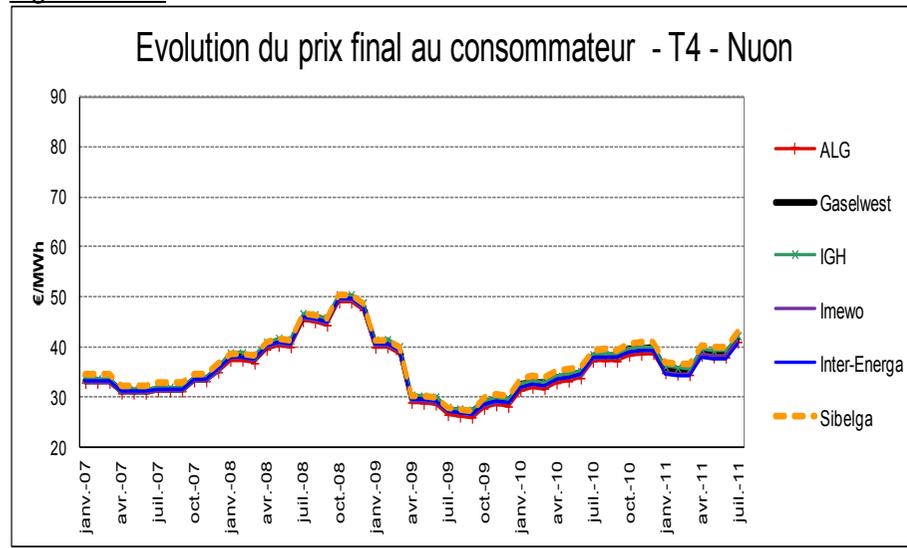
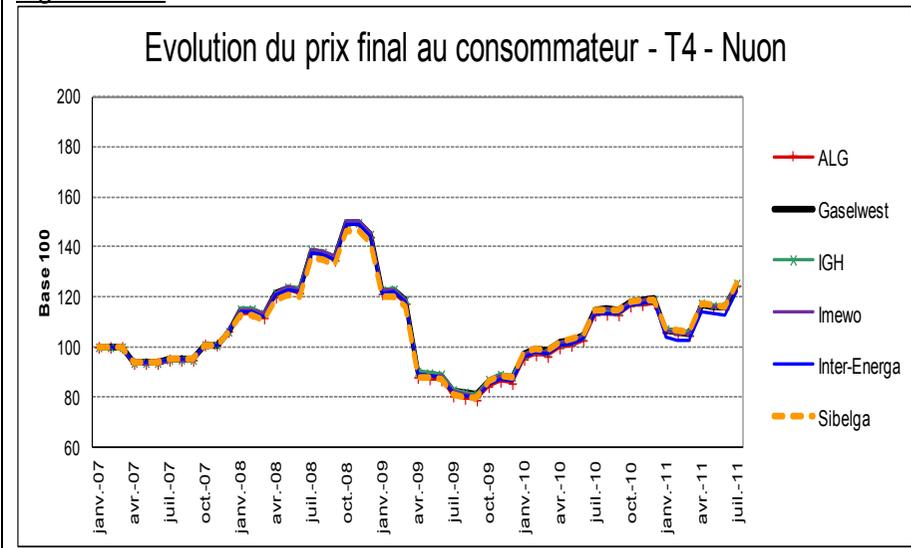


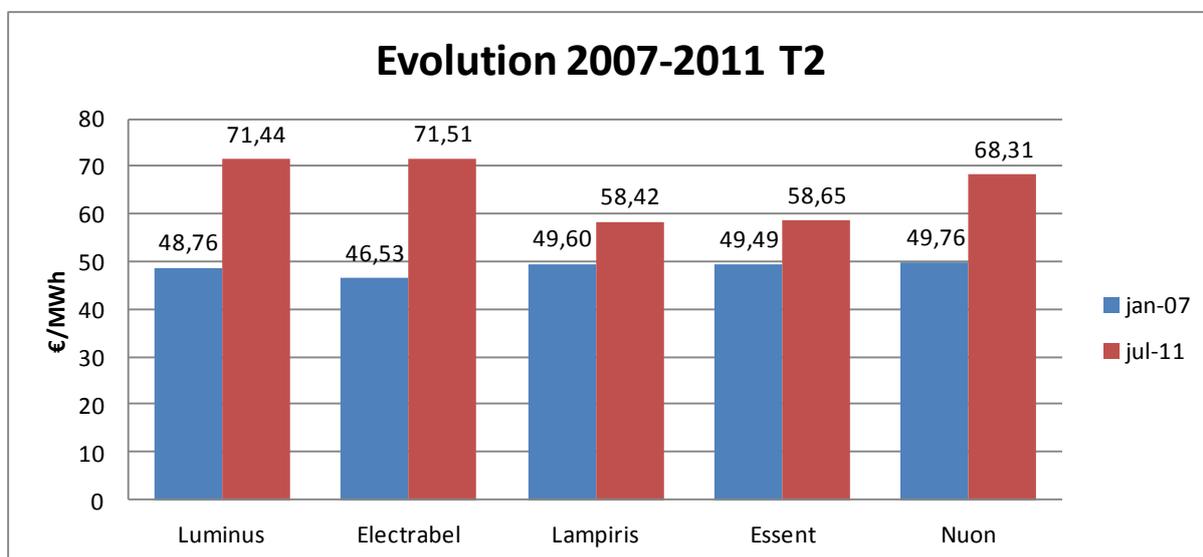
Figure 10.20



70. Entre janvier 2007 et juillet 2011, nous constatons les évolutions suivantes du prix final au consommateur :

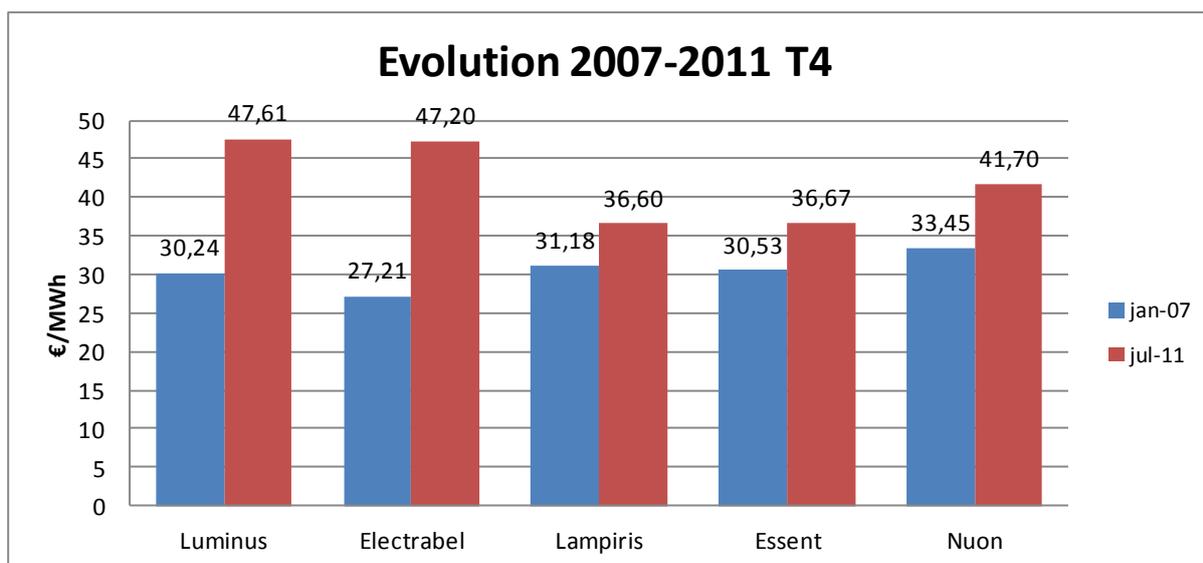
IV.1.1 Clients résidentiels

- Le prix final au consommateur a augmenté en moyenne de 34,48%. La hausse est différente par fournisseur et varie de 17,79% chez Lampiris à 53,68% chez Electrabel.
- Luminus, Electrabel et Nuon enregistrent la même évolution. 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.
- Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final par fournisseur pour janvier 2007 et juillet 2011.



IV.1.2 Clients professionnels

- Le prix final au consommateur a augmenté en moyenne de 37,45%. La hausse est différente en fonction du fournisseur et varie de 17,37% chez Lampiris à 73,45% chez Electrabel.
- Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final par fournisseur pour janvier 2007 et juillet 2011.



IV.2 Aperçu des principales composantes

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

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

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.

72. 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.

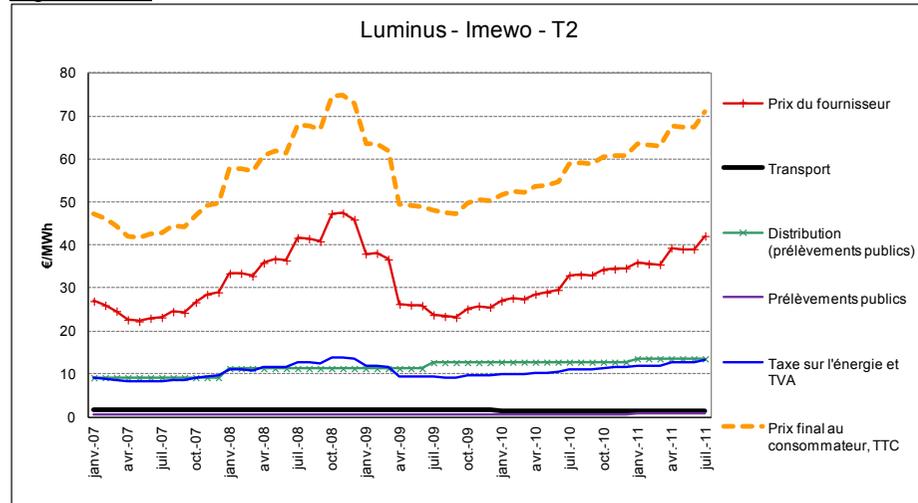


Figure 11.2.

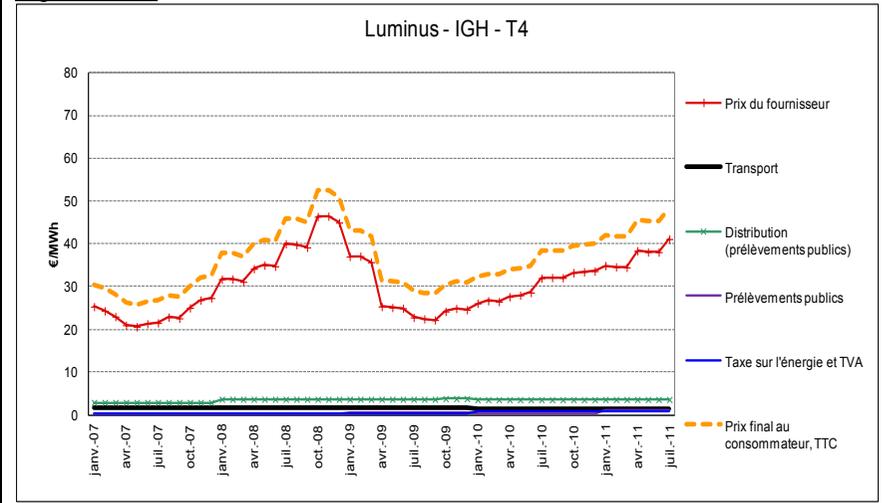


Figure 11.3.

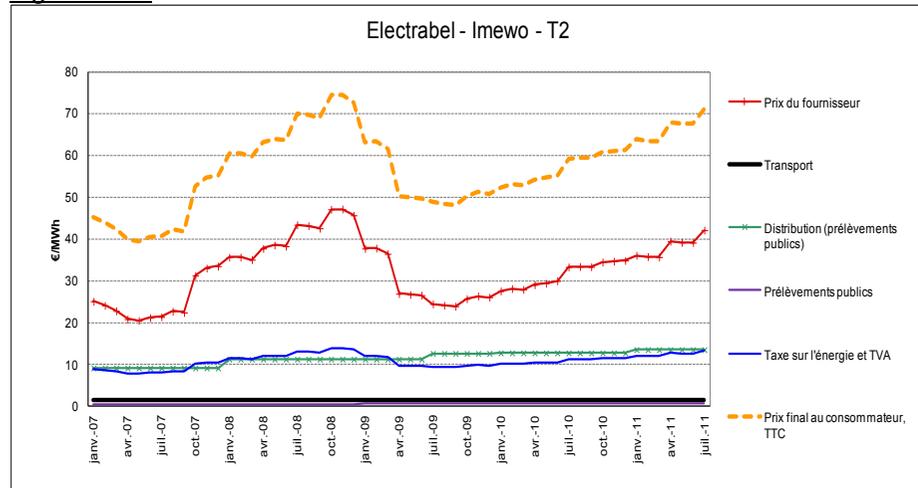


Figure 11.4.

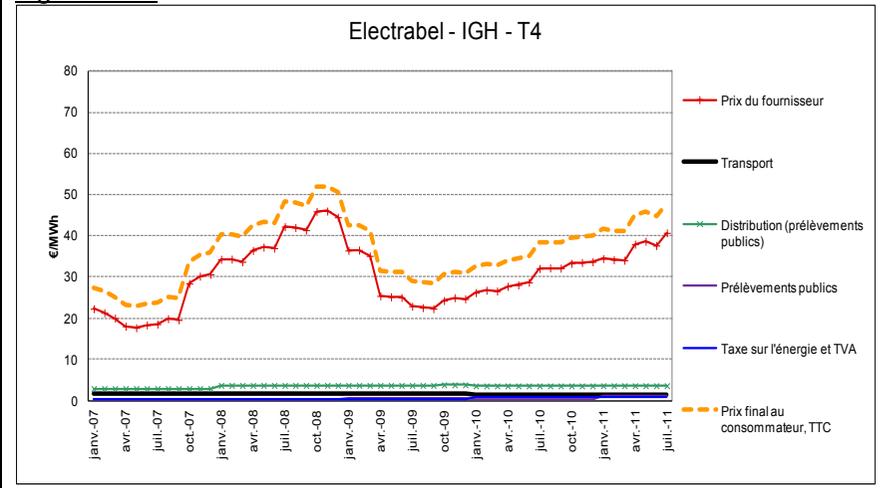


Figure 11 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 11.5.

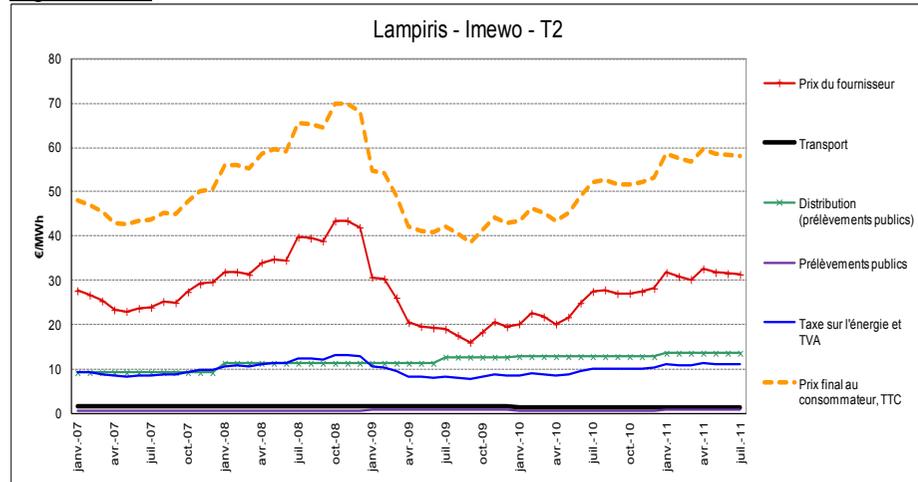


Figure 11.6.

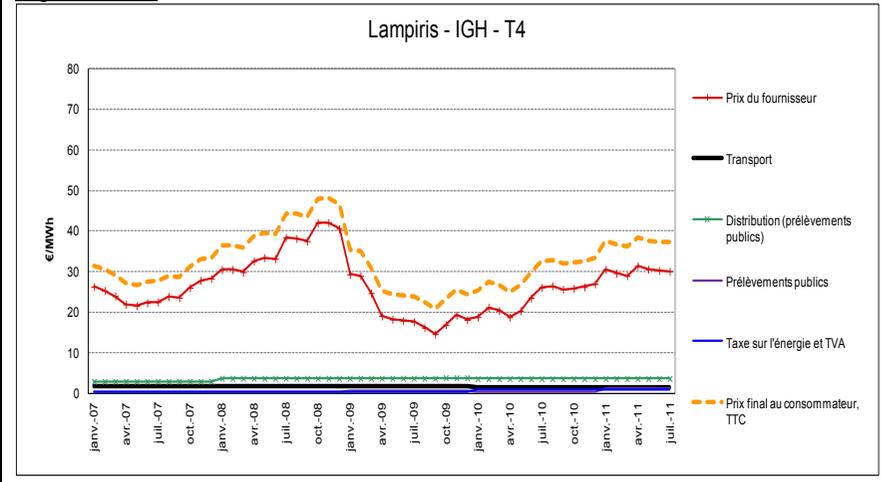


Figure 11.7

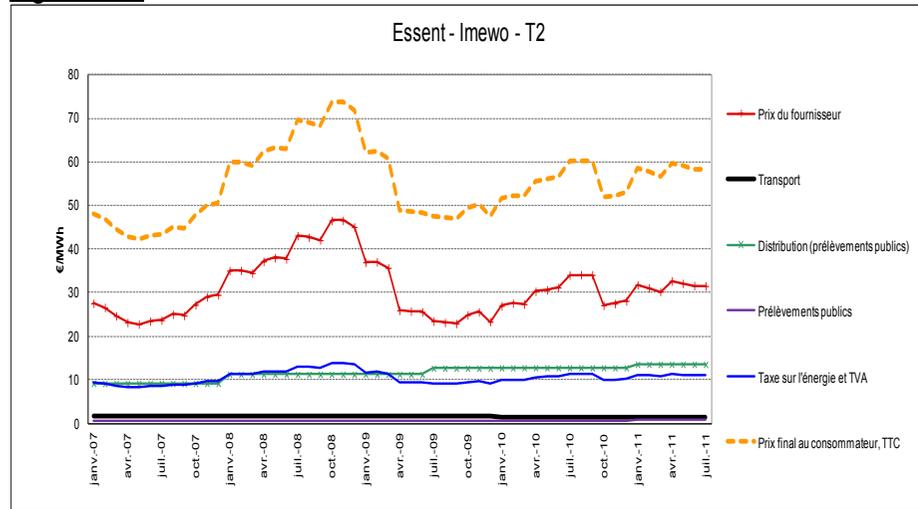


Figure 11.8

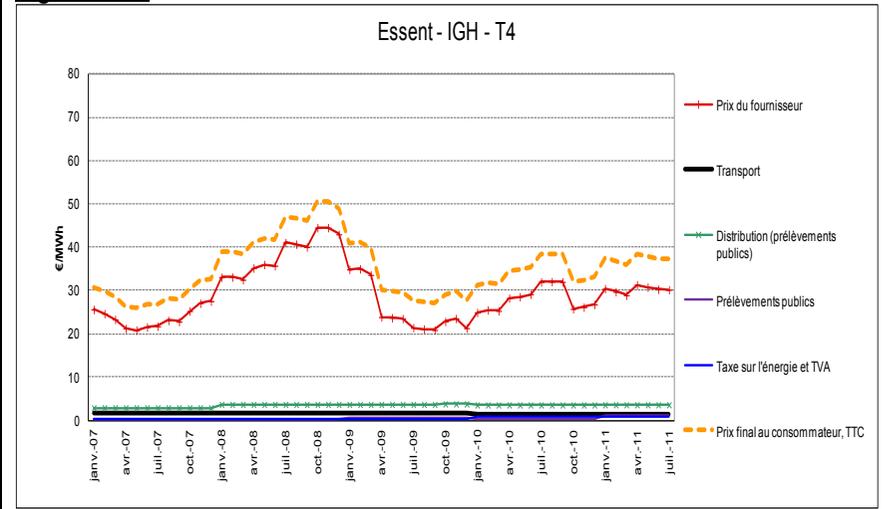


Figure 11 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 11.9.

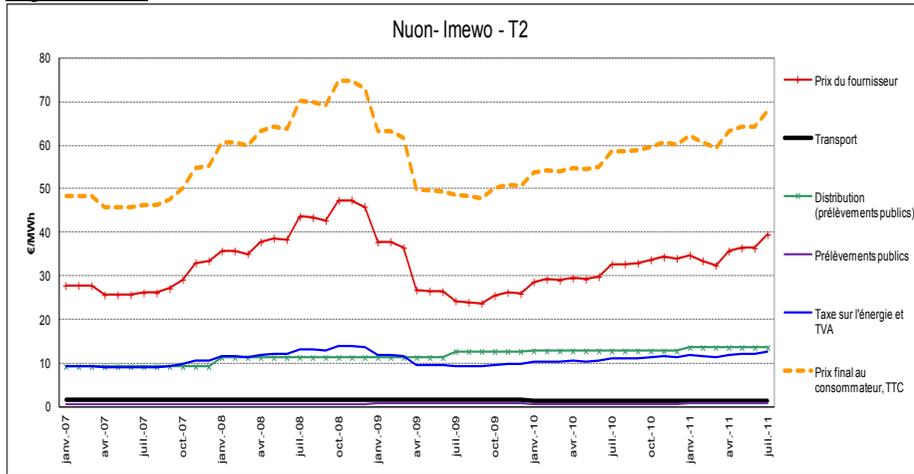


Figure 11.10.

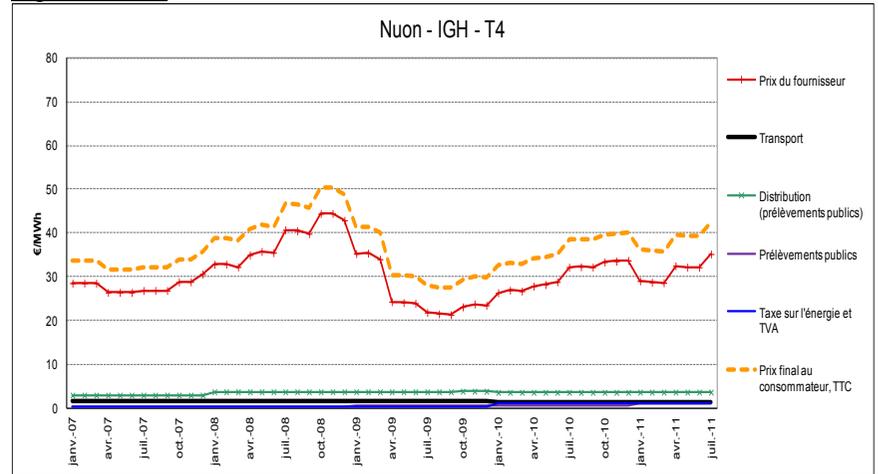


Figure 11.11.

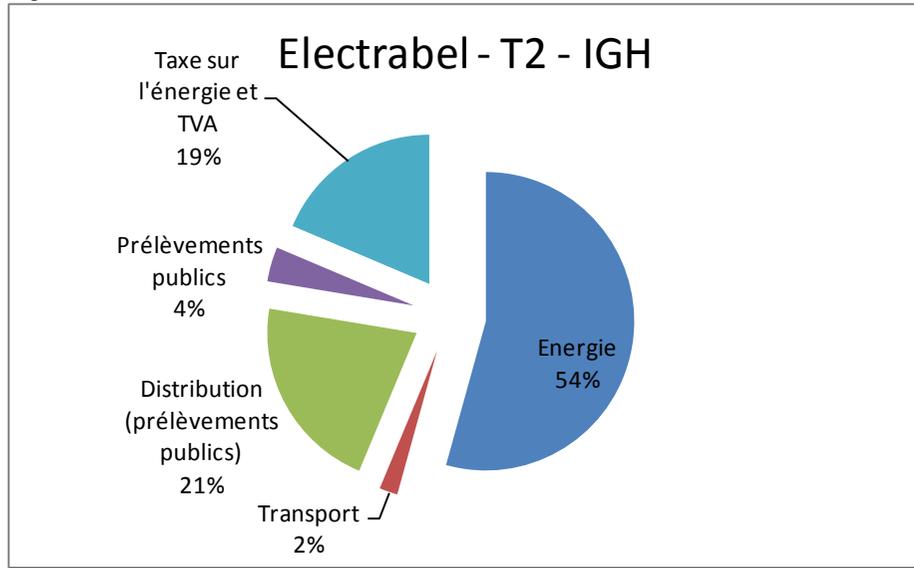
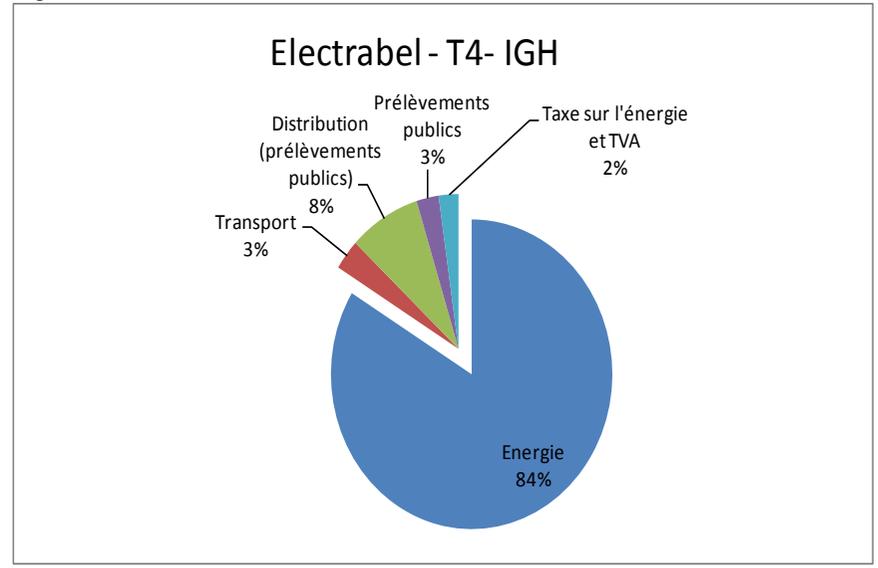


Figure 11.12.



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

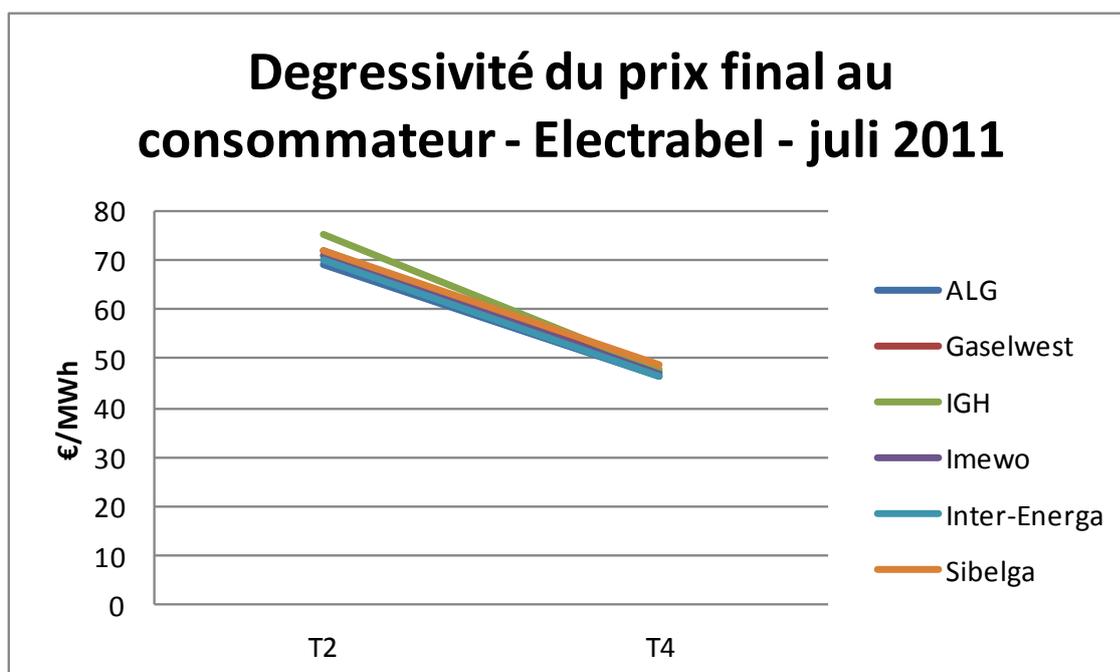
1. le prix du fournisseur (prix de l'énergie) ;
2. les tarifs du réseau de distribution ;
3. la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels³⁹).

74. Les graphiques ci-dessus illustrent l'importance relative de chaque composante en 2011. 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 juillet 2011 au sein des différentes zones de distribution ayant Electrabel⁴⁰ pour fournisseur. Il en ressort que le tarif pour le client type T4 atteint en moyenne 66 % du tarif client type T2.



³⁹ La TVA est déductible pour les clients professionnels.

⁴⁰ Les données obtenues pour les autres fournisseurs reflètent la même tendance.

IV.3 Prix du fournisseur

75. 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).

76. Les résultats présentés ci-dessous correspondent au prix de l'énergie qui est identique partout en Belgique par fournisseur⁴¹. Les figures de gauche présentent les résultats en valeur absolue tandis que les figures de droite présentent les indices. L'évolution est décrite par rapport à la libéralisation complète du marché de l'énergie (janvier 2007).

77. 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 €/MWh. À cet effet, des hypothèses ont été avancées sur le plan du pourcentage de conversion kWh/m³ (voir numéro 86) et sur le plan de la capacité des clients type. Il faut donc considérer les résultats obtenus pour la partie purement énergie avec prudence.

78. Electrabel et Nuon ont, en tant que fournisseurs uniques, 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 n'on utilise le même tarif et les formules y afférentes que pour le client type T3⁴².

⁴¹ 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.

⁴² 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 – €/MWh en 01/2007=100

Figure 12.1.

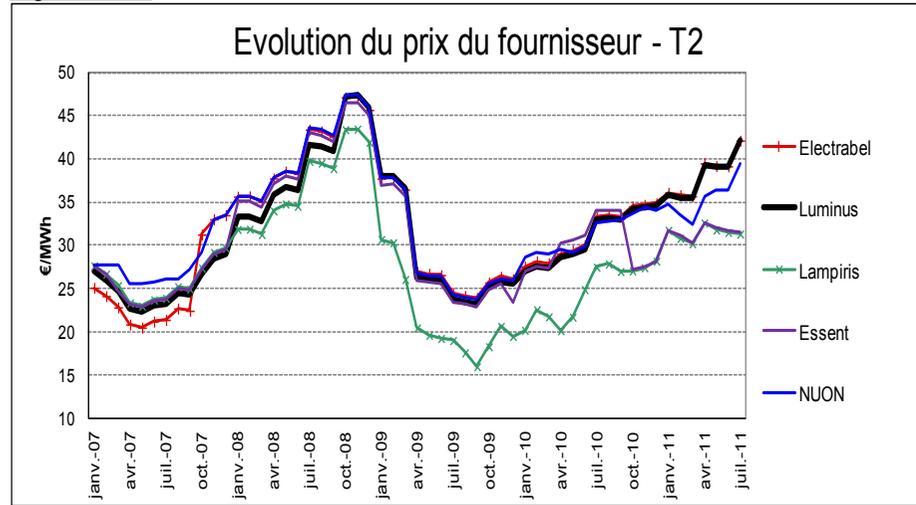


Figure 12.2.

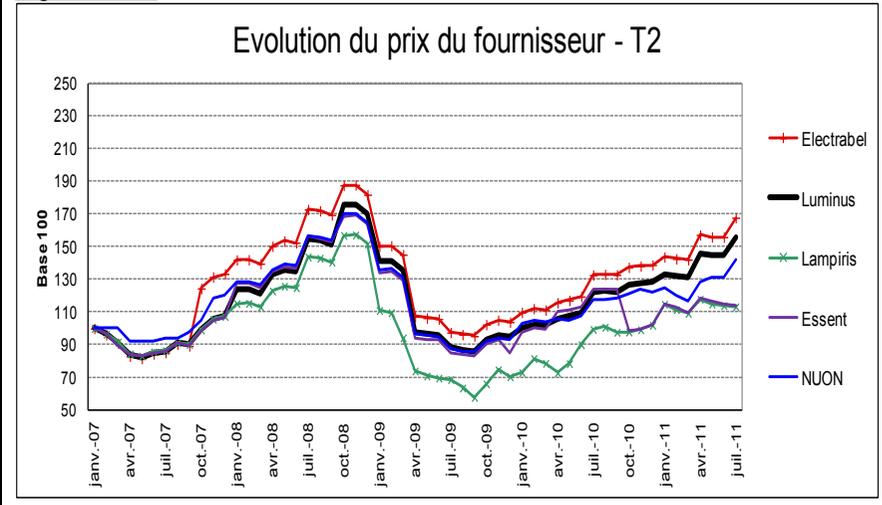


Figure 12.3

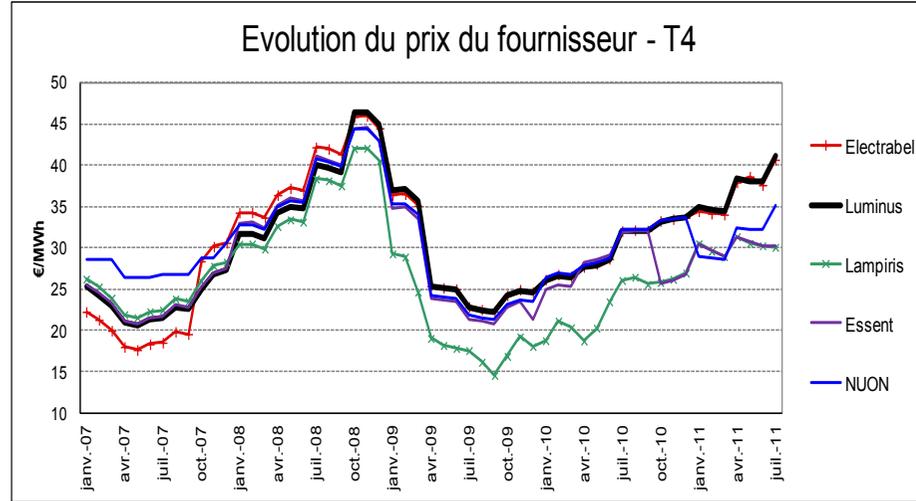
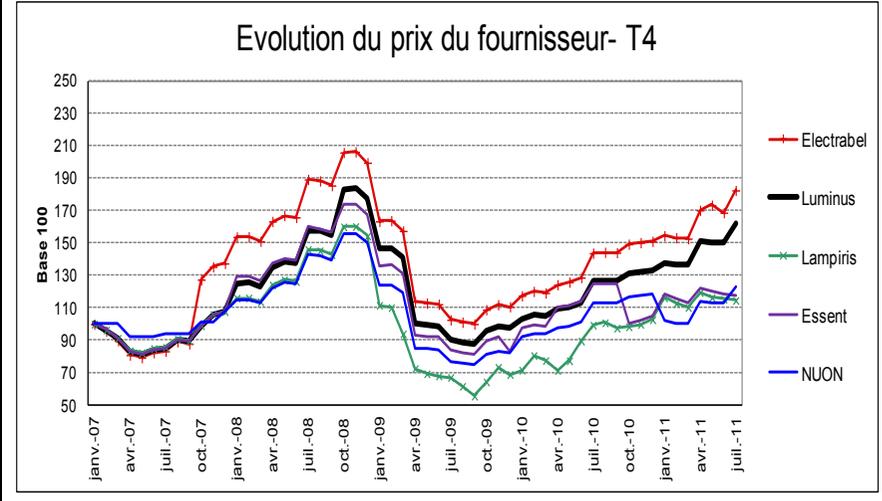


Figure 12.4.



IV.3.1 Clients résidentiels

79. Par rapport à janvier 2007, le prix du fournisseur a augmenté en moyenne de 38,79% en juillet 2011. Cela varie de 13,32% chez Lampiris à 67,85% chez Electrabel.

80. Début 2007⁴³, 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).

81. 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*⁴⁴. Ceci a donné lieu à une hausse de 30,00 %. Le même paramètre a subi une légère baisse en février 2010⁴⁵.
- Luminus adapte la formule du terme proportionnel de Luminus Actief⁴⁶ 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 "TTF⁴⁷ + 5,1*Igd" au lieu de « 0,25* HUB + 0,0468*GOL603 -3,068 + 3,2*Igd ».

⁴³ Ce changement a lieu au moment où le Qatar remplace l'Algérie en tant que fournisseur de GNL.

⁴⁴ Dans le paramètre Gpi « 0,25 HUB + 0,0468 GOL603 + 4,83 [(CPIy-1/CPIy-2) – 0,02] – 7,86 / 21,21479 », Electrabel a remplacé le terme -7,86 par -1,3. Par contre, les formules qui fournissent le terme proportionnel (en c€/kWh) sont restées inchangées.

⁴⁵ Baisse de l'indice Gpi d'environ 1%. Dans "0,25 HUB + 0,0468 GOL603 + 4,83 [(CPIy-1/CPIy-2) – 0,02] – 7,86 / 21,21479", 4,83 est remplacé par 4,63.

⁴⁶ Dans la formule qui fournit le terme proportionnel (en c€/kWh) « 2,13 Igm + 0,2504 Igd », Luminus a remplacé 0,2504 par 0,387. Le même paramètre a été remplacé en octobre 2008 par 0,496. Par contre, le paramètre est resté inchangé.

⁴⁷ L'indice en EUR/MWh pour les contrats de gaz naturel forward aux Pays-Bas, tels que publiés en € par MWh sur les « European Spot Gas Markets » (« ESGM ») par ICIS Heren sous le titre « Heren Monthly Indices » et le sous-titre « TTF ».

- En janvier 2008, Essent procède à une hausse des termes tarifaires en l'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 Eco⁴⁸ ($0,1 * TTF1.01^{49} + 0,507 * Igd$).
- Nuon introduit l'indice Gni en novembre 2007.
 $Gni = (0,25 HUB + 0,0468 GOL603 + 0,2\% S + 4,83 \times (CPIy-1 / CPIy-2 - 0,02) - 1,30) / 21,21479$

En janvier 2010, Nuon remplace cet indice par Gni2.

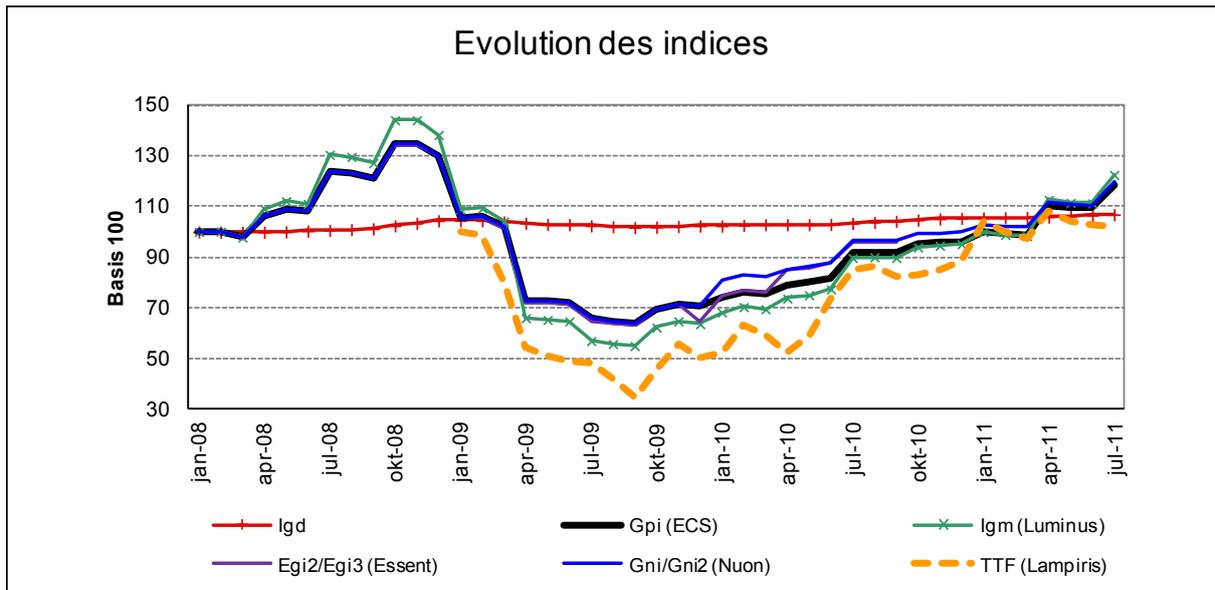
$$Gni2 = (0,2304 * HUB + 0,0263 * GOL603 + 0,0247 * HFO603 + 6,64) / 21,21479$$

82. 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. En juillet 2011, le niveau de prix de l'été 2008 est à nouveau atteint.

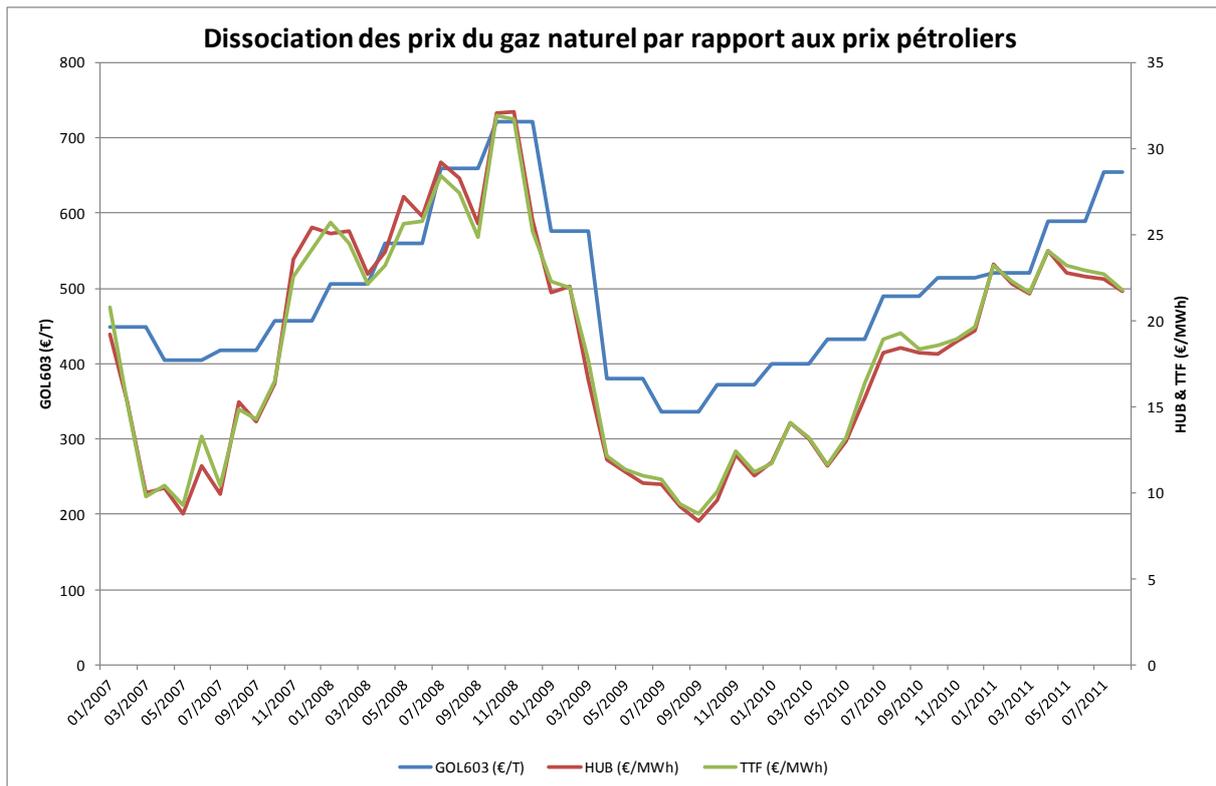
83. On peut déduire de la figure 12.1. que les évolutions d'Electrabel et Luminus sont étroitement liées. Cela s'explique par la structure des formules tarifaires et, en particulier, les paramètres d'indexation Igm et Gpi. Ces indices évoluent ensemble, comme le montre le graphique ci-dessous. Il faut 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.

⁴⁸ L'ancien tarif reste d'application pour les clients existants jusqu'à la fin de leur contrat.

⁴⁹ Il existe une différence entre Lampiris et Essent en ce qui concerne la valeur du TTF. Lampiris utilise l'indice ESGM Heren Monthly comme source pour calculer le TTF tandis qu'Essent calcule une moyenne pour tous les jours d'un mois via Endex.



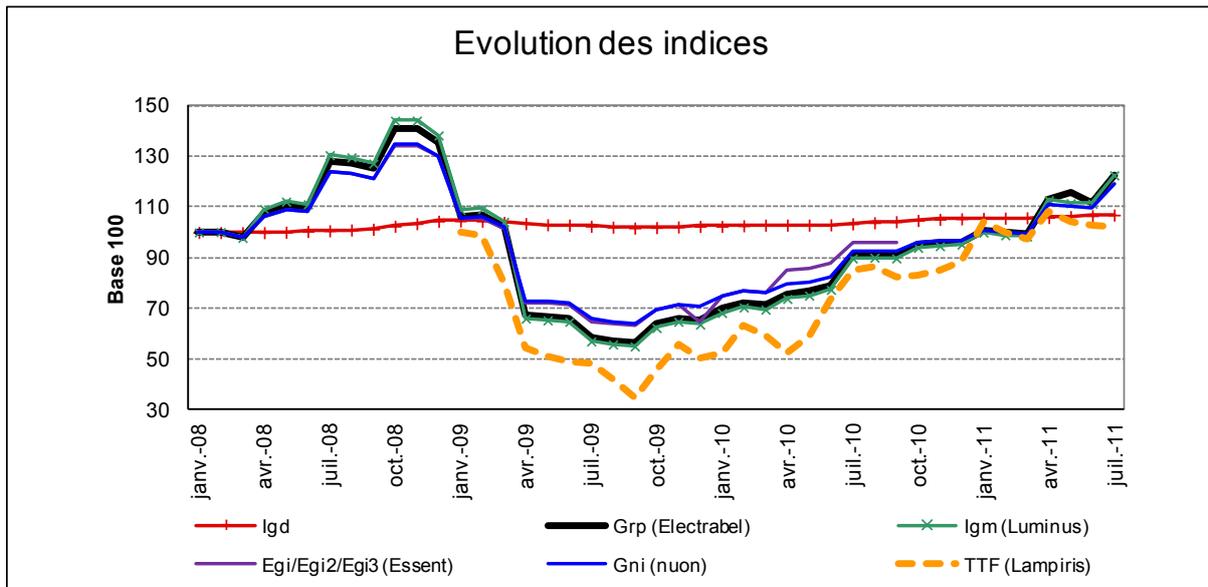
84. Dans la figure 12.1, on peut constater que le prix de Lampiris chute brutalement à partir de 2009. Cette baisse est la conséquence de la politique d'achat de Lampiris. À partir de 2009, Lampiris achète son gaz sur le marché spot (TTF) au lieu de l'acheter sur la base d'un contrat à long terme (indexé sur HUB et GOL603). Cela entraîne une baisse significative et un important avantage concurrentiel par rapport aux autres fournisseurs. À partir de 2009, on peut en effet constater une dissociation des prix du gaz naturel par rapport aux prix pétroliers. Cela est illustré dans le graphique suivant. Les tarifs basés sur une indexation du gaz naturel ont augmenté moins fortement que ceux qui ont une indexation du pétrole. La dissociation s'atténue à partir d'octobre 2009 pour à nouveau augmenter à partir de juin 2011.



85. Electrabel, Luminus, Essent (jusqu'en septembre 2010) et Nuon sont approvisionnés sur la base d'un contrat à long terme indexé sur le pétrole, tandis que Lampiris achète 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 de 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 contrat à long terme qui ne sont pas adaptés à la brusque diminution des prix du gaz naturel. À partir d'octobre 2010, Essent lance l'Eco tarif. Ce tarif, basé sur TTF, ressemble très fortement à celui de Lampiris. Leurs évolutions sont dès lors similaires.

IV.3.2 Clients professionnels

86. Par rapport à janvier 2007, le prix du fournisseur a augmenté en moyenne de 40,16% en juillet 2011. 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 T2⁵⁰. L'évolution des tarifs s'explique dès lors par l'évolution des paramètres Igd, Grp⁵¹, Igm⁵², TTF⁵³, Egi⁵⁴, TTF 1.01⁵⁵ et Gni⁵⁶, ce qui est illustré dans le graphique suivant.



IV.4 Tarif de réseau de transport

87. Les tarifs du réseau de transport sont exprimés en termes capacitaires (€/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.

88. Afin d'obtenir une estimation du tarif exprimée en €/MWh, il a été nécessaire de poser des hypothèses quant au taux de conversion kWh/m³ utilisé et quant à la capacité des clients

⁵⁰ Seul Electrabel utilise un autre indice, à savoir Grp (au lieu de Gpi). L'évolution du Grp suit cependant celle du Gpi.

⁵¹ Le Grp est un paramètre qui est d'application à la haute pression chez Electrabel.

⁵² Le Igm est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez Luminus.

⁵³ Cf. note 34.

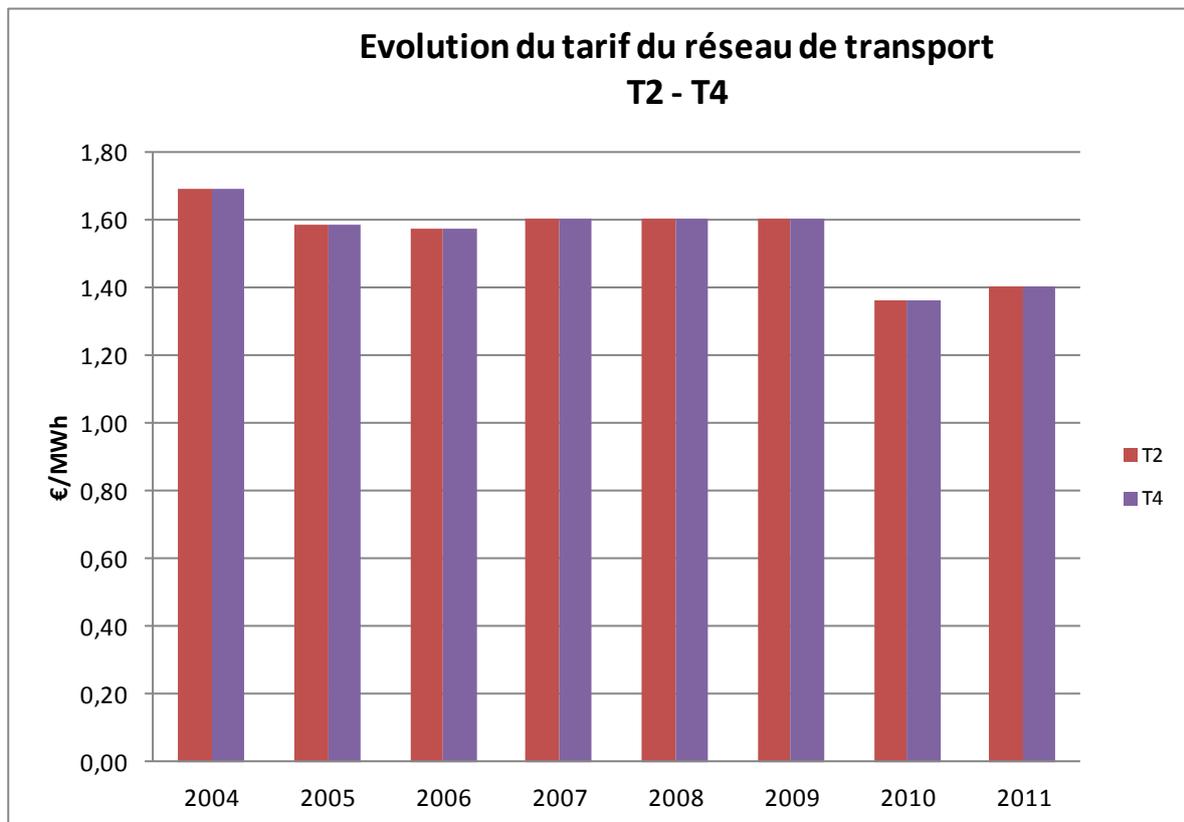
⁵⁴ Egi (Essent Gas Index) est utilisé par Essent dans les tarifs du gaz naturel afin de refléter l'évolution des prix du gaz et du charbon.

⁵⁵ À partir d'octobre 2010, l'indice TTF 1.01 remplace l'indice Egi chez Essent. Pour la définition, cf. la note 36.

⁵⁶ Le Gni est utilisé par Nuon pour refléter l'évolution des prix du gaz.

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.

89. Les tarifs pour 2008 et 2009 constituent un prolongement des tarifs 2007, après le rejet de la proposition tarifaire. 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.



IV.5 Tarif de réseau de distribution

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

91. 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

92. Une deuxième augmentation des tarifs du réseau de distribution est occasionnée par l'introduction des tarifs pluriannuels. L'Arrêté royal du 2 septembre 2008⁵⁷ 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

⁵⁷ 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).

93. 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 et 2011.

94. Initialement, Inter-Energa ne disposait pas de tarifs approuvés. Il 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 Inter-Energa. Les tarifs pluriannuels approuvés sont fixés pour 2011 et 2012. Les tarifs 2008 imposés sont facturés jusque fin 2010, comme on peut l'observer dans le graphique 14.1. ou 14.3.

95. ALG n'a pas encore de tarifs pluriannuels approuvés. Les tarifs 2008 ont été imposés jusqu'à ce jour.

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

Figure 13.1.

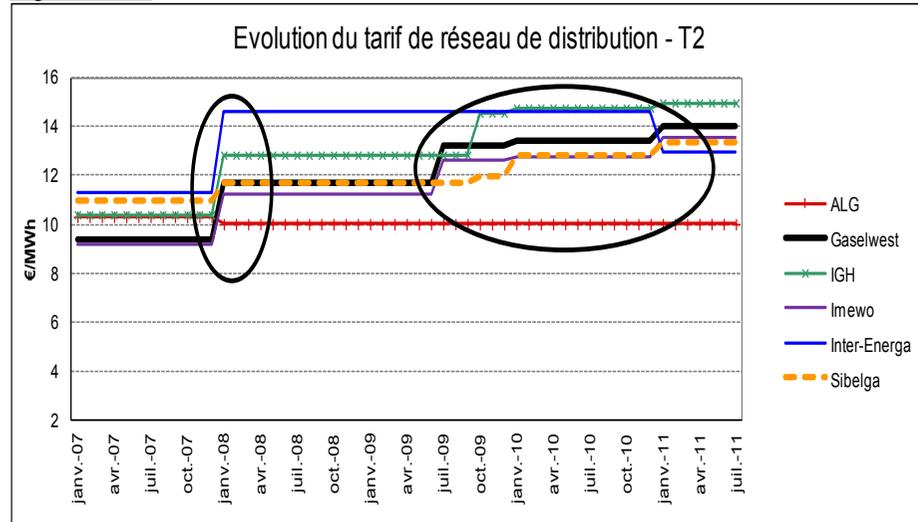


Figure 13.2.

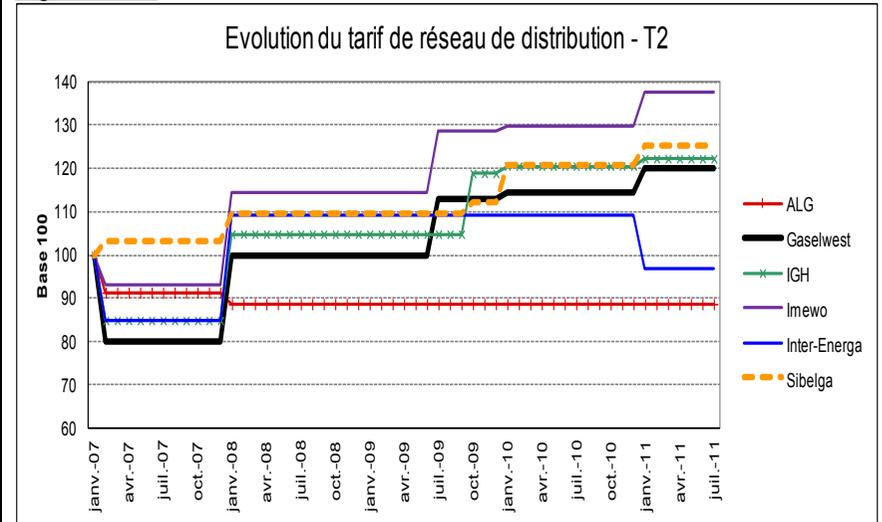


Figure 13.3.

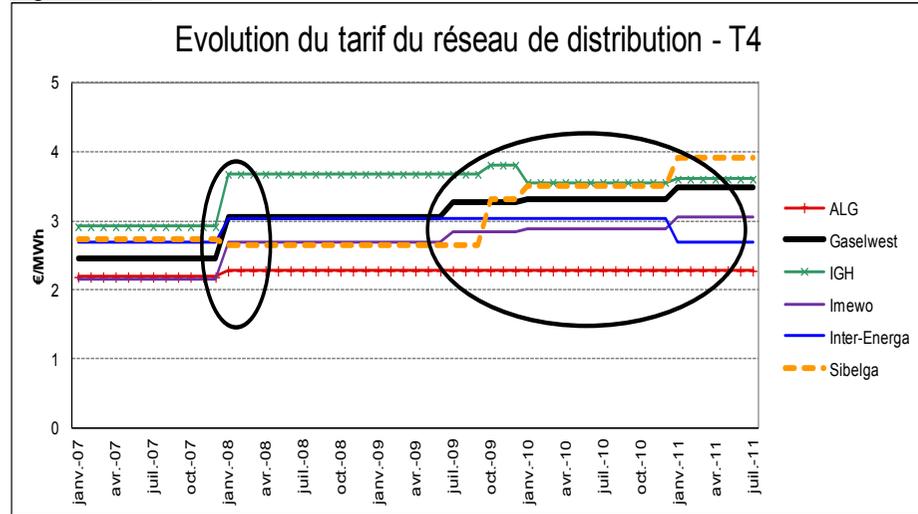
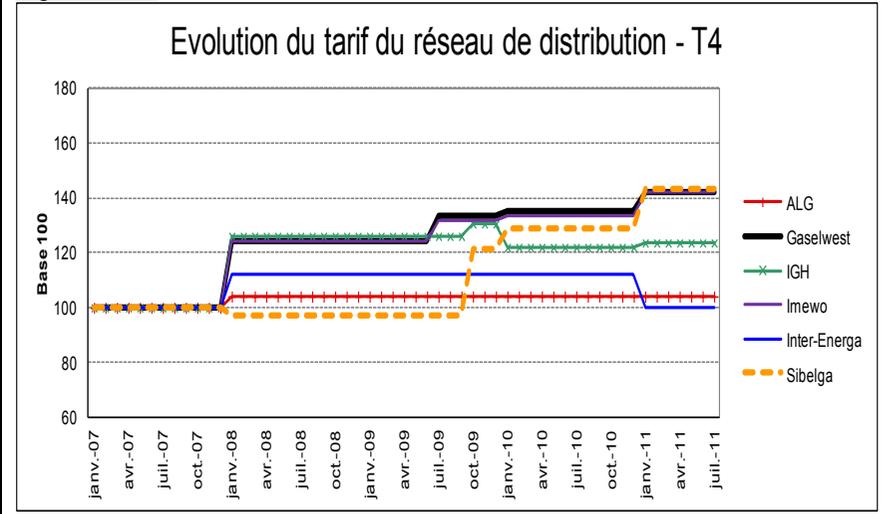


Figure 13.4.



96. Les évolutions 2007-2009 peuvent différer légèrement d'un client type à l'autre. Pour T2, nous observons une hausse moyenne de 15,13% par rapport à janvier 2007 et pour T4, une hausse de 25,80%.

97. 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 Inter-Energa (Limbourg), ce qui peut expliquer une hausse tarifaire plus forte dans ces zones.

98. 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 €/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 de réseau de distribution (hors prélèvements) est présenté graphiquement par une ligne.

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

Figure 14.1. T2 – ALG - €/MWh

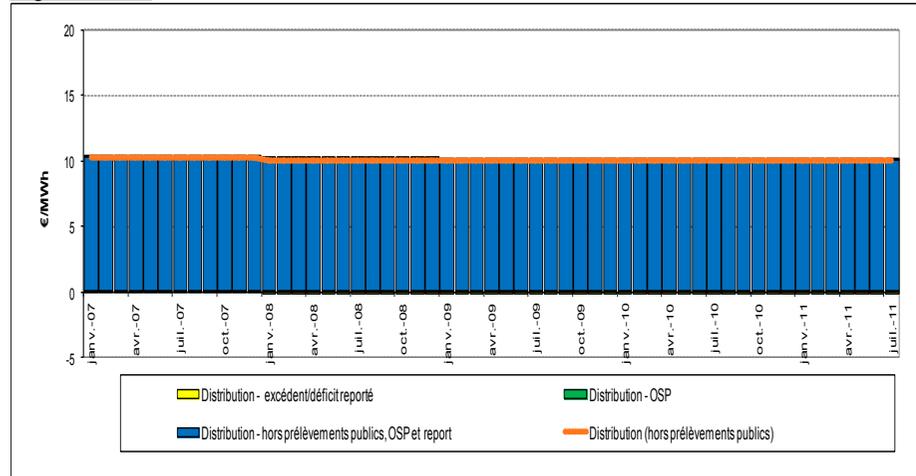


Figure 14.2. T2 – Gaselwest - €/MWh

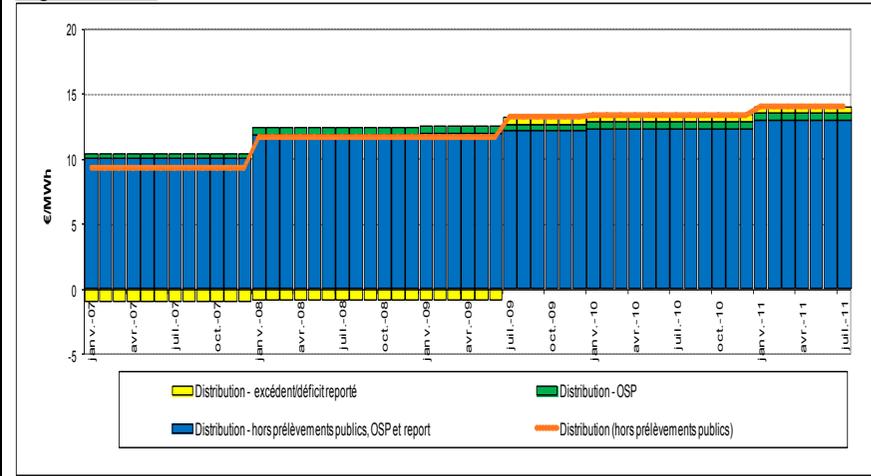


Figure 14.3. T2 – IGH - €/MWh

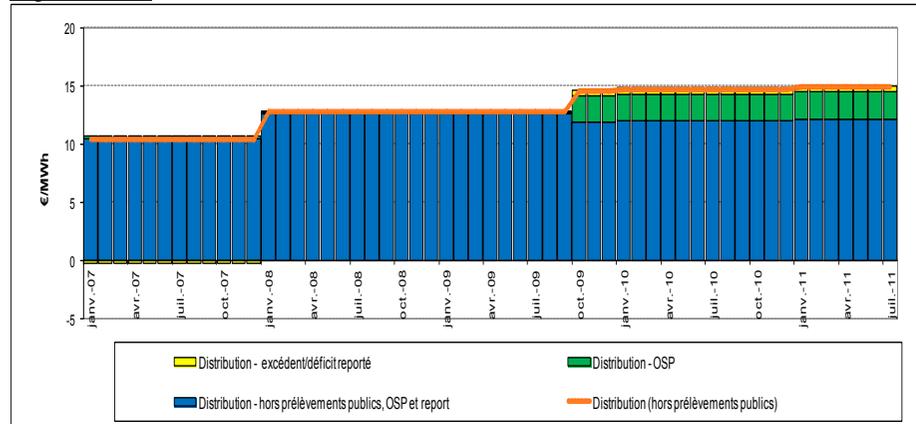


Figure 14.4. T2 – Imewo - €/MWh

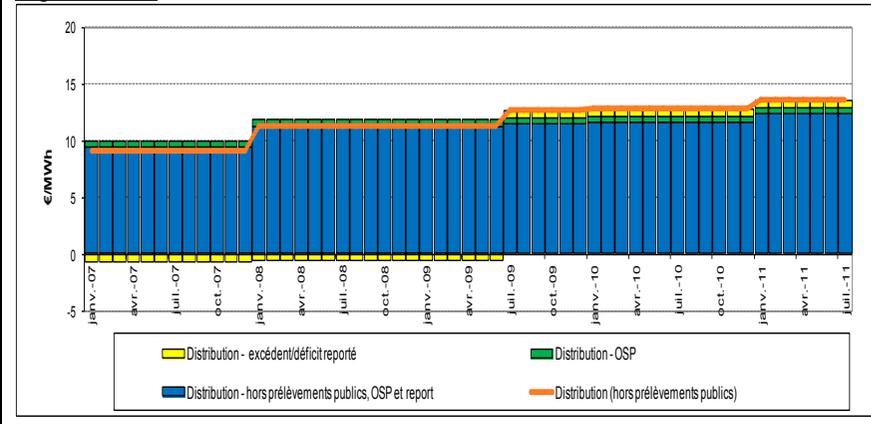
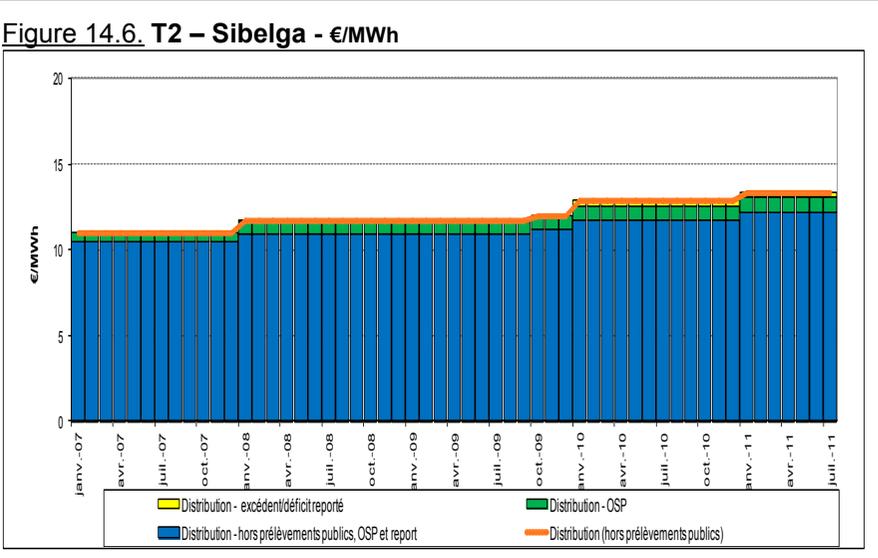
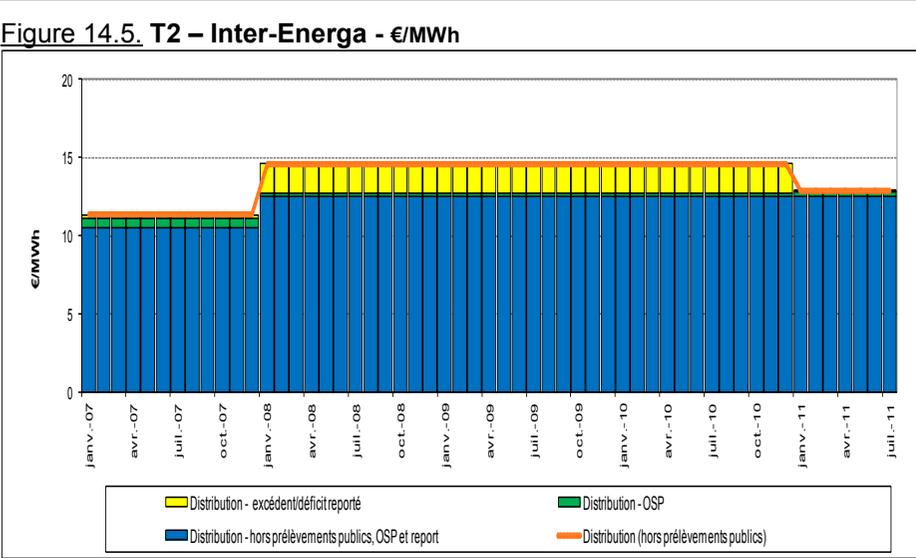


Figure 14 – Aperçu des principales composantes du tarif de réseau de distribution



IV.5.1 OSP

99. Les coûts liés aux obligations de service public (OSP) sont inclus dans le tarif d'acheminement⁵⁸ 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.

100. En général, nous pouvons constater que les obligations de service public sont les plus élevées à Bruxelles 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.

101. 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/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/MWh en 2007 à € 0,85/MWh en 2011. 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 financement⁵⁹ 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 minimes (€0,20/MWh) chez IGH, mais en octobre 2009 (nouveaux tarifs pluriannuels approuvés), ils augmentent à plus de € 2,00/MWh. Cette hausse considérable est due à l'augmentation des coûts des compteurs à budget et à l'introduction du système Talexus⁶⁰.

⁵⁸ Le tarif d'acheminement est le tarif de base pour l'acheminement avec le réseau.

⁵⁹ En Wallonie, ces mesures URE sont principalement couvertes par la redevance de raccordement (0,075 €/MWh), qui est une taxe régionale.

⁶⁰ Talexus est un système de paiement pour les cartes rechargeables des compteurs à budget.

IV.5.2 Transferts

102. 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 Inter-Energa apparaît dans les tarifs de réseau de distribution de 2008. Inter-Energa ne possède pas encore de tarifs approuvés pour 2009-2010. C'est pourquoi les tarifs de réseau de distribution 2008 sont prolongés pour 2009-2010.

103. 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 approuvés 2009. Étant donné qu'ALG ne possède pas encore de tarifs approuvés, le tarif de réseau de distribution 2008 est encore prolongé. Ainsi, les soldes d'exploitation ne sont pas encore incorporés pour ALG. IGH possède toutefois des tarifs approuvés 2009-2012 et ce, à partir d'octobre 2009. Le déficit d'exploitation de 2007 participe, de ce fait, à la hausse des tarifs du réseau de distribution 2009-2011.

IV.6 Prélèvements publics

104. Les graphiques 15.1. à 15.4. illustrent les prélèvements publics par GRD pour la période 2007-2011. Les différences entre les régions pour les prélèvements publics pour le gaz naturel sont plus faibles que pour l'électricité.

IV.6.1 T2

105. Durant la période 2007-2010, les prélèvements publics à Bruxelles sont en moyenne de € 0,80/MWh plus élevés qu'auprès des GRD mixtes wallons et flamands et € 1,00/MWh plus élevés qu'auprès des gestionnaires de réseau de distribution purs. À partir de 2011, les prélèvements publics wallons sont les plus élevés et il existe une différence de € 1,00/MWh avec Bruxelles et de € 1,80/MWh avec la Flandre.

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

- les « autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux » (uniquement en Flandre et à Bruxelles jusqu'en 2010 inclus, également en Wallonie à partir de 2011)
- l'impôt sur les personnes morales (uniquement les GRD mixtes⁶¹).
- la redevance de raccordement wallonne (€ 0,0750/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/MWh contre € 0,15/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 Wallonie⁶². Ils s'élèvent à € 1,90/MWh.

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

- la cotisation fédérale (€ 0,15/MWh en 2011), qui finance le Fonds social énergie géré par les CPAS et les coûts de fonctionnement de la CREG ;
- la surcharge fédérale clients protégés (€ 0,3506/MWh en 2011) qui sert à financer le coût net réel découlant de l'application des prix maximum sociaux pour les clients protégés.

IV.6.2 T4

108. Les différences entre les régions sont moindres pour les clients professionnels. Cela est dû au fait que les « autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux » et les impôts sur les personnes morales sont dégressifs. Les autres prélèvements pas. Sibelga fait exception. Celui-ci n'applique la dégressivité que sur les impôts des personnes morales. De ce fait, les prélèvements publics sont encore les plus élevés pour un client T4 à Bruxelles en 2011, ce contrairement à un client T2.

⁶¹ 15 % d'impôt des personnes morales sont payés par le GRD sur les dividendes versés à l'actionnaire privé (Electrabel).

⁶² À partir de 2011, la « taxe de voirie » s'applique également au gaz naturel.

Figure 15 –Aperçu de l'évolution des prélèvements publics– €/MWh en 01/2007=100

Figure 15.1.

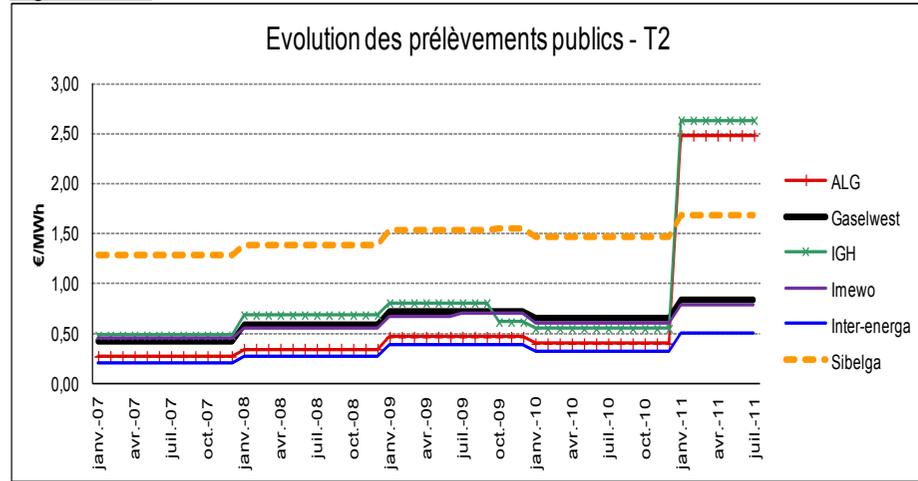


Figure 15.2.

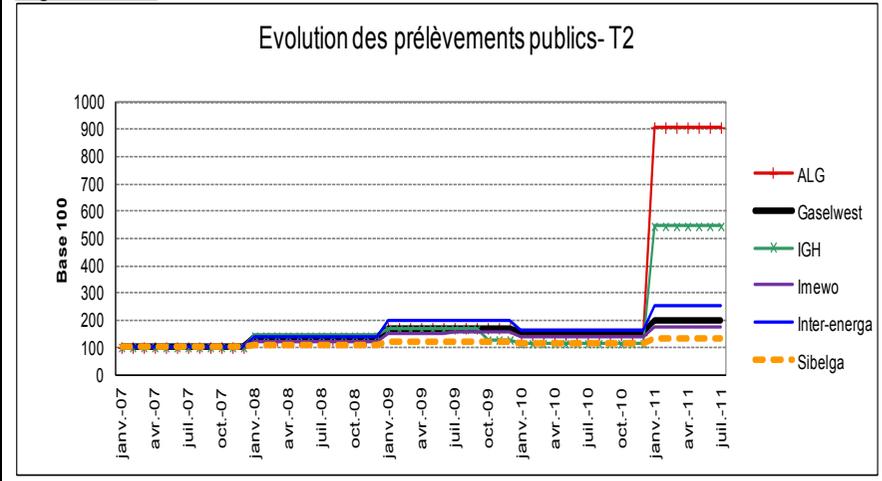


Figure 15.3.

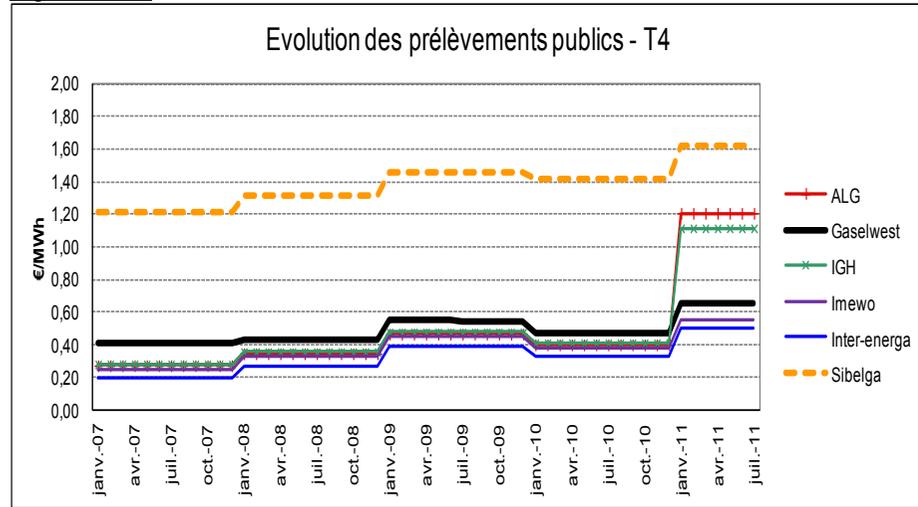
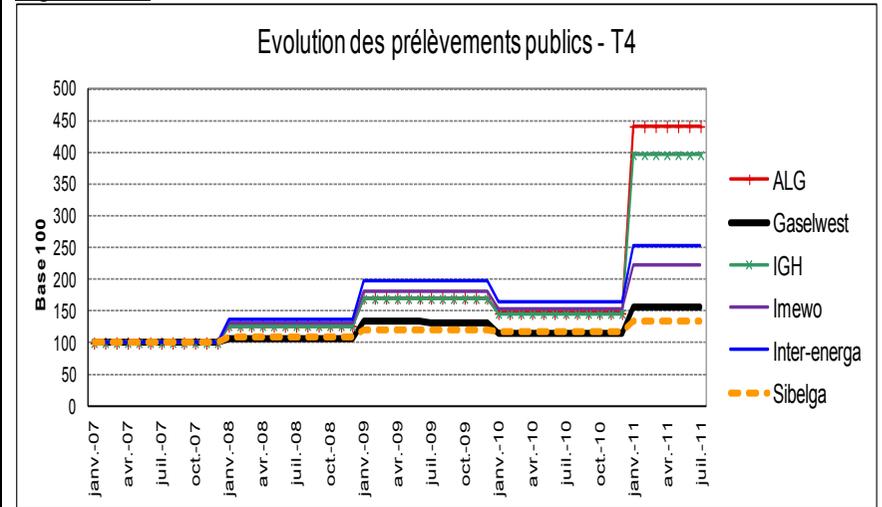


Figure 15.4



IV.7 Taxe sur l'énergie et TVA

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

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

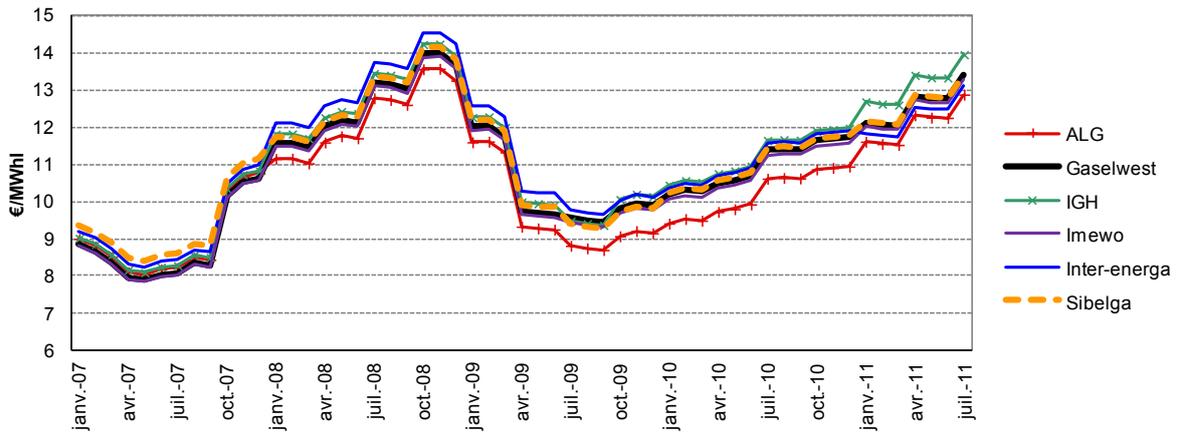
Une TVA est due sur la cotisation énergie.

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

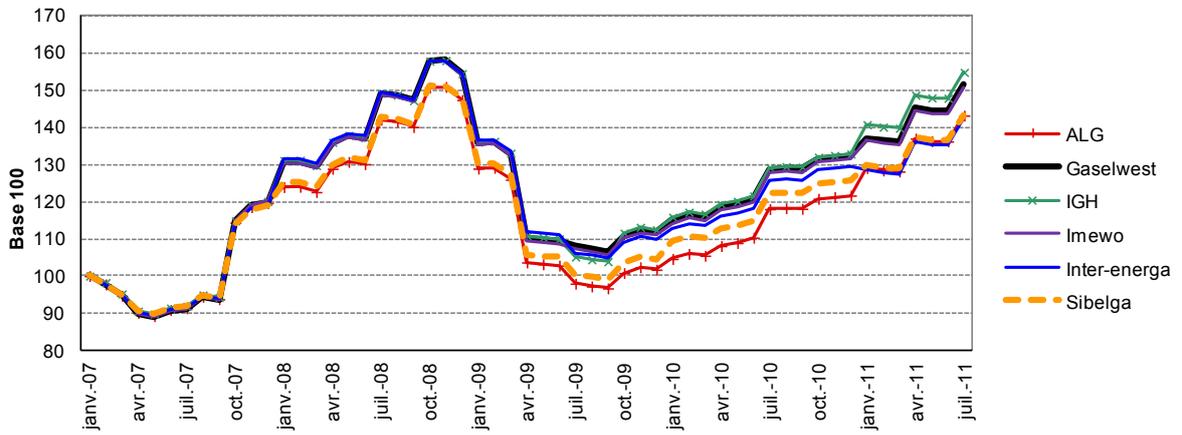
112. Les graphiques ci-après présentent l'évolution cumulée de la taxe énergie et de la TVA pour un client T2. Afin de limiter le nombre de graphiques, le calcul a été illustré uniquement pour le fournisseur Electrabel. L'exercice n'a pas été effectué pour le client type T4, étant donné qu'il récupère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

Les hausses des montants cumulés de TVA et de taxe énergie sur la période 2004-2009 se montent en moyenne à 47,59 % pour le client T2 chez Electrabel.

Evolution de la TVA et de la taxe sur l'énergie - T2 - Electrabel



Evolution de la TVA et de la taxe sur l'énergie-T2 - Electrabel



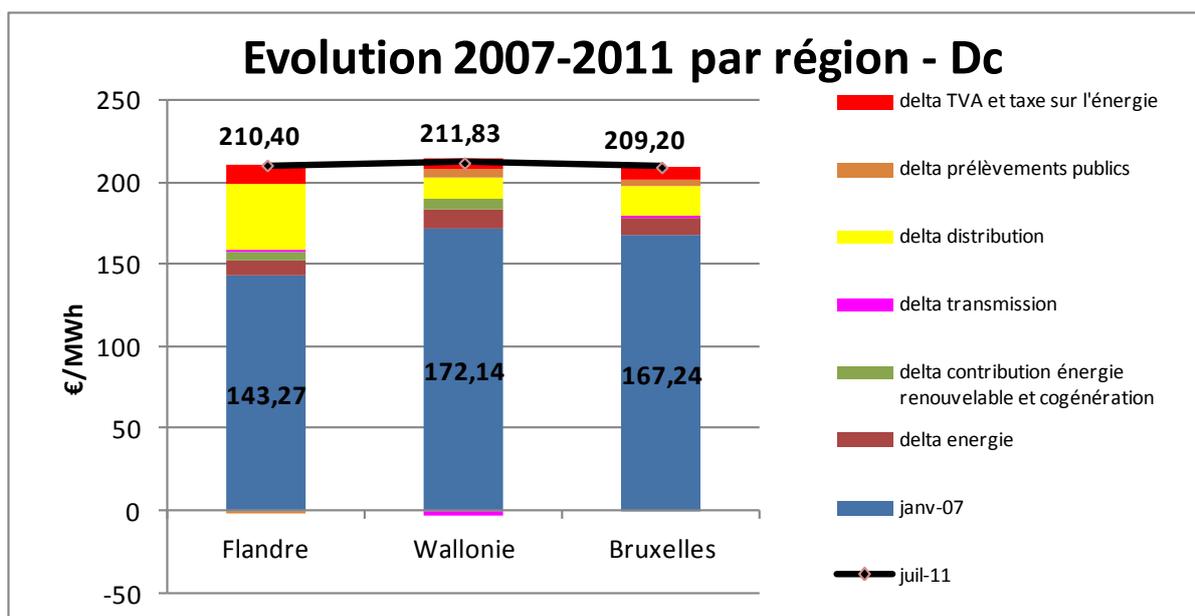
V. EVOLUTION 2007-2011

V.1 Électricité

V.1.1 Clients résidentiels

113. Le prix final au consommateur (moyenne sur tous les GRD et fournisseurs) a augmenté de 34,43%.

114. 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 région⁶³. 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 juillet 2011.



115. Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de € 67,12/MWh en Flandre, de € 39,68/MWh en Wallonie et de € 41,96/MWh à Bruxelles. Cette augmentation s'explique par le tarif du fournisseur, le tarif de réseau de distribution et la TVA sur ces tarifs.

⁶³ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des GRD Gaselwest, Imewo et Inter-Energa 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.

Évolution du tarif du fournisseur

116. Le tarif du fournisseur a augmenté en moyenne de € 9,17/MWh en Flandre et de € 10,99/MWh à Bruxelles et en Wallonie. 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 augmentation du prix du fournisseur est en grande partie due à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie (voir numéro 21-25).

Évolution du contribution énergie renouvelable et cogénération

117. Le 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. Le contribution a ainsi augmenté en moyenne de € 5,33/MWh en Flandre, de € 6,15/MWh en Wallonie et de € 0,48/MWh à Bruxelles.

Évolution du tarif de gestionnaire de distribution

118. Le tarif de réseau de distribution a augmenté de € 40,00/MWh en Flandre. €12,90/MWh résultent des suites données par la CREG aux arrêts de la Cour d'appel, de l'introduction des tarifs pluriannuels (voir numéro 41) et des reports des déficits des exercices d'exploitation antérieurs.

€ 27,10/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 et 2010, 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.

119. En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de € 13,70/MWh. Cela s'explique partiellement (30,06%) 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.

120. À Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté de € 17,89/MWh. 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 également un rôle.

Évolution des prélèvements publics

121. Par rapport à 2007, les prélèvements publics ont baissé de € 0,11/MWh en Flandre, notamment à la suite de la disparition du prélèvement Elia (-€ 4,91/MWh) en 2009. La cotisation fédérale a augmenté de € 3,62/MWh et de nouvelles surcharges se sont ajoutées, telles que la « surcharge certificats verts », la « surcharge pour le financement de mesures de soutien pour l'énergie renouvelable en Flandre » et le « financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore » (+€ 1,15/MWh).

122. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de € 5,02/MWh. Cela est dû à la hausse de la cotisation fédérale (+€ 3,83/MWh) et à de nouvelles surcharges telles que la « surcharge certificats verts » et le « financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore » (+€ 1,03/MWh).

123. À Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de € 4,46/MWh. Cela est également dû à l'augmentation de la cotisation fédérale (+€ 3,37/MWh) et aux nouvelles surcharges « surcharge certificats verts » et « financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore » (+€ 0,27/MWh). Par ailleurs, la surcharge pour le financement des OSP s'est accrue de € 0,31/MWh.

Évolution de la TVA

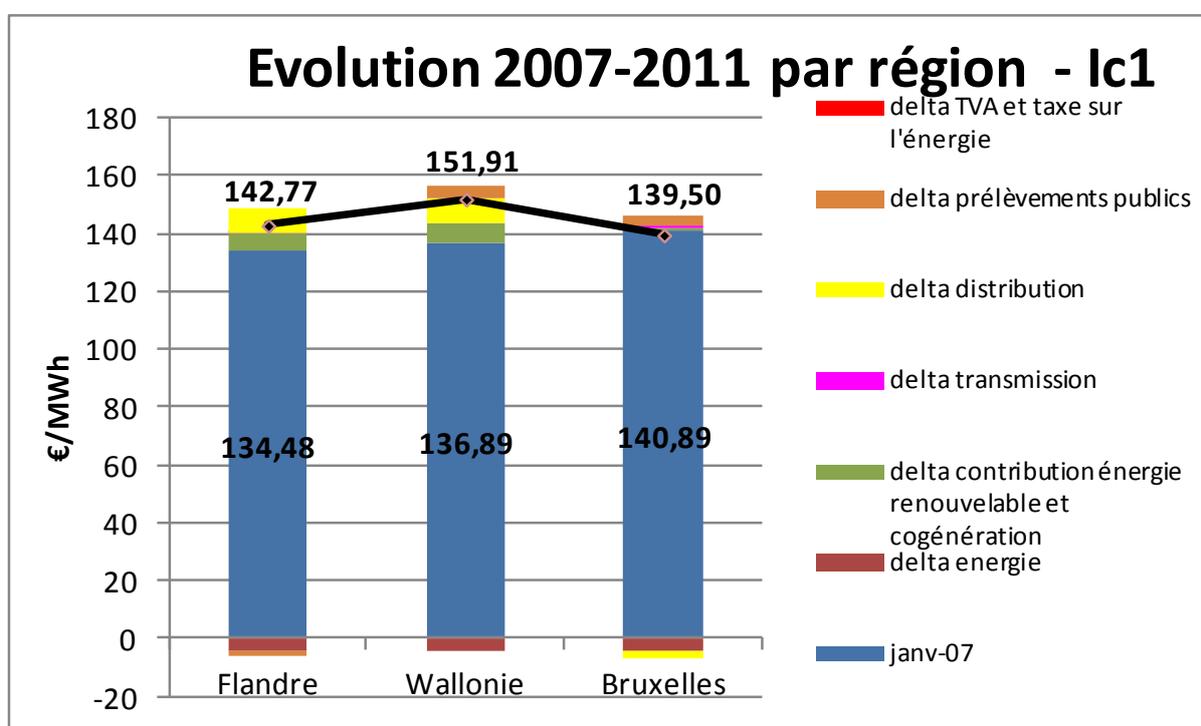
124. Vu l'augmentation des autres composantes⁶⁴, la TVA augmente également de € 11,73/MWh en Flandre, de € 6,89/MWh en Wallonie et de € 7,28/MWh à Bruxelles.

⁶⁴ Seule la redevance de raccordement wallonne n'est pas soumise à la TVA.

V.1.2 Clients professionnels en moyenne tension

125. Le prix final au consommateur (moyenne de tous les GRD et fournisseurs) a augmenté de 6,54%.

126. 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 région⁶⁵. 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 juillet 2011.



127. Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de € 8,29/MWh en Flandre et de € 15,03/MWh en Wallonie. À Bruxelles, le prix a baissé de € 1,39/MWh. Ces évolutions s'expliquent par le tarif du fournisseur, le tarif de réseau de distribution, le contribution énergie renouvelable et cogénération et la TVA sur ces tarifs.

⁶⁵ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des GRD Gaselwest, Imewo et Inter-Energa tous fournisseurs confondus. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne de 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

Évolution du tarif du fournisseur

128. Le tarif du fournisseur a baissé en moyenne de € 4,80/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 26-32.

Évolution u contribution énergie renouvelable et cogénération

129. Le contribution énergie renouvelable et cogénération a augmenté à la suite de l'accroissement des quotas imposés, tout comme pour les clients résidentiels. Le contribution ainsi augmenté en moyenne de € 5,57/MWh en Flandre, de € 6,42/MWh en Wallonie et de € 0,54% à Bruxelles.

Évolution du tarif de réseau de distribution

130. Le tarif de réseau de distribution a augmenté de € 8,44/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 impliquant le versement d'une redevance équitable plus élevée joue également un rôle.

131. En Wallonie, le tarif de gestionnaire de réseau de distribution a augmenté en moyenne de € 9,17/MWh pour les mêmes raisons qu'en Flandre.

132. À Bruxelles, le tarif de gestionnaire de réseau de distribution a baissé de € 1,84/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.

Évolution des prélèvements publics

133. Par rapport à 2007, les prélèvements publics ont baissé de € 1,03/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.

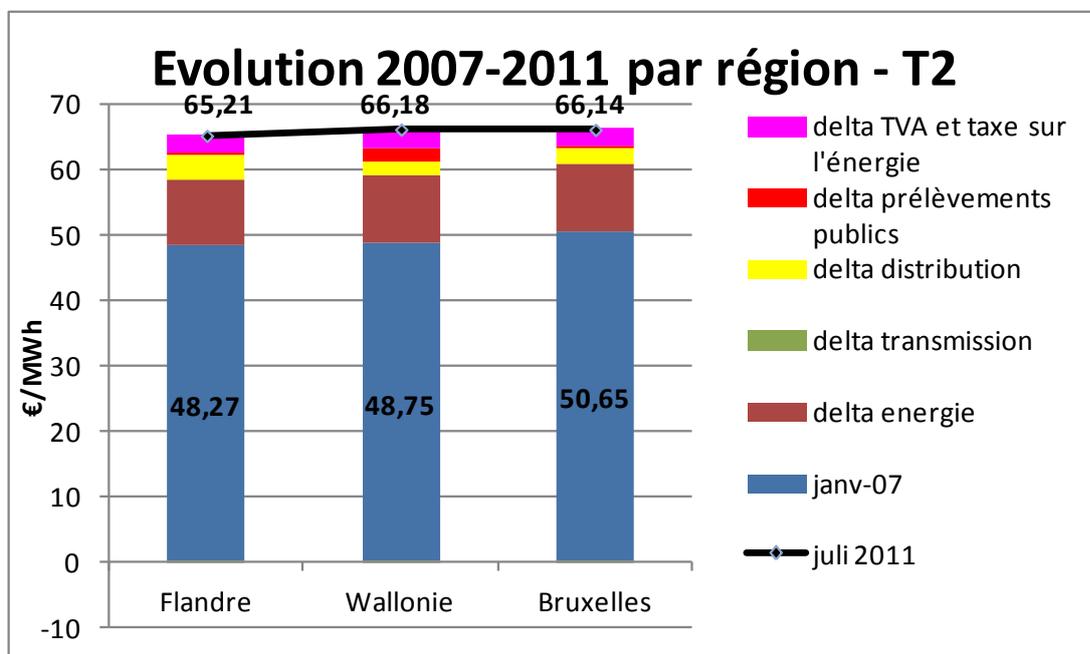
134. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de € 4,23/MWh et, à Bruxelles, de € 3,85/MWh. Cela est dû à la hausse de la cotisation fédérale et à de nouvelles surcharges telles que la « surcharge certificat vert » et le « financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore ».

V.2 Gaz naturel

V.2.1 Clients résidentiels

135. Le prix final au consommateur (moyenne de tous les GRD) a augmenté en moyenne de 34,48%⁶⁶ pour un client T2.

136. 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 région⁶⁷. 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 juillet 2011.



⁶⁶ L'augmentation par fournisseur est commentée au numéro 69.

⁶⁷ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des GRD Gaselwest, Imewo et Inter-Energa 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.

137. Le prix final au consommateur a augmenté en moyenne de € 16,94/MWh en Flandre, de € 17,42/MWh en Wallonie et de € 15,49/MWh à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent par le tarif du fournisseur, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la TVA sur ces tarifs.

Évolution du tarif du fournisseur

138. Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de € 10,31/MWh en juillet 2011 par rapport à janvier 2007. L'évolution dépend toutefois du fournisseur, comme nous l'avons expliqué aux numéros 77-82. L'évolution des paramètres d'indexation est à l'origine de cette hausse.

Évolution du tarif de réseau de distribution

139. Le tarif de réseau de distribution a augmenté de € 3,55/MWh en Flandre. Cela est dû aux reports des déficits des exercices précédents et à l'introduction des tarifs pluriannuels, dans le cadre desquels le versement d'une redevance équitable plus élevée joue également un rôle.

140. En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de € 2,14/MWh pour les mêmes raisons qu'en Flandre. En outre, les obligations de service public ont fortement augmenté (voir Figure 14.3. et numéro 98).

141. À Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté de € 2,34/MWh.

Évolution des prélèvements publics

142. Les prélèvements publics ont augmenté en Flandre de € 0,35/MWh. Cette hausse est principalement due à l'augmentation de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés (+ € 0,30/MWh).

143. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de € 2,18/MWh. Cette hausse est due, outre à l'évolution de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés (+€ 0,30/MWh), à une nouvelle surcharge en Wallonie. La taxe de voirie est également appliqué depuis 2011 pour le gaz (+€ 1,90/MWh).

144. À Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de € 0,40/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.

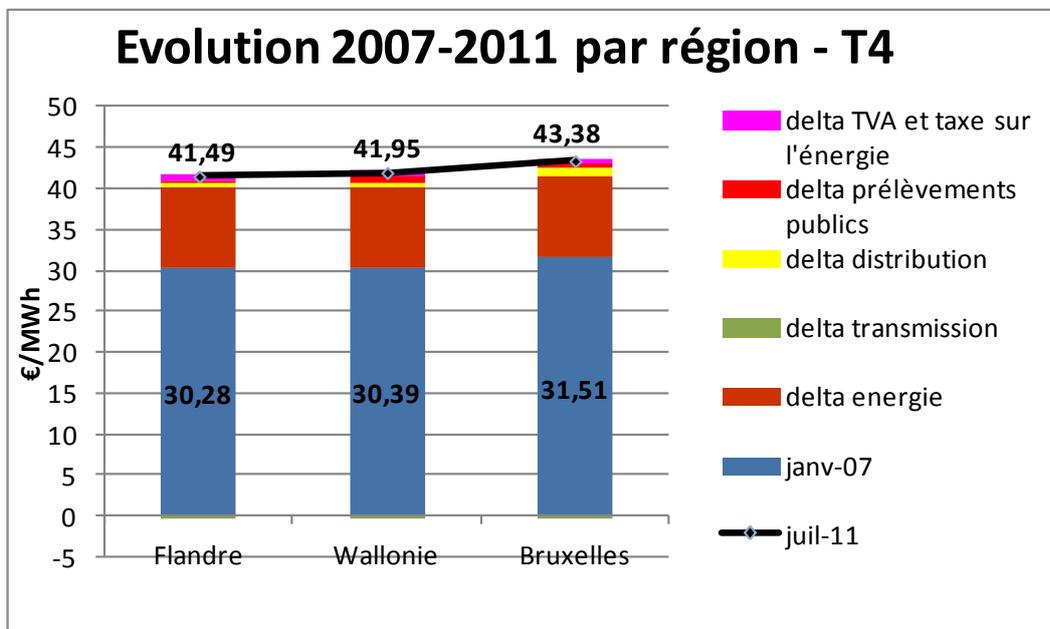
Évolution de la TVA

145. En raison de l'augmentation des autres composantes⁶⁸, la TVA augmente également de € 2,93/MWh en Flandre, de € 2,99/MWh en Wallonie et de € 2,64/MWh à Bruxelles.

V.2.2 Clients industriels

146. Le prix final au consommateur (moyenne de tous les GRD) a augmenté en moyenne de 37,45% pour un client T4.

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 région⁶⁹. 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 juillet 2011.



⁶⁸ Seules la redevance de raccordement wallonne et la surcharge clients protégés ne sont pas soumises à la TVA.

⁶⁹ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des GRD Gaselwest, Imewo et Inter-Energa 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.

147. Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de € 11,21/MWh en Flandre, de € 11,56/MWh en Wallonie et de € 11,88/MWh à Bruxelles.

148. Le tarif du fournisseur (€ 9,85/MWh) suit la même évolution que pour un client T2. La hausse du tarif de réseau de distribution (+€ 0,64/MWh en Flandre, +€ 0,39/MWh en Wallonie et +€ 1,18/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. En outre, les prélèvements publics ont augmenté moins fortement en Wallonie (+€ 0,28/MWh en Flandre, +€ 0,88/MWh en Wallonie et +€ 0,41/MWh à Bruxelles) que pour un client T2 en raison du fait que le nouveau taxe de voirie est dégressif.

L'évolution de la cotisation énergie (+€ 0,63/MWh) s'explique par le fait que, depuis 2010, un client T4 paie la même cotisation énergie qu'un client T2⁷⁰.

⁷⁰ Ce point est également commenté dans l'annexe B.

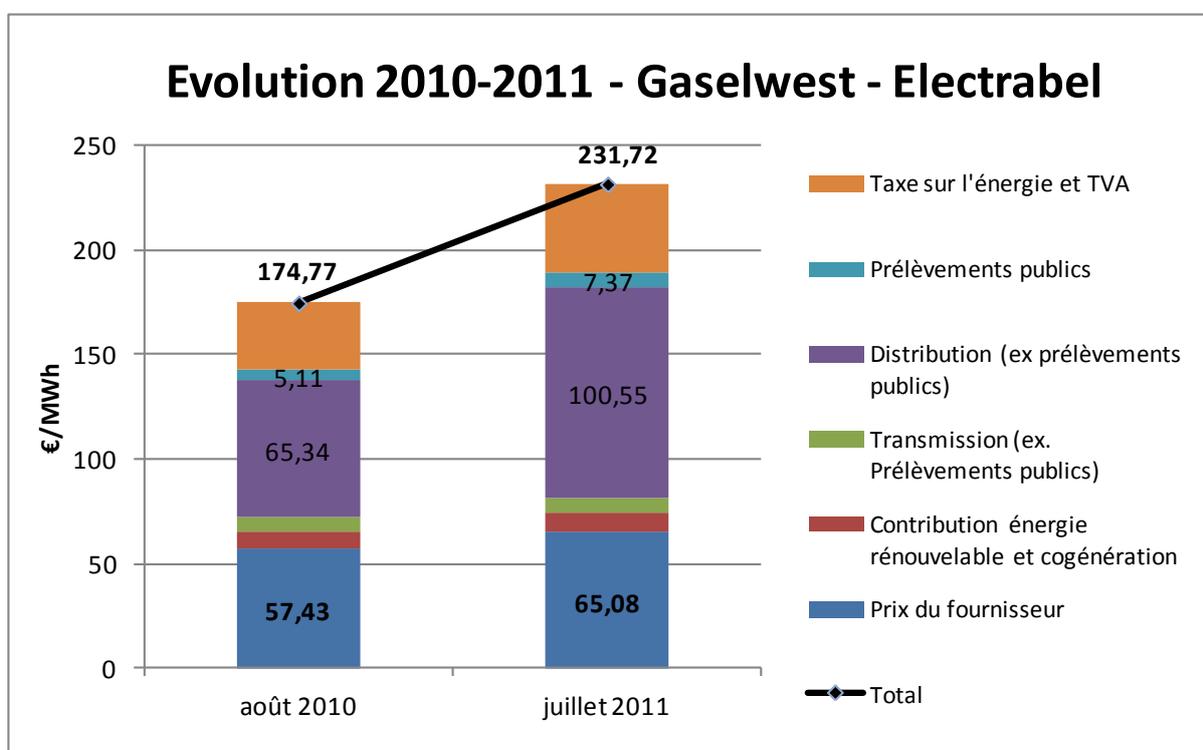
VI. EVOLUTION DES 12 DERNIERS MOIS

149. Nous résumons brièvement ci-après les principales évolutions pour les clients résidentiels au cours des 12 derniers mois. Ces évolutions se basent sur 2 exemples :

- un client Dc qui est approvisionné par Electrabel dans le territoire du réseau de distribution de Gaselwest pour l'électricité ;
- un client T2 qui est approvisionné par Lampiris dans le territoire du réseau de distribution d'IGH pour le gaz naturel.

VI.1 Électricité

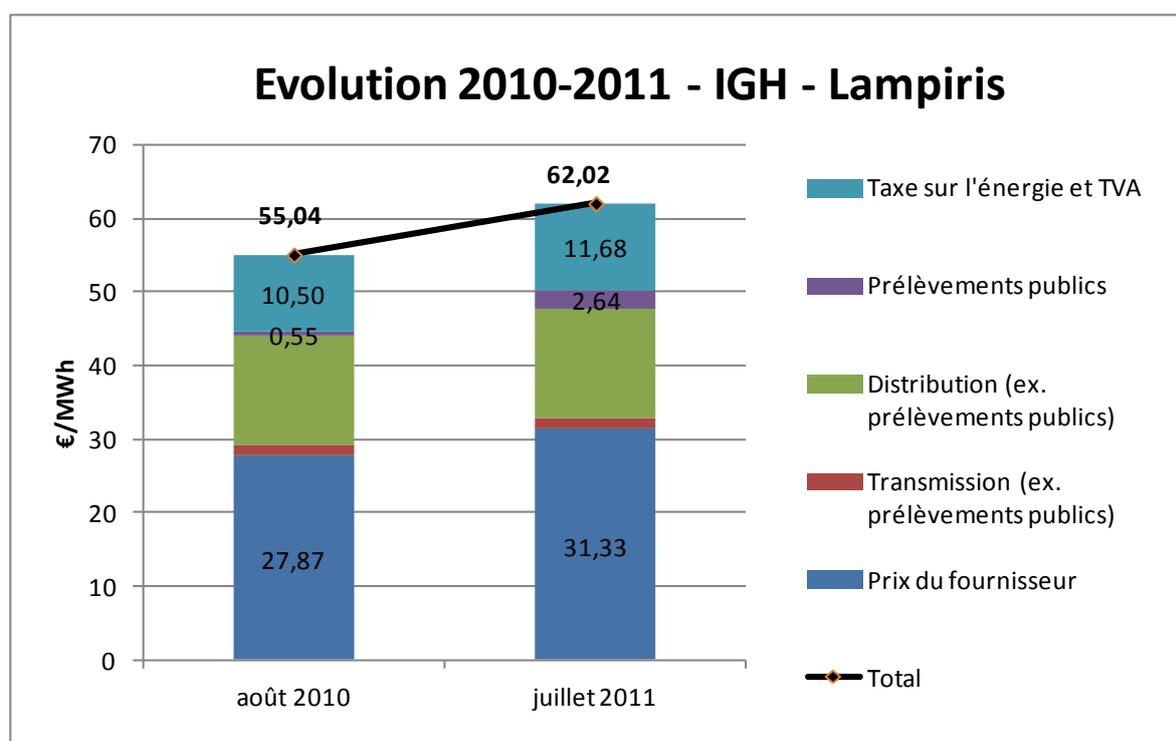
150. Sur 12 mois, le prix facturé final au consommateur a augmenté de 33% ou €56,95/MWh pour un client domestique dans le domaine du réseau de distribution de Gaselwest.



151. La principale raison de cette augmentation est l'évolution du tarif de réseau de distribution de €35,21/MWh. Cette hausse est due à l'augmentation des coûts de l'obligation d'achat de certificats verts et des primes URE (voir numéro 49). En outre, le prix du fournisseur a augmenté de € 7,65/MWh à la suite de la forte hausse de l'indice Nc. Enfin, l'augmentation des prélèvements publics (+€ 2,26/MWh à la suite de la cotisation fédérale) et du contribution « énergie renouvelable et cogénération » (+€ 1,95/MWh à la suite des obligations de quotas plus élevés) contribuent à l'évolution du prix facturé à l'utilisateur final.

VI.2 Gaz naturel

152. Sur 12 mois, le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté de 13% ou €6,98/MWh pour un client domestique dans le territoire du réseau de distribution d'IGH.



Le tarif du fournisseur (+€ 3,46/MWh en raison de la hausse de l'indice TTF) et les prélèvements publics (+€ 2,08/MWh à la suite du nouveau prélèvement pour le gaz naturel en Wallonie) expliquent 80% de cette évolution. La hausse de la TVA explique le delta restant.

VII. CONCLUSION

VII.1 Électricité

153. Janvier 2007 a été pris comme base de comparaison au fil de cette étude. Ce point de référence a été choisi car le marché belge n'a été libéralisé qu'en 2007 et que de nouveaux acteurs, tels que Lampiris, Essent et Nuon ont alors pu proposer leurs produits tant en Flandre qu'en Wallonie.

154. Par rapport à 2007, le prix final au consommateur a augmenté en moyenne de 34,43% pour un client domestique (Dc). Pour les clients professionnels, la hausse est moindre : 27,37% pour un client en basse tension et 6,54% 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.

155. En valeurs absolues, le prix final au consommateur a augmenté en moyenne de €234,92/an⁷¹ en Flandre, de € 138,88/an⁷² en Wallonie et de € 146,86/an⁷³ à Bruxelles pour un client domestique (client type Dc). Les principaux moteurs sont le prix du fournisseur et le tarif de réseau de distribution (voir numéros 113-124) ;

- Le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de⁷⁴ € 140,00/an en Flandre, de € 47,95/an en Wallonie et de € 62,62/an 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 tarif du fournisseur a augmenté en moyenne de⁷⁵ € 32,10/an en Flandre et de € 38,47/an à Bruxelles et en Wallonie. 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 hausse du prix

⁷¹ Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de € 67,12/MWh en Flandre (voir numéro 115). Sur une base annuelle, cela représente une hausse de € 234,92 étant donné qu'un client Dc a une consommation annuelle de 3.500 kWh.

⁷² Voir numéro 115 : la hausse moyenne est de € 39,68/MWh.

⁷³ Voir numéro 115 : la hausse moyenne est de € 41,96/MWh.

⁷⁴ Les chiffres du numéro 118 sont formulés ici sur une base annuelle.

⁷⁵ Les chiffres du numéro 116 sont formulés ici sur une base annuelle.

du fournisseur est due à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie ;

- Les prélèvements publics subissent également une importante évolution. 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 ;
- Le contribution énergie renouvelable et cogénération a fortement augmenté à la suite de la hausse du quota.

156. Le prix final au consommateur pour un client en moyenne tension a en moyenne augmenté de⁷⁶ € 1.326,40/an en Flandre et de € 2.404,80/an en Wallonie. À Bruxelles, le prix a baissé de € 222,40/an. Cela s'explique par les mêmes causes que pour les clients résidentiels. Le tarif du fournisseur a cependant baissé en moyenne de € 768,00/an⁷⁷. Cela est dû à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs qui sont très différents de ceux des clients en basse tension (numéros 27-33).

VII.2 Gaz naturel

157. Le prix final au consommateur a augmenté en moyenne de 34,48% pour un client domestique (T2) et de 37,45% pour une PME (T4).

158. En valeurs absolues, le prix final au consommateur a augmenté⁷⁸ de € 394,02/an en Flandre, de € 405,19/an en Wallonie et de € 360,30/an à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent par le tarif du fournisseur, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la TVA sur ces tarifs.

- Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de € 239,81/an en juillet 2011 par rapport à janvier 2007. L'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette hausse (numéros 79-85);

⁷⁶ Les chiffres du numéro 127 sont formulés ici sur une base annuelle.

⁷⁷ Les chiffres du numéro 128 sont formulés ici sur une base annuelle.

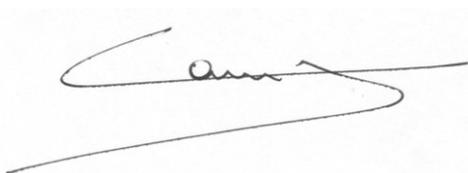
⁷⁸ Les chiffres du numéro 137-144 sont formulés ici sur une base annuelle.

- Le tarif de réseau de distribution a augmenté de € 82,57/an en Flandre, de € 49,77/an en Wallonie et de € 54,43/an à Bruxelles. Cela est dû aux report des déficits des années écoulées, à la hausse des obligations publiques et à l'introduction des tarifs pluriannuels, impliquant le versement d'une redevance équitable plus élevée ;
- Les prélèvements publics ont augmenté en Flandre de € 8,14/an, de €50,71/an en Wallonie et de € 9,30/an à Bruxelles. Cette hausse est principalement due à l'augmentation de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés (+€ 6,98/an) et à un nouveau prélèvement en Wallonie (règlement de rétribution) à partir de 2011.

159. Le prix facturé à l'utilisateur final pour une PME a augmenté en moyenne de⁷⁹ €25.783/an en Flandre, de € 26.588/an en Wallonie et de € 27.324/an à Bruxelles.

Le tarif du fournisseur (€ 22.663,45/an) suit la même évolution que pour un client domestique. L'augmentation du tarif de réseau de distribution (+€ 1.479,68/an en Flandre, +€ 895,85/an en Wallonie et +€ 2.712,31/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.

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



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Président du Comité de direction

⁷⁹ Les chiffres du numéro 147-148 sont formulés ici sur une base annuelle.

VIII. ANNEXE A

Les paragraphes suivants donnent une explication méthodologique de la définition et du calcul des différentes composantes pour l'électricité.

Comme mentionné au numéro 5, le prix facturés à l'utilisateur final comprend 6 composantes.

VIII.1 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, 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 client	Dc	Ic	Ic1
Electrabel	Electrabel Energyplus	Electrabel expert laagspanning/ Electrabel Direct	Electrabel expert middenspanning/ Electrabel Direct
Luminus	Luminus Actief	Luminus Optimum Pro laagspanning	Luminus Optimum Pro middenspanning
Nuon	Nuon Comfort/Comfort 3 jaar	Nuon laagspanning	Nuon middenspanning
Lampiris	Lampiris elektriciteit	même tarif que Dc	même tarif que Dc
Essent	Essent variabel/Essent groen variabel	Essent vast/ Essent groen vast	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 Lampiris, nous reprenons le même tarif pour tous les clients type.
- Pour Essent, nous appliquons le tarif du client Ic à un client type Ic1.
- Le tarif Nuon Comfort de mai 2007 a également été appliqué à la période de janvier-avril 2007.
- À partir de janvier 2010, Nuon Comfort 3 ans devient le tarif de référence au lieu de Nuon Comfort.
- À partir de 2011, Electrabel n'offre plus le tarif « Expert ». Celui-ci est remplacé par le tarif « Direct », qui est le même tant pour le client type Ic que Ic1.

VIII.2 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. À partir de 2010, Electrabel impute un pourcentage plus élevé d'amende pour les clients professionnels que pour les clients résidentiels⁸⁰.
- Pour les autres fournisseurs, nous reprenons les mêmes contributions pour les clients résidentiels et professionnels.

VIII.3 Transport (hors prélèvements publics)

Les tarifs de 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).

⁸⁰ 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.

La composante du réseau de transport comprend les sous-composantes suivantes :

- Transport – services auxiliaires. Cette sous-composante couvre les services auxiliaires d'Elia System Operator :
 - réglage primaire de la fréquence, réglage de l'équilibre secondaire et black-start (y compris la compensation des pertes sur le réseau de transport) ;
 - réglage de la tension et de la puissance réactive ;
 - gestion des congestions

- Transport – excédent/déficit reporté. Il s'agit de la différence entre⁸¹ :
 - les tarifs du réseau de transport ;
 - les tarifs du réseau de transport estimés en annulant les excédents/déficits des exercices précédents (résultant des décisions bonus/malus prises par la CREG).

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

VIII.4 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 voirie⁸² et la taxe de voirie⁸³ 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.

⁸¹ L'excédent/déficit reporté est dès lors isolé pendant l'exercice d'exploitation où il est facturé sur les tarifs (en principe deux ans après l'exercice d'exploitation où il est apparu).

⁸² Ceci est d'application en Région wallonne.

⁸³ Ceci est d'application dans la Région de Bruxelles-Capitale.

Le tarif de 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/déficit⁸⁴ 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 ».

⁸⁴ L'excédent/déficit reporté est dès lors isolé pendant l'exercice d'exploitation où il est imputé sur les tarifs (en principe, deux ans après l'exercice d'exploitation où il est apparu).

VIII.5 Prélèvements publics

Ce poste comporte les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires.

Ceux-ci sont, 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 :

- la cotisation fédérale
- le financement des mesures destinées à promouvoir l'URE
- le financement du raccordement des parcs éoliens offshore
- l'utilisation du domaine public (uniquement en Flandre)
- l'intervention dans le raccordement de la production d'énergie renouvelable
- la surcharge certificats verts

Par le biais du tarif de réseau de distribution :

- la redevance de voirie
- la taxe Elia (pour tous les GRD flamands jusqu'en 2008 inclus)

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

VIII.6 Taxe sur l'énergie et TVA

Pour les clients résidentiels, la TVA de 21 % a été appliquée à toutes les composantes, sauf à la redevance de raccordement en région wallonne, dont les montants ne sont pas soumis à la TVA. 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 :

- c€ 0,19088/kWh pour la BT depuis août 2003 (c€ 0,1634/kWh en juillet 2003)
- c€ 0,00/kWh pour la haute tension (fixé comme étant > 1 kV).

IX. ANNEXE B

Les paragraphes suivants donnent une explication méthodologique de la définition et du calcul des différentes composantes pour le gaz naturel.

Comme mentionné au numéro 9, le prix final au consommateur comprend 5 composantes.

IX.1 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, 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 client	T2	T4
Electrabel	Electrabel Energy Plus (GAS 30)	Electrabel Expert (ECS 4000)/ Electrabel Direct
Luminus	Luminus Actief	Luminus Optimum
Nuon	Nuon aardgas	Nuon aardgas
Lampiris	Lampiris Gasprijs	Lampiris Gasprijs
Essent	Essent aardgas variabel (Essent 30)/ Essent Eco	Essent aardgas variabel (Essent 400) / Essent Eco

Les suppositions suivantes ont été reprises dans l'étude :

- Electrabel et Nuon 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.
- Le tarif Nuon de mai 2007 a également été appliqué pour la période de janvier-avril 2007.
- À partir d'octobre 2010, Essent Eco est le tarif de référence au lieu de Essent Gaz naturel Variable.
- À partir de 2011, Electrabel ne propose plus le tarif « Expert ». Celui-ci est remplacé par le tarif « Direct ».

IX.2 Transport

Dans les fiches tarifaires des fournisseurs, les tarifs de réseau de transport de gaz sont repris dans le prix de l'énergie. Ils sont exprimés en c€/kWh. Les tarifs du réseau de transport approuvés par la CREG sont cependant exprimés en €/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 de 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

IX.3 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 de 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 ».

IX.4 Prélèvements publics

Ce poste comprend les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires.

€/MWh	2004	01/2005 - 04/2005	05/2005 - 04/2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Cotisation fédérale	0,12	0,12	0,11	0,13	0,11	0,12	0,15	0,15	0,15
Surcharge clients protégés	0,04	0,05	0,05	0,09	0,09	0,16	0,24	0,18	0,35
Redevance de raccordement (uniquement en Wallonie)	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
L'impôt des personnes morales	différent par GRD								
Les autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux									

IX.5 Taxe sur l'énergie et TVA

La TVA de 21% a été appliquée à toutes les composantes, hormis 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/MWh pour les clients T1 à T3 ;
- € 0,3640/MWh pour la période 2007-2009 et ensuite, € 0,9889/MWh⁸⁵ pour les clients T4.

⁸⁵ Depuis la Loi-programme du 31/12/2009, il existe 3 tarifs pour la cotisation énergie :

- € 0,00/MWh pour les entreprises grandes consommatrices d'énergie avec permis environnemental
- € 0,0942/MWh pour les entreprises avec permis environnemental
- € 0,9889/MWh pour toutes les autres.

La plupart des entreprises font partie de l'option 3. C'est pourquoi nous avons choisi de reprendre ce tarif pour un client type T4.