



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

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL

ETUDE

(F)101021-CDC-1004

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

21 octobre 2010

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	3
I. Hypothèses de calcul	4
I.1. Electricité.....	4
I.2. Gaz naturel	6
II. Calculs clients types en électricité	8
II.1. Prix final à l'utilisateur final, toutes taxes comprises.....	8
II.2. Aperçu des principales composantes	18
II.3. Prix du fournisseur (énergie).....	27
II.4 Tarif du gestionnaire de réseau de transport.....	34
II.5. Tarif du gestionnaire de réseau de distribution	43
II.6. Prélèvements publics.....	54
II. 7. Cotisations énergie renouvelable et de cogénération.....	57
II.8. Taxe sur l'énergie et TVA	60
III. Calculs clients types gaz naturel.....	62
III.1. Prix final à l'utilisateur final, toutes taxes comprises.....	62
III.2. Aperçu des principales composantes.....	68
III.3. Prix du fournisseur.....	73
III.4. Tarif du réseau de transport.....	79
III.5. Tarif du réseau de distribution.....	80
III.6. Prélèvements publics.....	87
III.7. Taxe sur l'énergie et TVA	90
IV. Evolution 2009-2010	92
IV.1 Electricité	92
IV.1.1 Clients résidentiels	92
IV.1.2 Clients professionnels	94
IV.2 Gaz naturel.....	95
IV.2.1 Clients résidentiels	95
IV.1.2 Clients industriels	98
V. Conclusion	99
V.1. Electricité	99
V.2. Gaz Naturel.....	100
ANNEXE A.....	102
ANNEXE B.....	111

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'Energie. L'étude avait pour objet l'examen de l'évolution du prix de l'électricité et du gaz naturel au client final raccordé sur les réseaux de distribution, sur une période de cinq ans (de 2003 à 2008), de manière à établir la contribution des différents composantes à l'évolution des prix.

La CREG a choisi de publier annuellement une mise à jour de cette étude. Ce type d'étude globale des prix au détail (clients résidentiels + petits clients industriels) fait ressortir des informations importantes sur l'évolution des éléments spécifiques composant ces prix du gaz et de l'électricité. Pour la première fois, non seulement l'évolution d'Electrabel et de Luminus fait l'objet d'une discussion, mais aussi celle de Nuon, Essent et Lampiris.

L'étude est structurée de la façon suivante. Le chapitre I^{er} expose brièvement les hypothèses de calcul de l'étude. Les chapitres II et III présentent les calculs des clients types en électricité (chapitre II) et en gaz naturel (chapitre III) et commentent les évolutions des différentes composantes. Le Chapitre IV aborde l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour la période décembre 2009 - août 2010. La conclusion figure au Chapitre V.

La présente étude a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 21 octobre 2010.



I. HYPOTHESES DE CALCUL

I.1. Electricité

1. L'étude se base sur les définitions des **clients types** d'Eurostat.
2. Dans la première étude composantes tarifaires (F)080513-CDC-763, l'évolution est décrite pour 6 clients types (Db, Dc, Dc1, Ib, Ic et Ic1). Etant donné que la présente étude reprend 5 fournisseurs (Electrabel, Luminus, Nuon, Essent et Lampiris) au lieu de 2, le nombre de clients types est limité à 3, comme décrit au paragraphe suivant. Etant donné que les évolutions pour les clients types Db, Dc1 et Ib sont similaires et afin de limiter le nombre de graphiques, ces clients types ne sont plus repris, mais ces données peuvent toujours être mises à disposition.
3. Les clients types électricité sont définis de la manière suivante.
 - 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 heures de nuit et heures de jour de la façon suivante :
 - jusque décembre 2006, l'étude tient compte des critères de répartition de consommation Eurostat dont l'application résulte en une consommation de 2.200 kWh le jour et de 1.300 kWh la nuit ;
 - à partir de janvier 2007, l'étude tient compte de l'extension des heures creuses au week-end faisant passer les consommations à 1.600 kWh le jour et à 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 heures de nuit et heures de jour de la façon suivante :

- jusque décembre 2006, l'étude tient compte de la définition d'Eurostat qui se base sur une consommation de 144.000 kWh le jour et de 16.000 kWh la nuit;
 - à partir de janvier 2007, suite à l'extension des heures creuses au week-end, la consommation se répartit entre 135.000 kWh le jour et 25.000 kWh la nuit.
- lc1 Les clients professionnels, et en particulier le client lc, peuvent être raccordés à un niveau de tension supérieur à la BT. L'étude présente également les principales évolutions des composantes du prix d'un client dont le profil de consommation est identique à celui d'lc mais dont le raccordement est réalisé en moyenne tension (réseau 26-1kV). Ce client type est référencé lc1 dans la suite du texte.

4. Les évolutions du prix final à l'utilisateur sont décrites pour 6 gestionnaires du réseau de distribution :

- Gaselwest
- Imewo
- Inter-Energa
- Tecteo
- IEH
- Sibelga

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)
- cotisations énergie renouvelable et de 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.

I.2. Gaz naturel

Comme c'est le cas pour l'électricité, une explication de la définition et du calcul des différentes composantes pour le gaz naturel figure ci-dessous.

6. Pour le gaz naturel, les clients types 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. Etant donné qu'il n'y a pas de client type Eurostat correspondant, la CREG a repris un client type d'une consommation moyenne de 2.300.000 kWh/an et d'une capacité estimée de 100 m³/h.

Pour limiter le nombre de graphiques, les résultats pour les clients type T1 et T3 n'ont plus été repris. Ces données sont toutefois disponibles.

7. Les évolutions du prix final pour l'utilisateur sont décrites pour 6 gestionnaires du réseau de distribution :

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

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

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

- prix du fournisseur (énergie)
- 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 le gaz naturel figure à l'annexe B.

II. CALCULS CLIENTS TYPES EN ÉLECTRICITÉ

II.1. Prix final au consommateur, toutes taxes comprises

10. Les figures 1.1. à 1.30 présentent les évolutions du prix final au consommateur. Pour permettre la comparaison entre fournisseurs, janvier 2007, le 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.

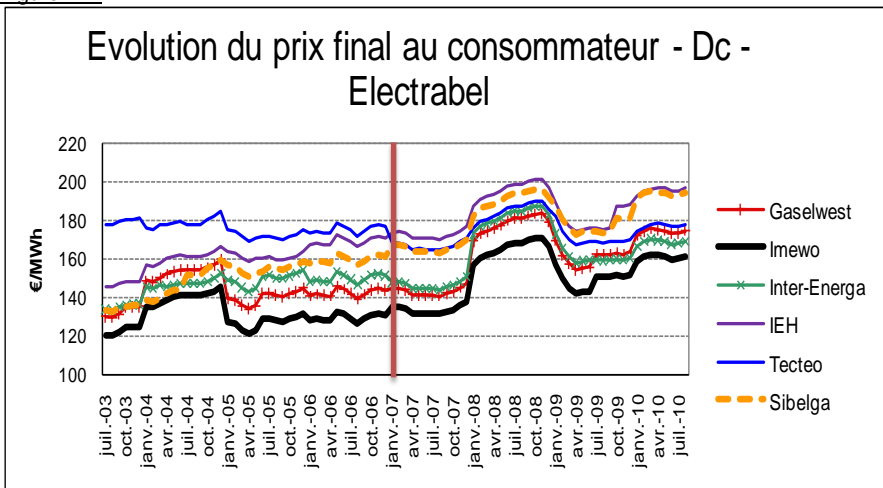


Figure 1.2.

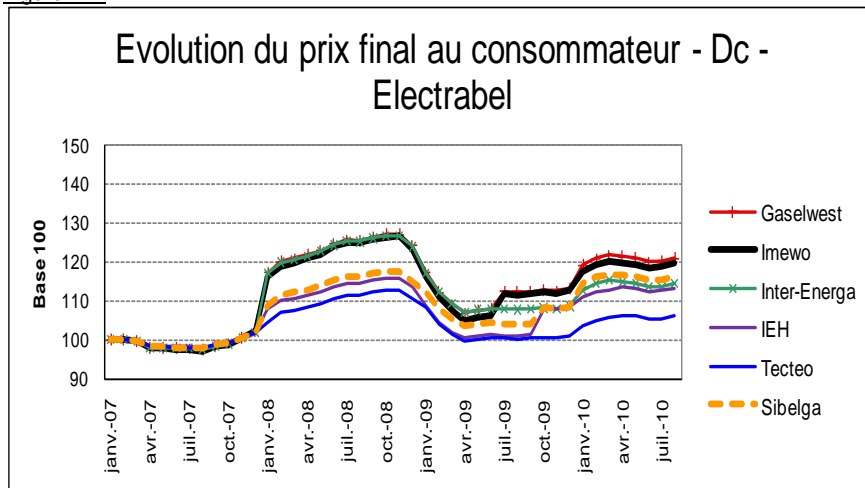


Figure 1.3.

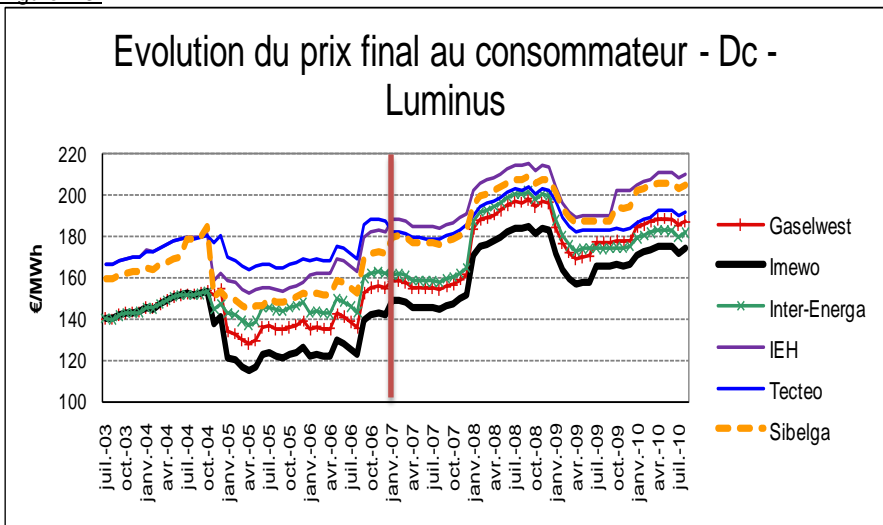


Figure 1.4.

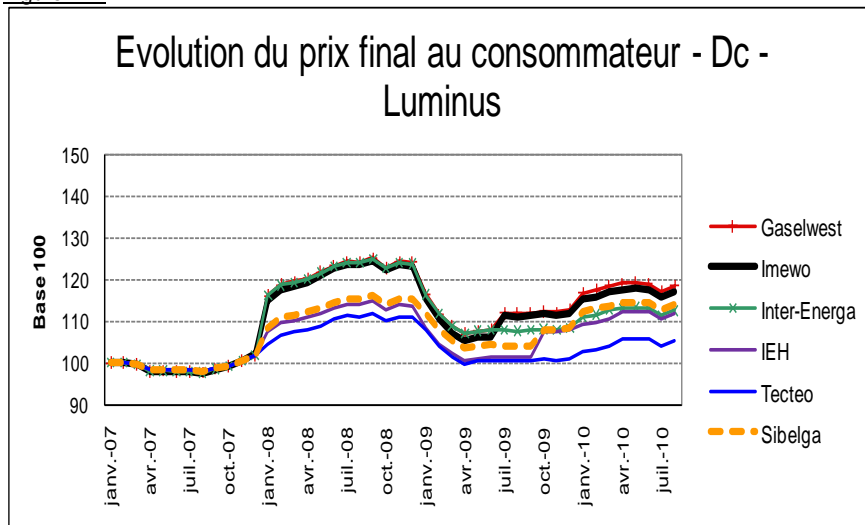


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.5.

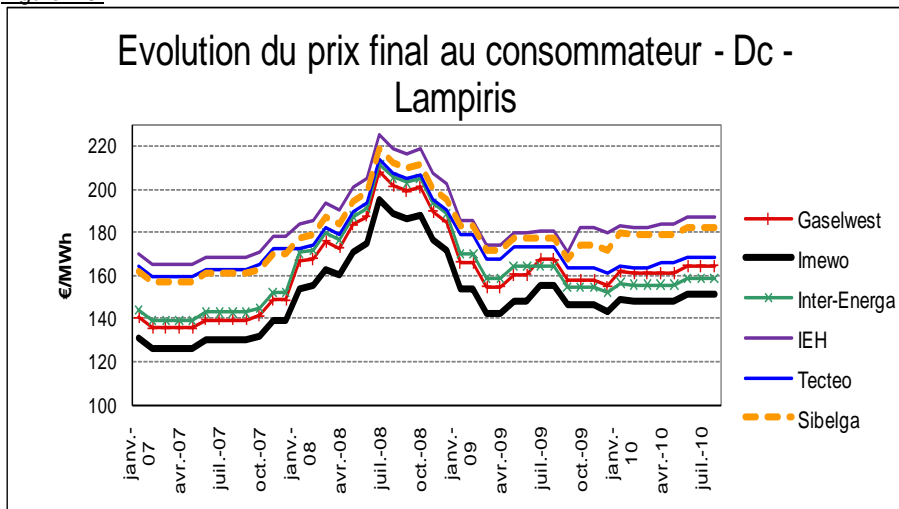


Figure 1.6.

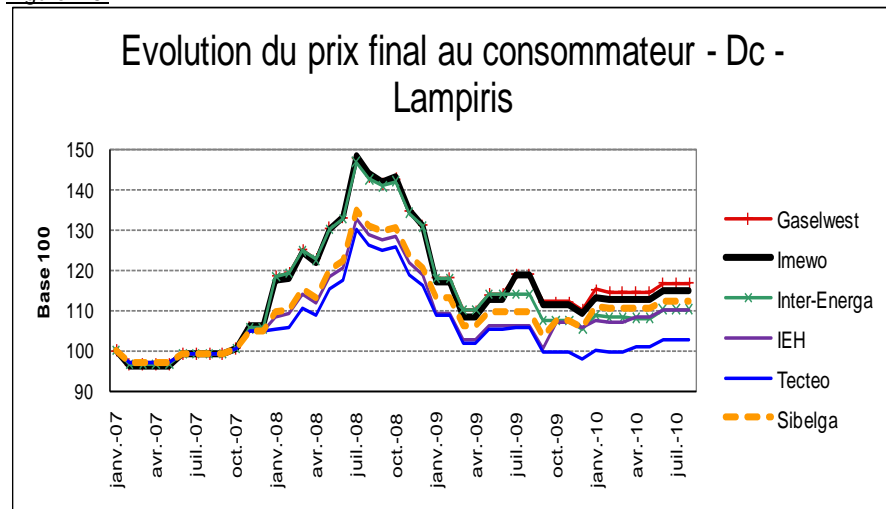


Figure 1.7.

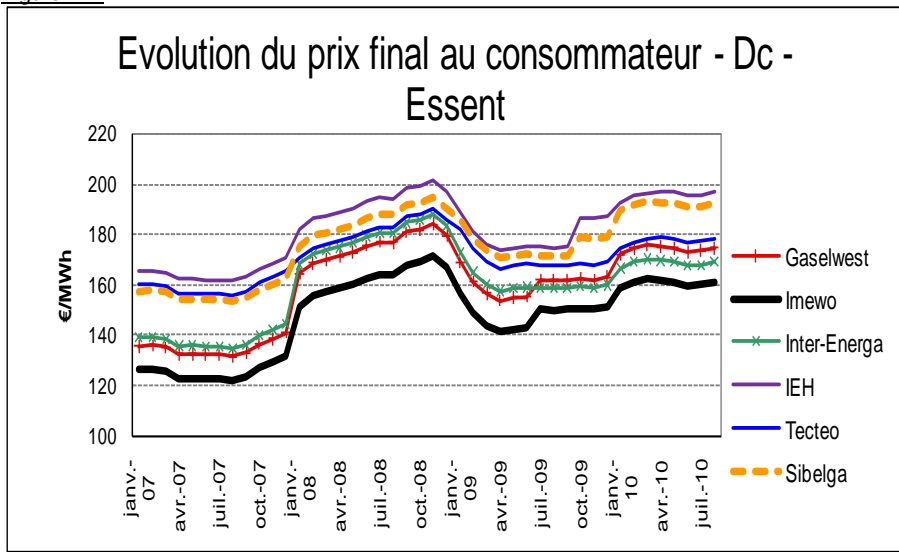


Figure 1.8.

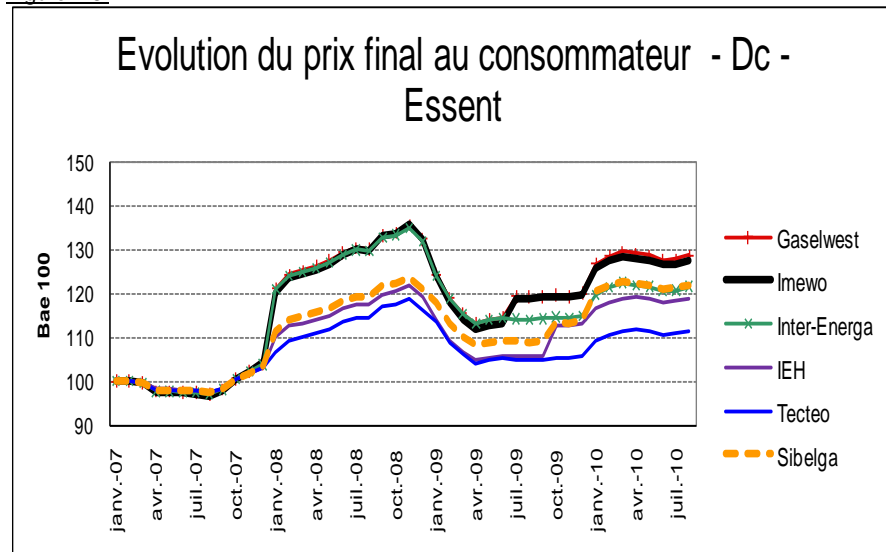


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.9.

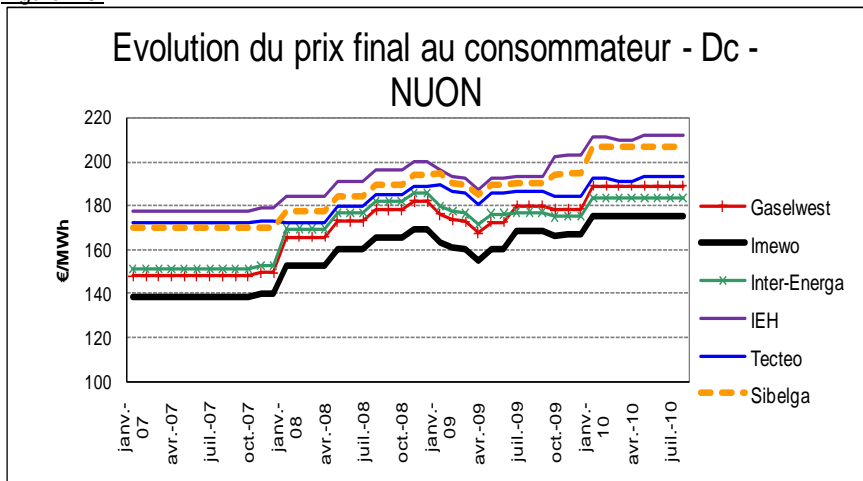


Figure 1.10.

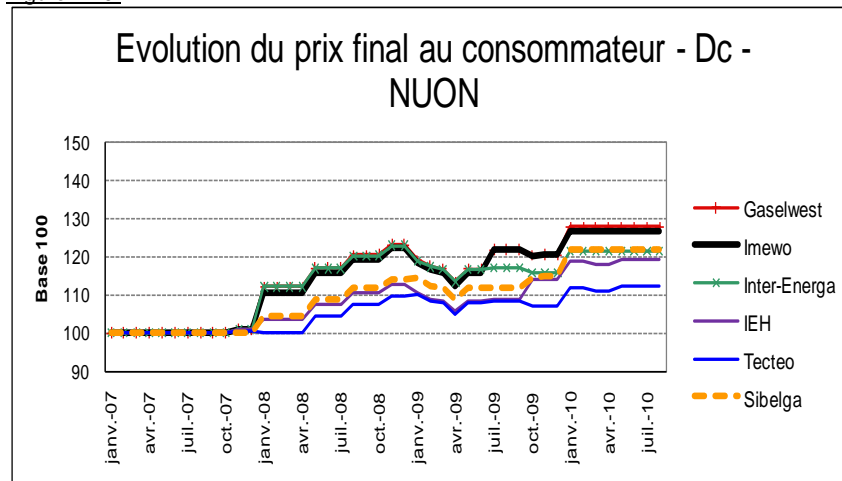


Figure 1.11.

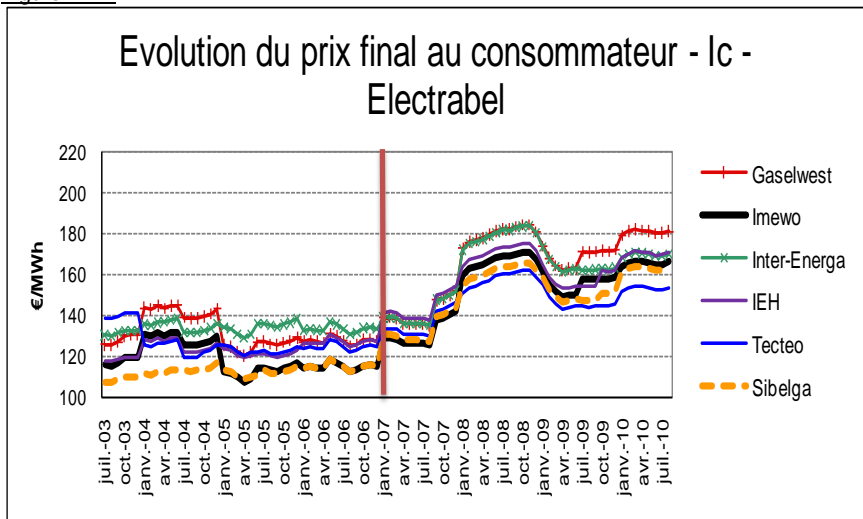


Figure 1.12.

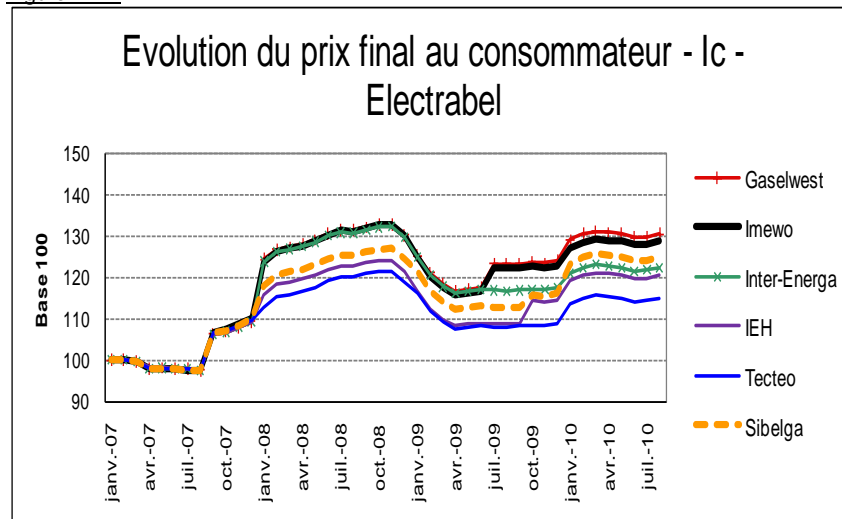


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.13.

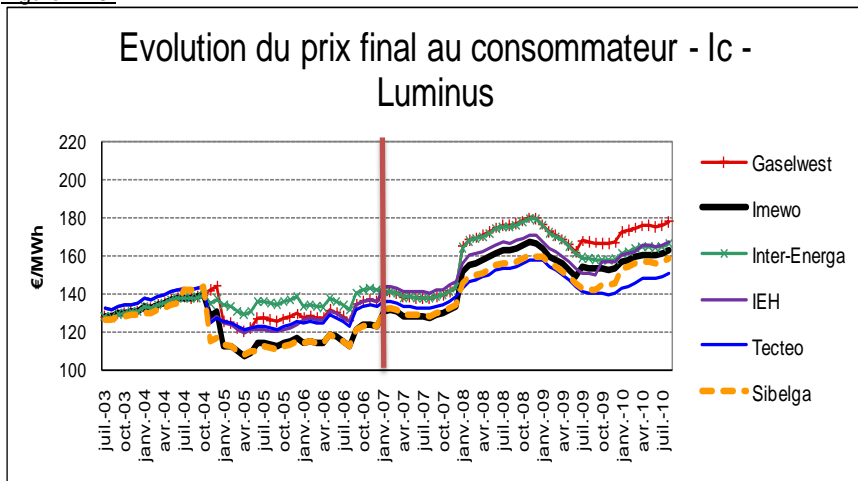


Figure 1.14.

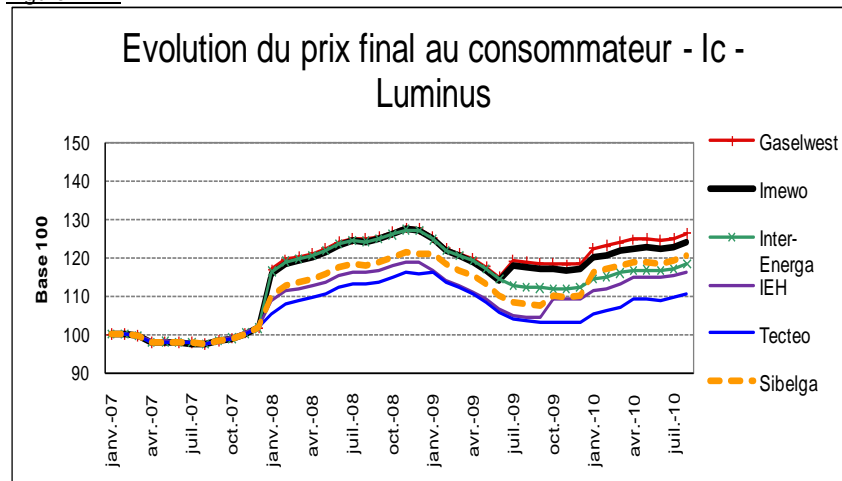


Figure 1.15.

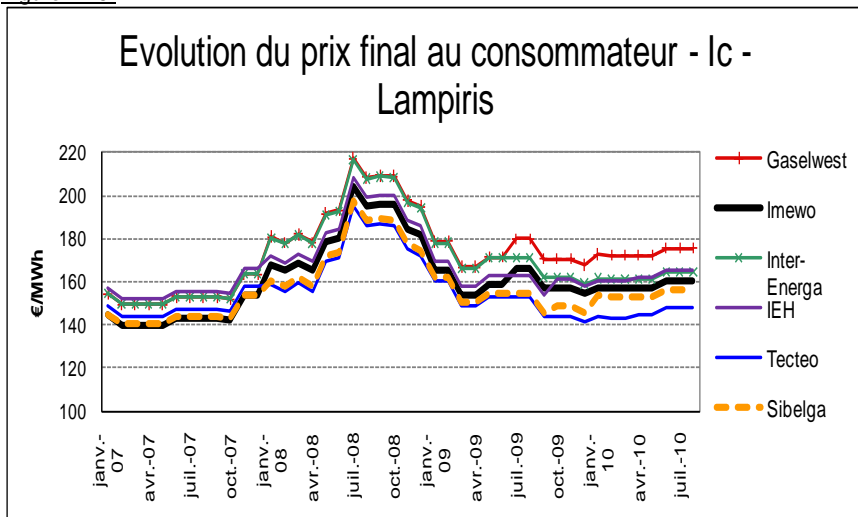


Figure 1.16.

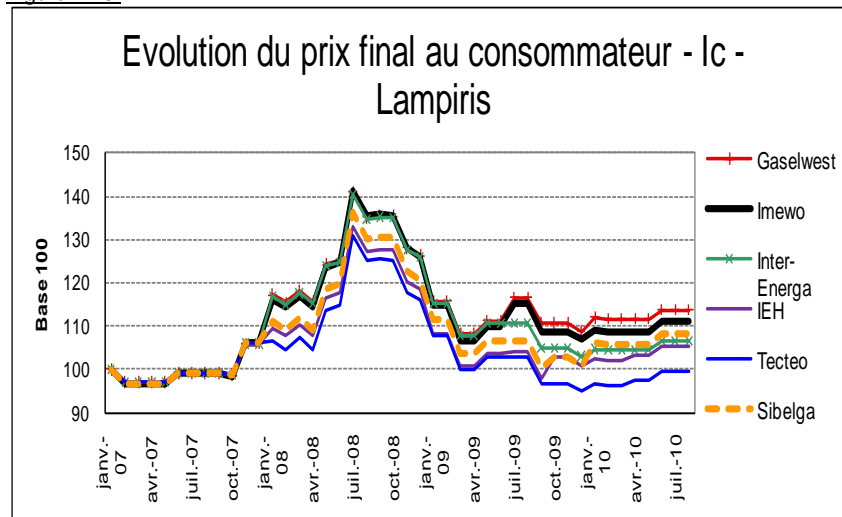


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.17.

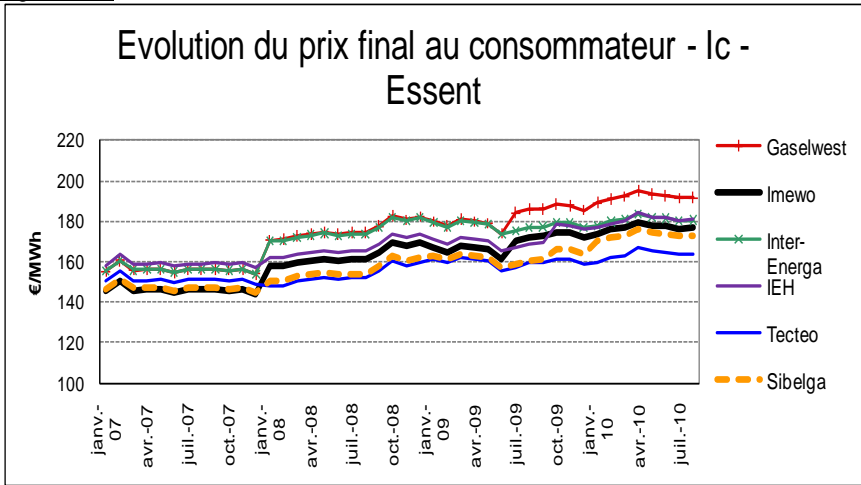


Figure 1.18.

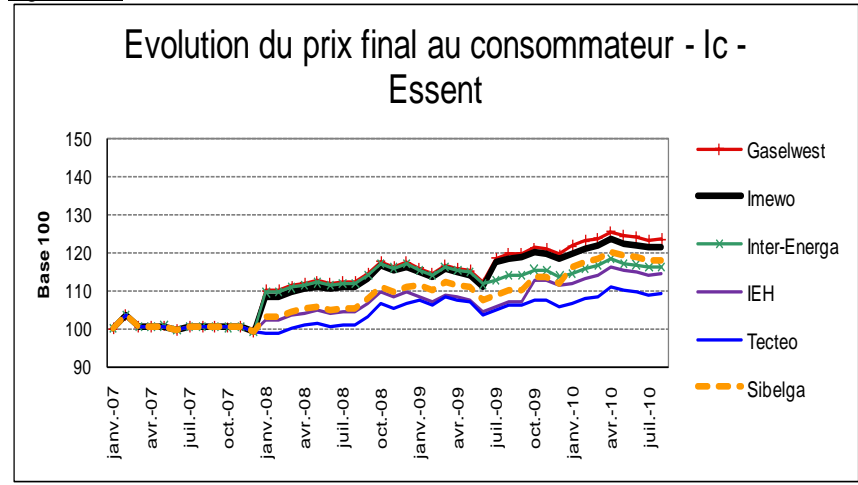


Figure 1.19.

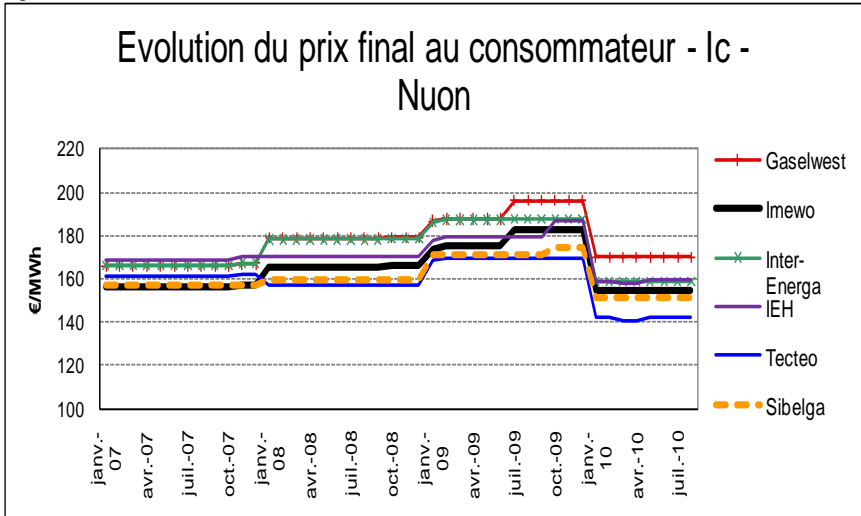


Figure 1.20.

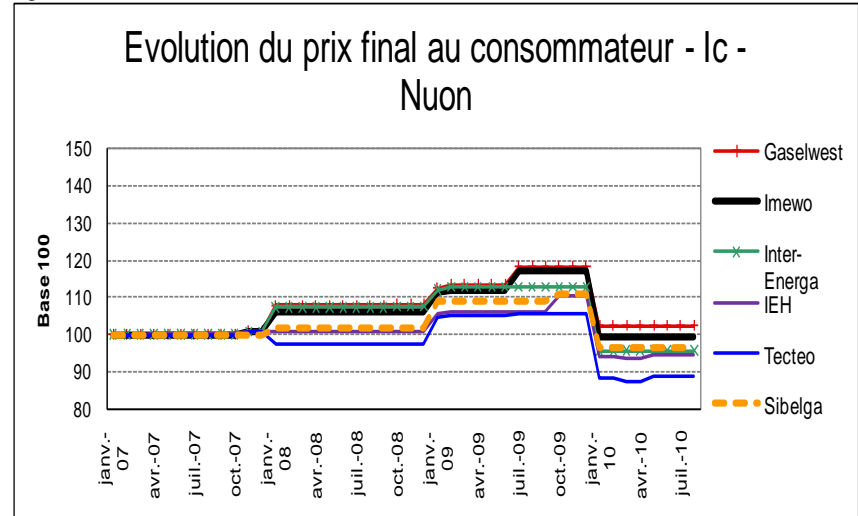


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.21.

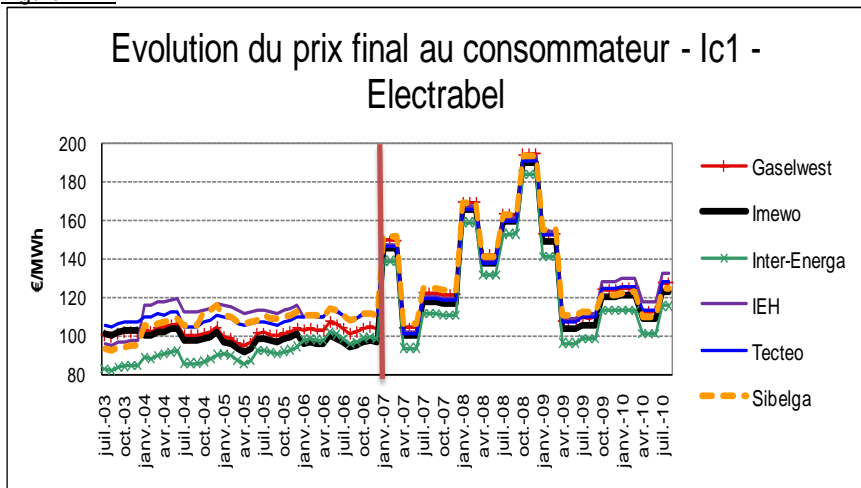


Figure 1.22.

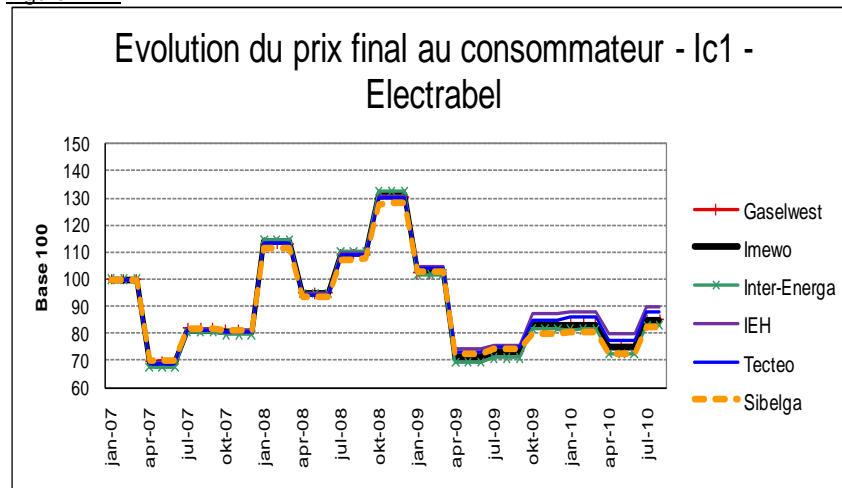


Figure 1.23.

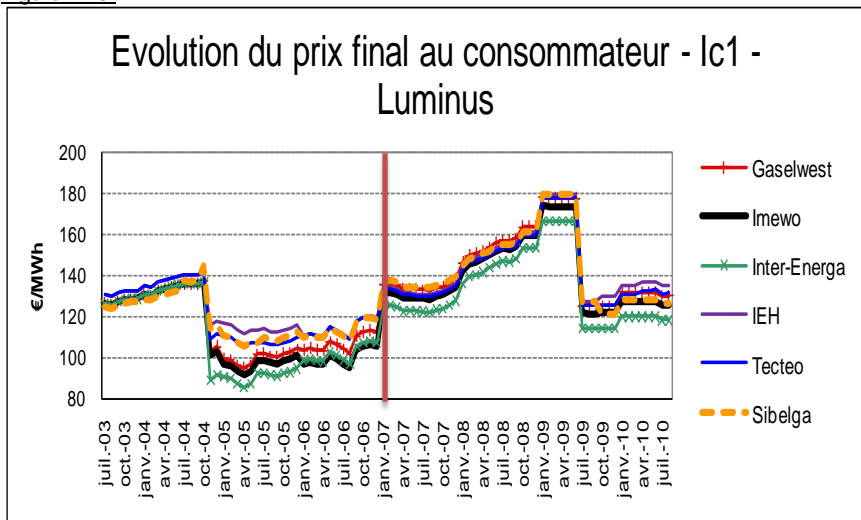


Figure 1.24.

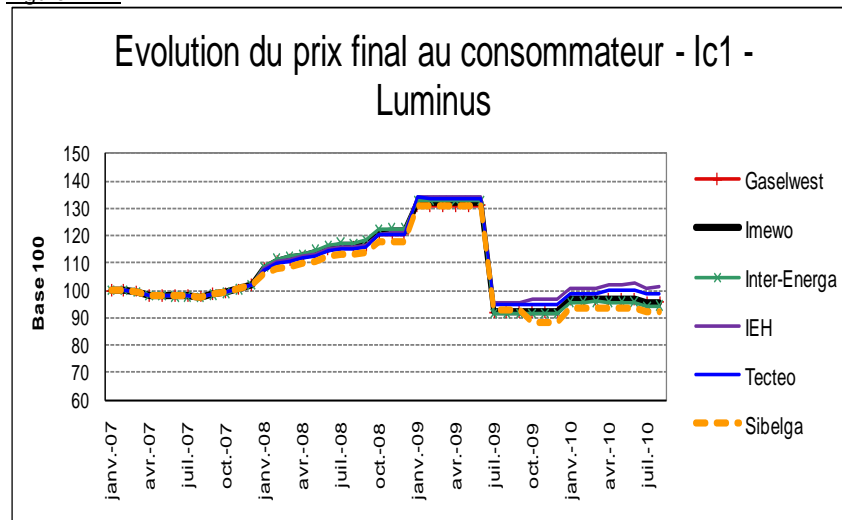


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.25.

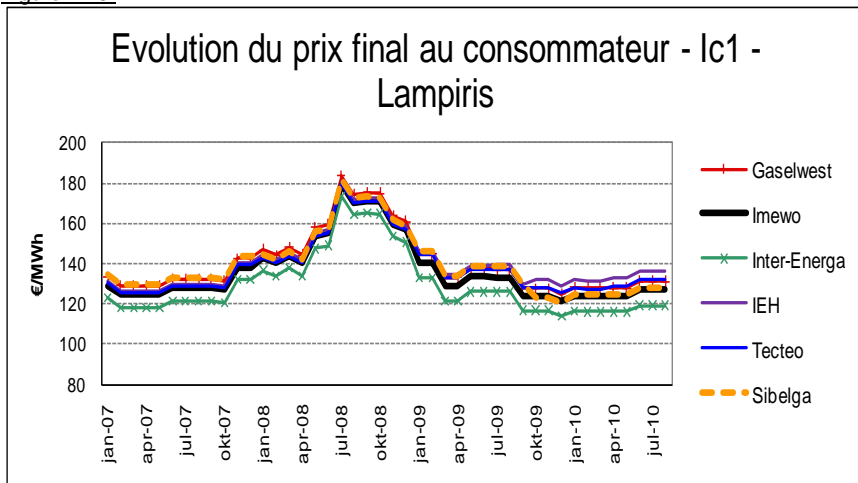


Figure 1.26.

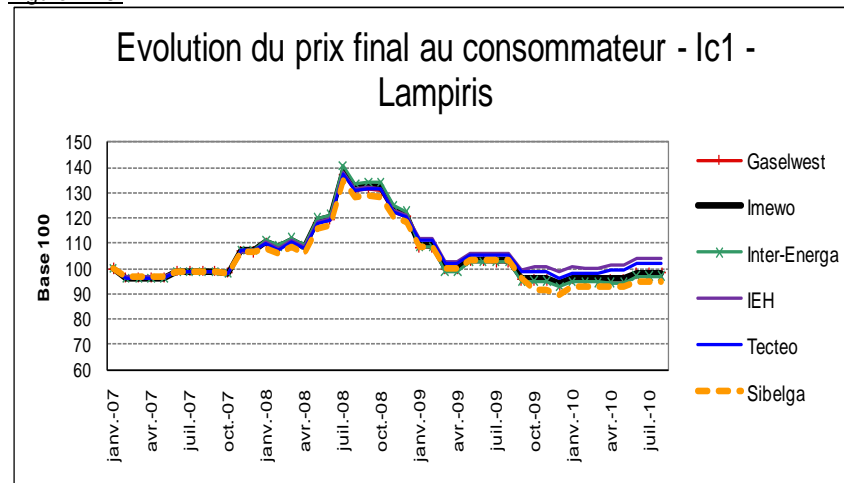


Figure 1.27.

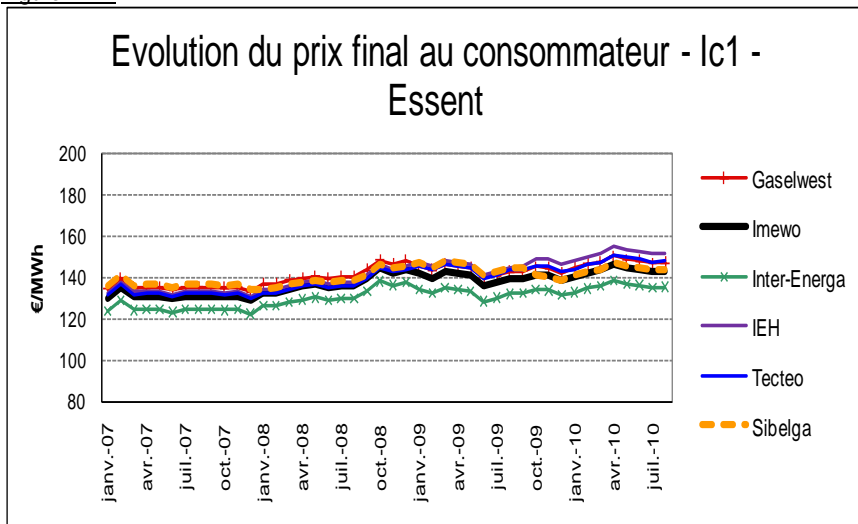


Figure 1.28.

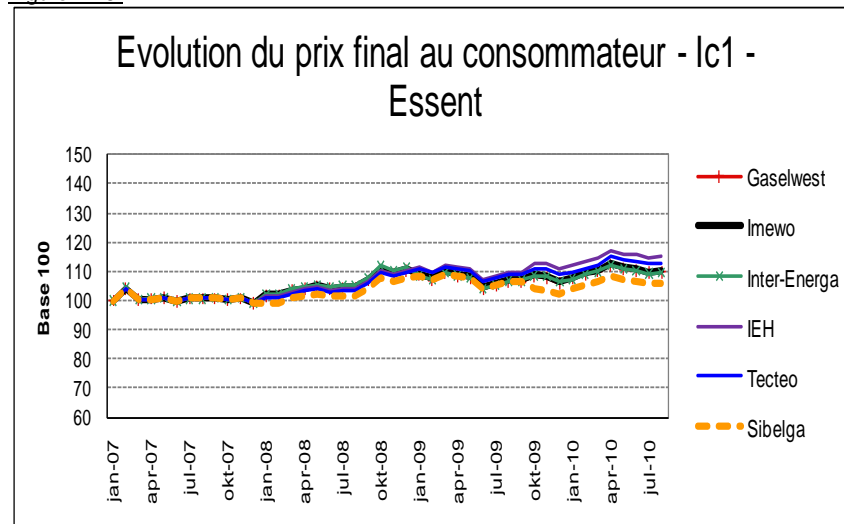


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur

Figure 1.29.

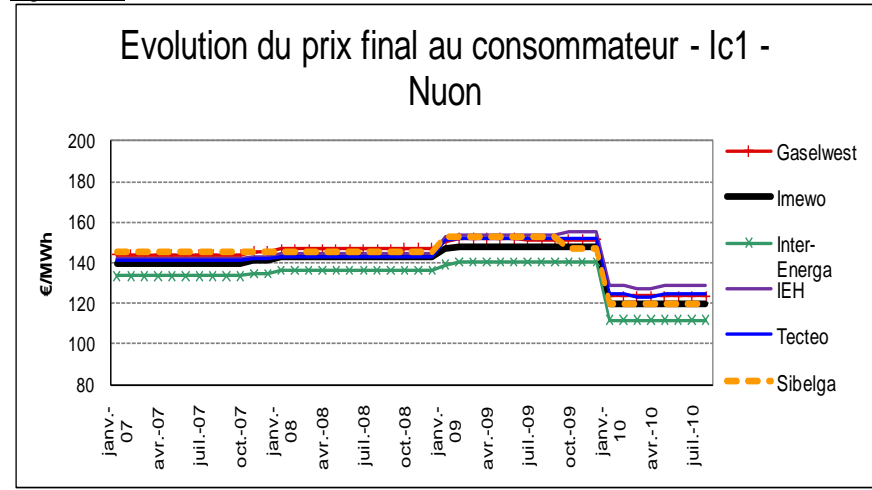
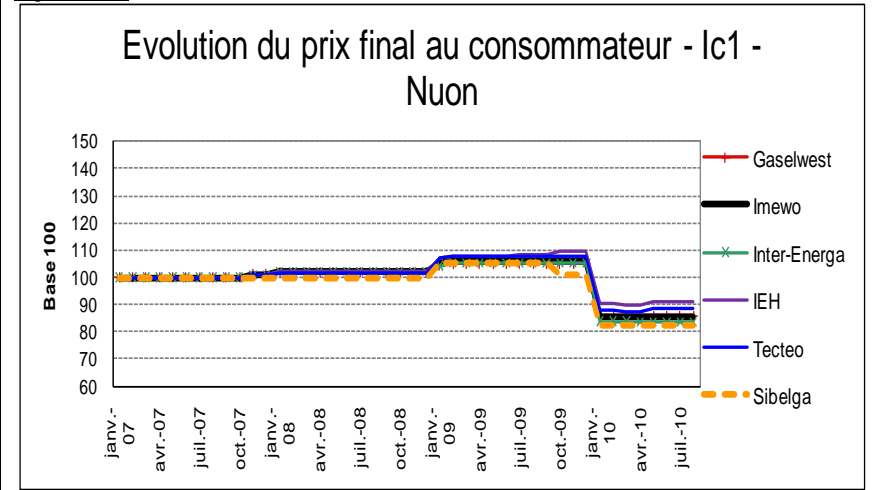


Figure 1.30.



11. En novembre 2008, le prix final au consommateur est à son niveau le plus élevé et ce aussi bien pour les clients résidentiels que pour les clients professionnels.

12. Entre janvier 2007 et août 2010, on constate les évolutions suivantes du prix final au consommateur, toutes taxes comprises :

CLIENTS RÉSIDENTIELS

- Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de 16,60 % par rapport à janvier 2007. La hausse diffère par fournisseur et varie de 13,15 % chez Luminus à 22,00 % chez Nuon et Essent ;
- Les figures 1.2, 1.4 et 1.8 révèlent que Luminus, Electrabel et Essent subissent la même évolution. Ceci peut s'expliquer par le fait que le prix fournisseur se base sur les mêmes paramètres. D'autres informations à ce sujet suivront ultérieurement. Lampiris et Nuon ont toutefois un prix fournisseur fixe et leur modèle de l'évolution diffère de ce fait de celui des autres fournisseurs.

CLIENTÈLE PROFESSIONNELLE

- Le prix final à l'utilisateur a augmenté en moyenne de 12,80 % par rapport à janvier 2007 pour un client type Ic et a diminué de 4,52 % pour un client type Ic1.

L'évolution du prix final au consommateur est principalement liée à l'importance relative du prix du fournisseur (prix énergie) dans le prix final au consommateur.

Les évolutions disparates entre les zones de distribution sont liées aux évolutions des tarifs de réseau de distribution (voir figures 6.1. à 6.12.).

Un client type Ic paie un prix *all-in* moins élevé qu'un client Dc. Ceci est causé par :

- le fait qu'un client type Ic est soumis à un tarif fournisseur moins élevé qu'un client Dc chez tous les fournisseurs, à l'exception de Lampiris¹. .
- le fait qu'un client type Ic ne paie pas de TVA.

De plus, un client type Ic1 paie un prix encore moindre en raison de :

- un tarif fournisseur spécifique pour les clients moyenne tension chez Luminus, Electrabel et Nuon
- des tarifs de réseau de distribution moins élevés (en moyenne tension)
- une exonération de la cotisation fédérale

Davantage informations sur la dégressivité des tarifs figurent au numéro 16.

II.2. Aperçu des principales composantes

13. 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. le prix du fournisseur (énergie)
2. cotisation énergie renouvelable et de cogénération
3. tarif de transport (hors prélèvements publics)
4. tarif de distribution (hors prélèvements publics)
5. les prélèvements publics
6. la taxe sur l'énergie et la TVA.

¹ Le même tarif a été appliqué à tous les clients type pour Lampiris.

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

Figure 2.1.

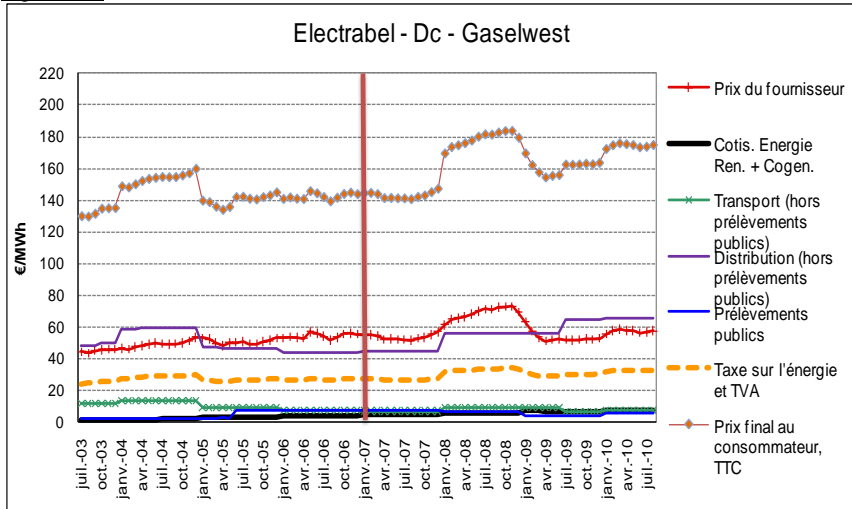


Figure 2.3.

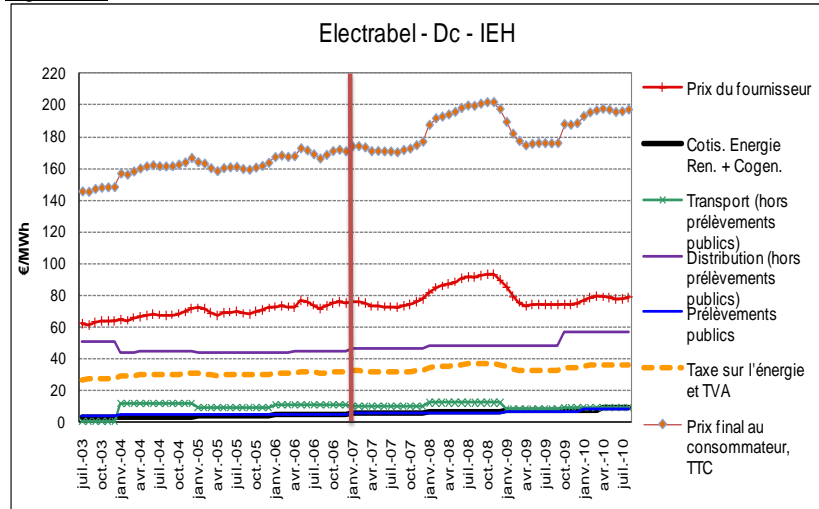


Figure 2.2.

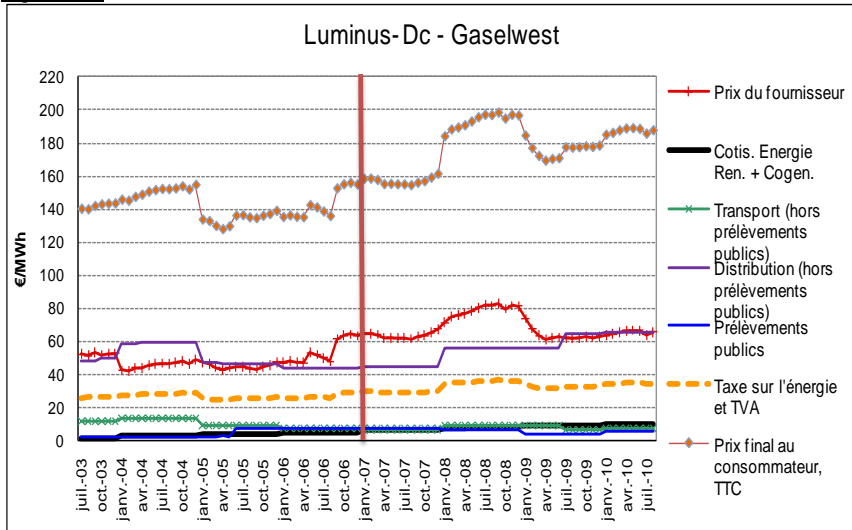


Figure 2.4.

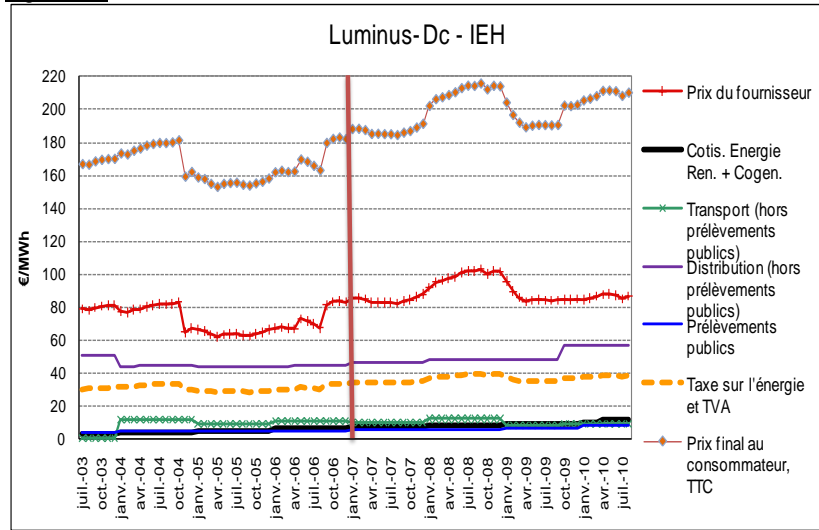


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 2.5.

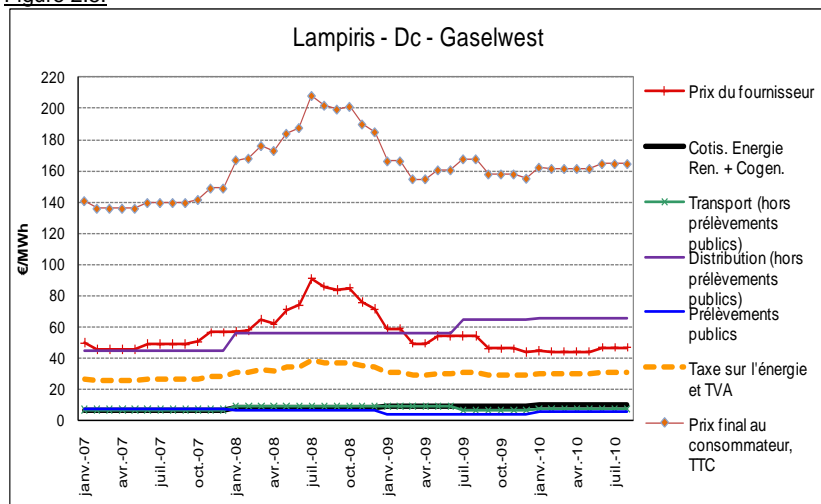


Figure 2.6.

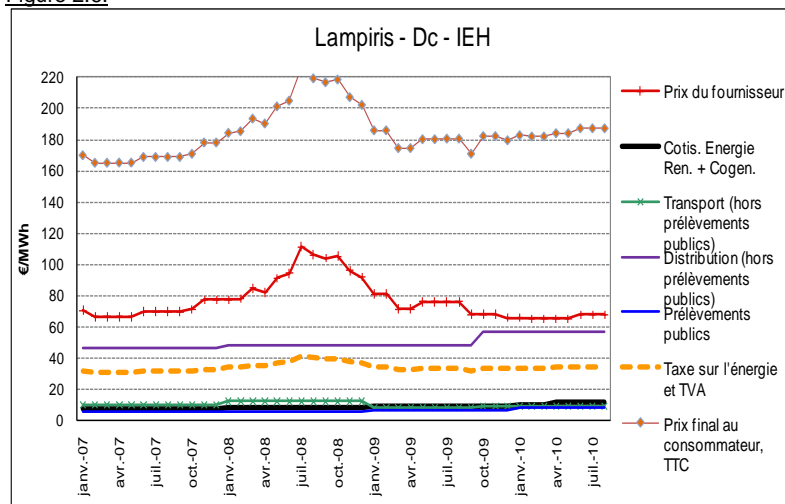


Figure 2.7.

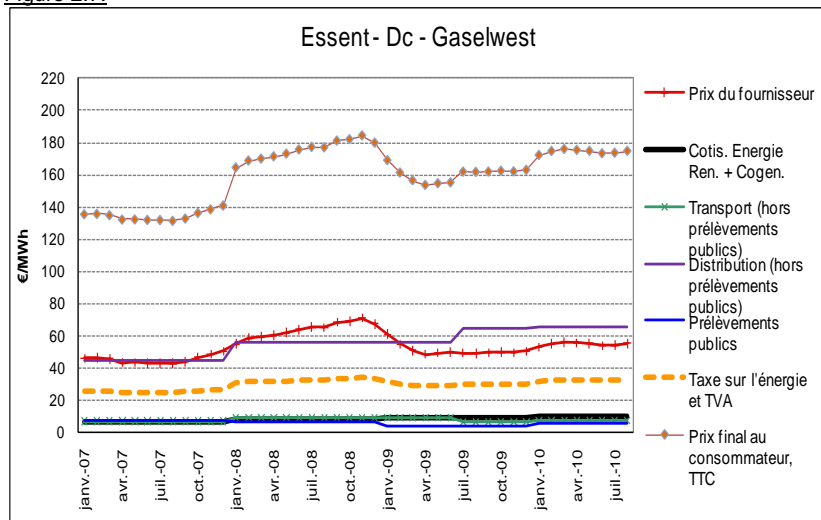


Figure 2.8.

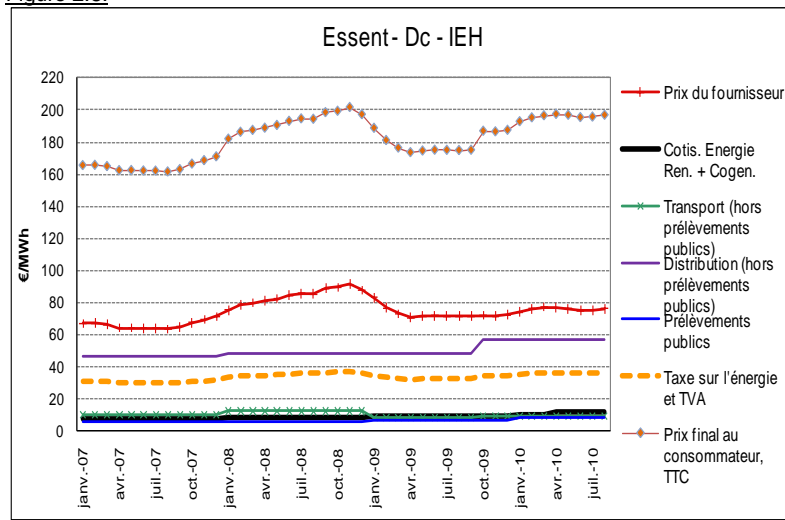


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 2.9.

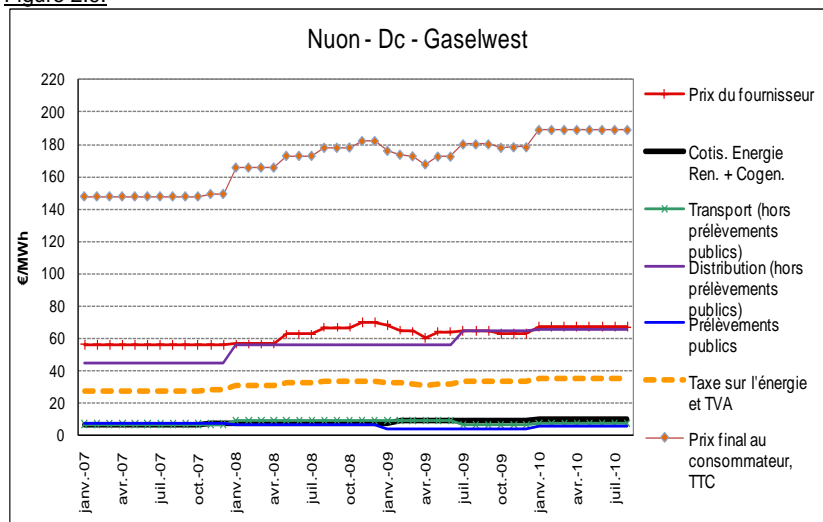


Figure 2.10.

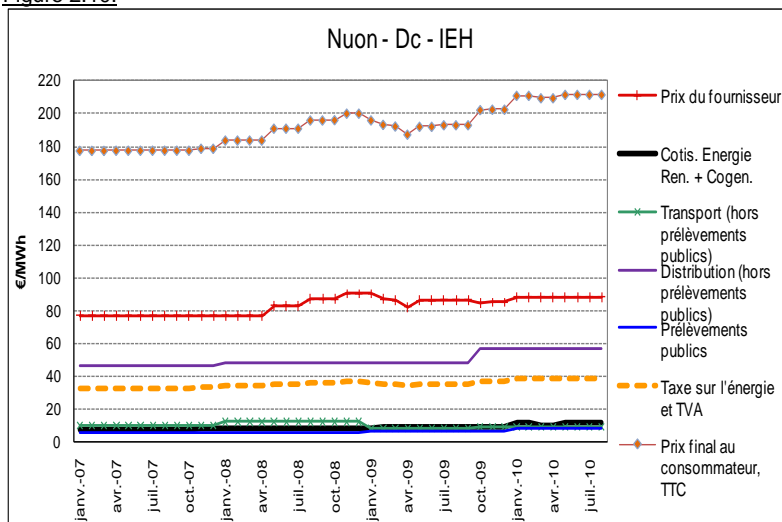


Figure 2.11.

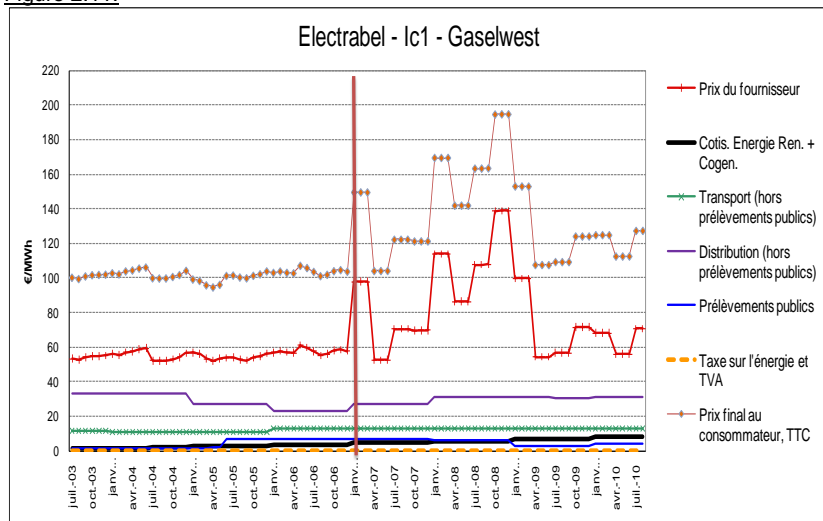


Figure 2.12.

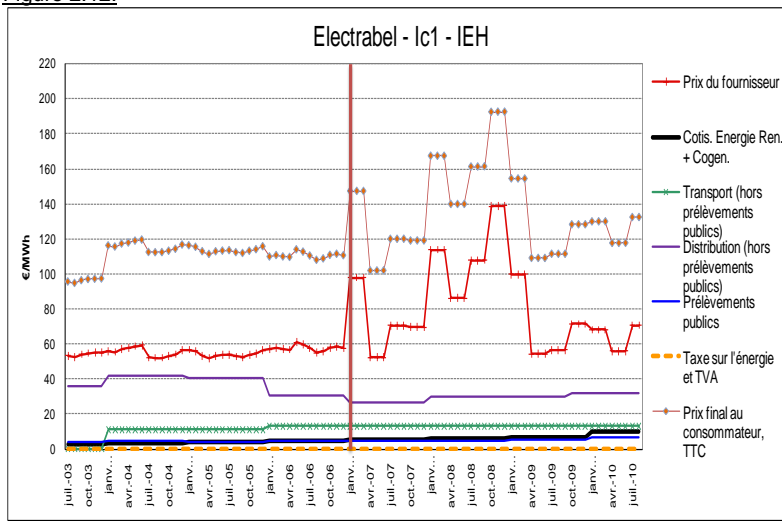


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 2.13.

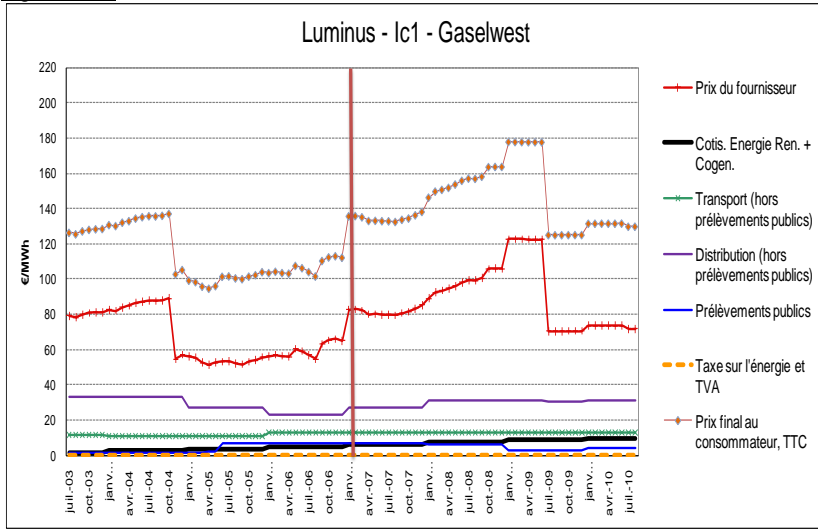


Figure 2.14.

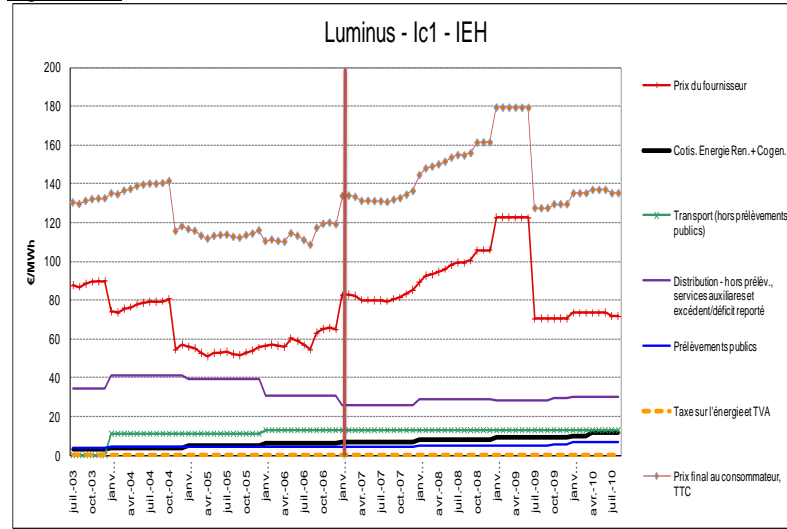


Figure 2.15.

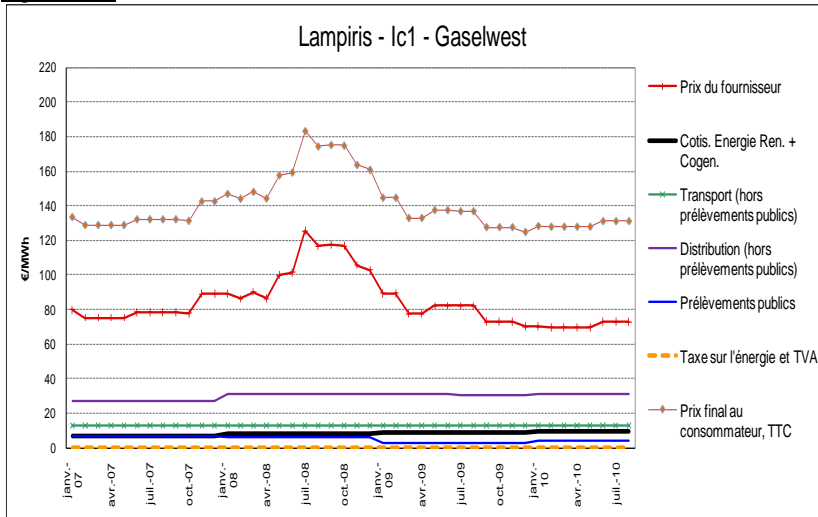


Figure 2.16.

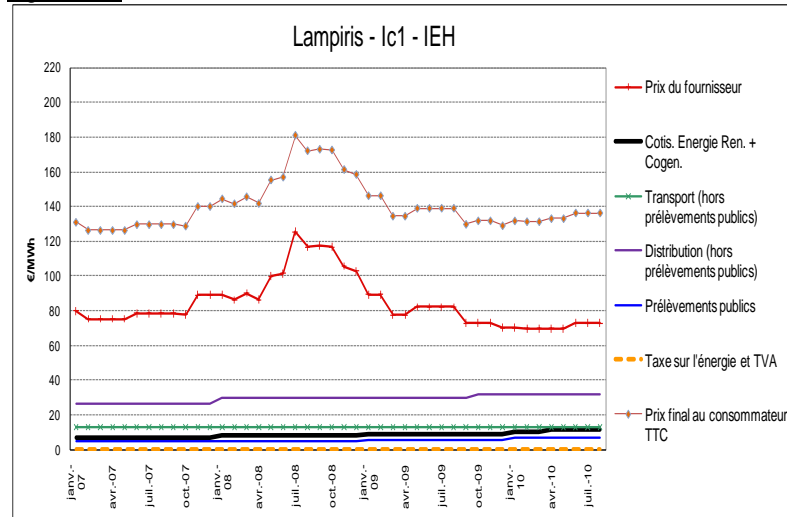


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur

Figure 2.17

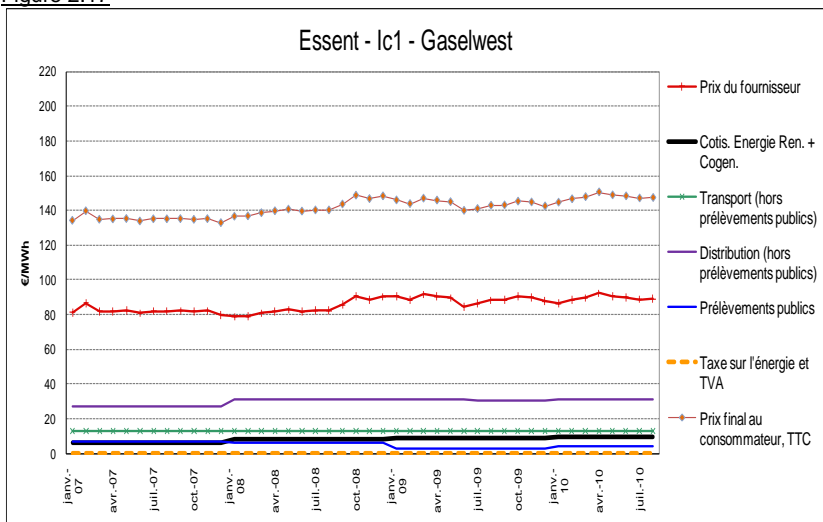


Figure 2.18.

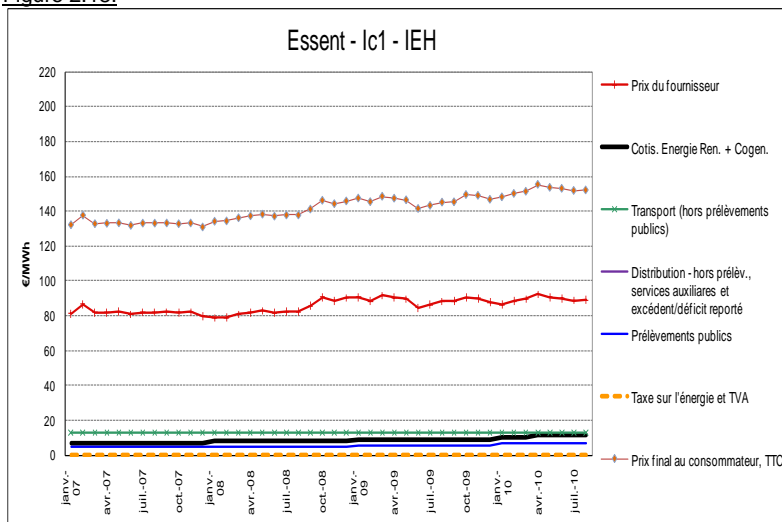


Figure 2.19.

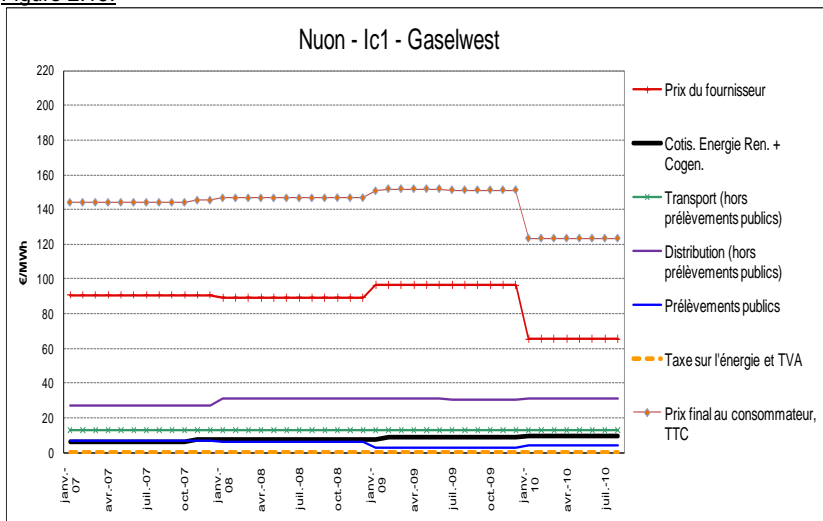
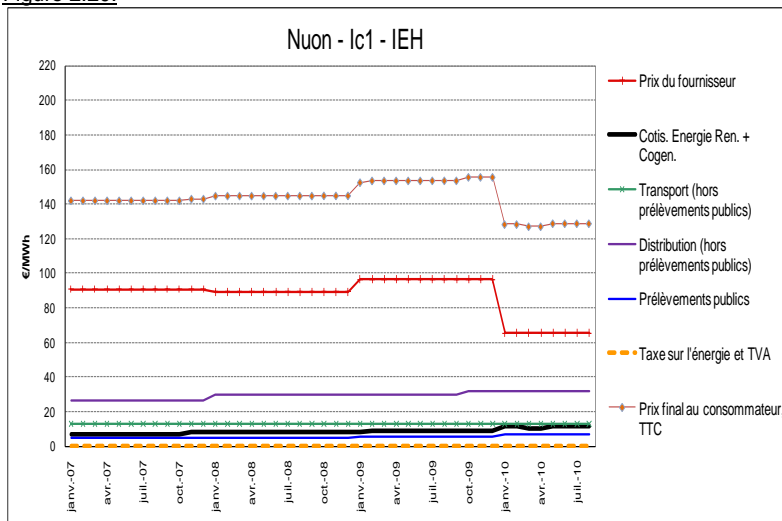


Figure 2.20.

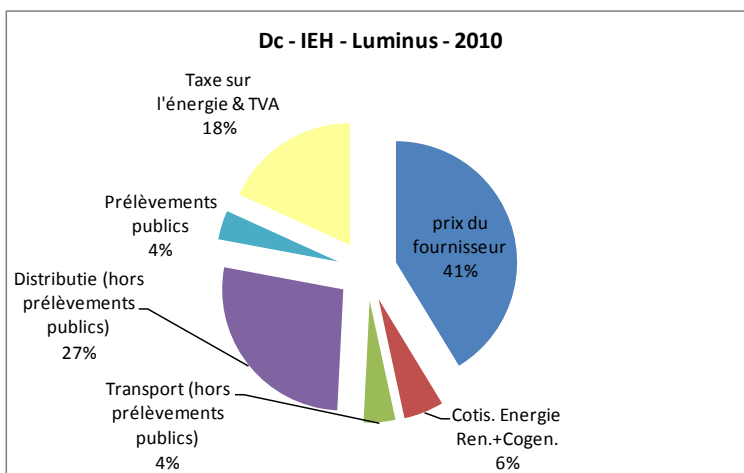
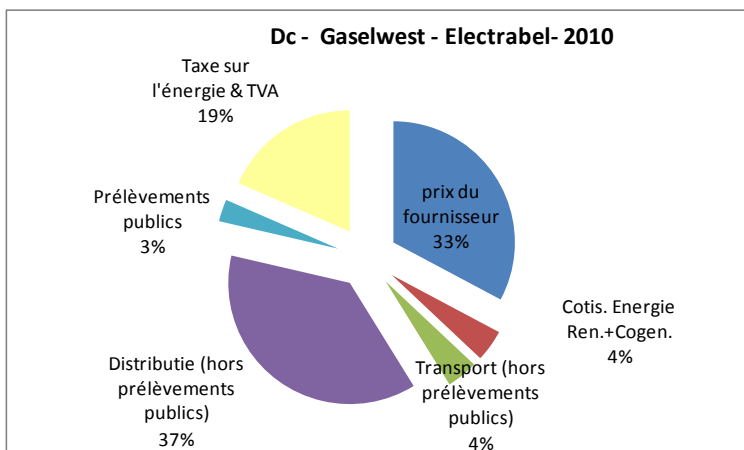


14. Les trois composantes tarifaires qui déterminent les grandes tendances des prix sont, dans l'ordre d'importance :

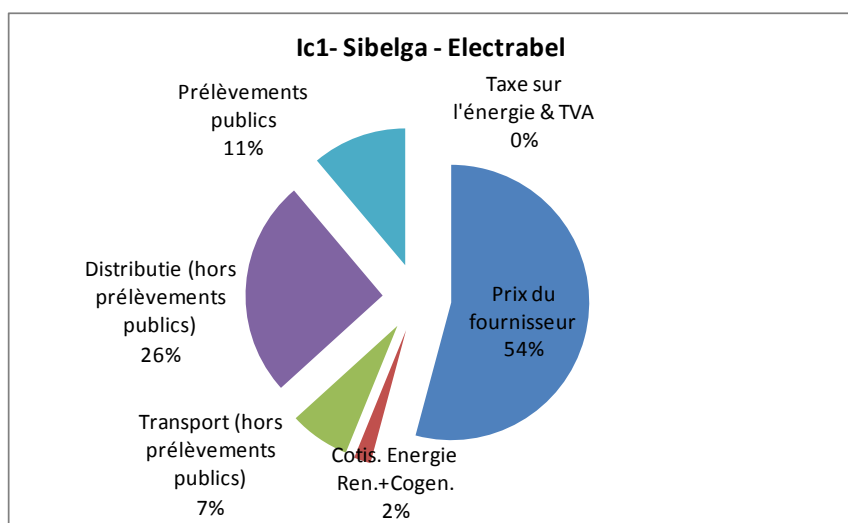
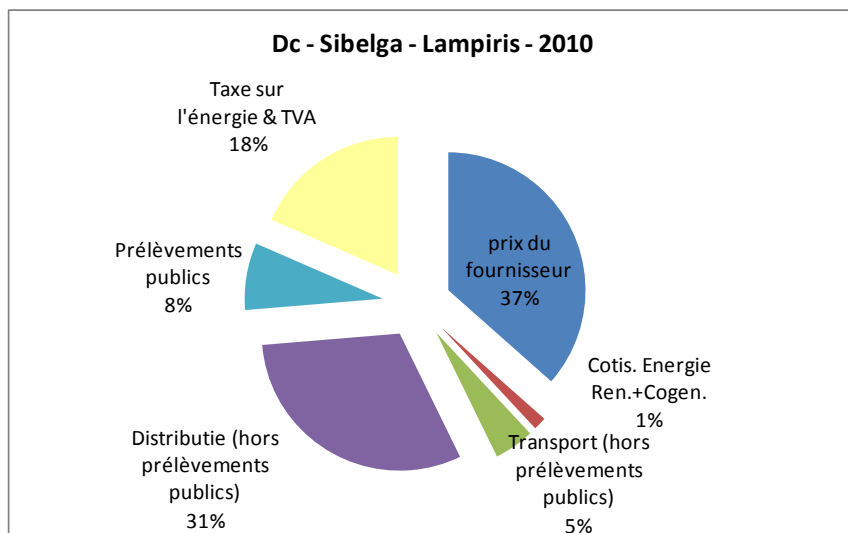
1. le prix du fournisseur (énergie) ;
2. les tarifs du réseau de distribution ;
3. la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels ²).

Les tarifs de réseau de transport, les prélèvements publics et les cotisations énergie renouvelable et de 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.

15. Comme l'illustrent les exemples suivants (basés sur les chiffres de 2010), les poids relatifs des différentes composantes peuvent varier fortement entre les clients types (profil de consommation et niveau de tension du raccordement), les zones de distribution, les régions ainsi que les fournisseurs.



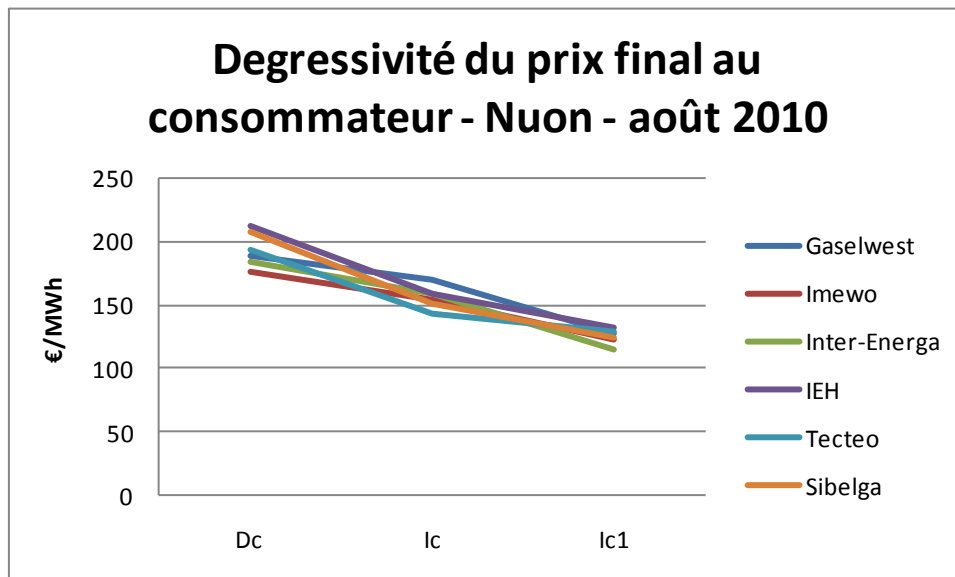
² La TVA est déductible pour les clients professionnels.



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

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.

16. Le graphique suivant présente la dégressivité du prix final au consommateur en août 2010 dans les différentes zones de distribution respectivement pour Nuon.



La dégressivité des tarifs est liée à :

- la tarification des fournisseurs qui peut être différenciée par niveau de tension ;
- la consommation de nuit ou non ;
- la cascade des coûts de 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.

17. 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.

Les kWh gratuits permettent en Flandre de maintenir le prix de l'énergie à un niveau proche, si pas identique à la composante tarif de réseau de distribution.

Pour le client type Dc, les 500 kWh gratuits accordés permettent de maintenir le prix du fournisseur (énergie) en Flandre à approximativement 20,00 €/MWh (18,00 €/MWh en 2003 - 21,00 €/MWh en 2010) inférieur à celui pratiqué en régions wallonne et de Bruxelles-Capitale. La récupération des coûts des kWh gratuits se fait toutefois via une obligation de service public (OSP) imposée au GRD, ce qui alourdit les tarifs de réseau de distribution en Flandre (voir section II.5. Tarif des gestionnaires de réseau de distribution).

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

18. 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.

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

Figure 3.1.

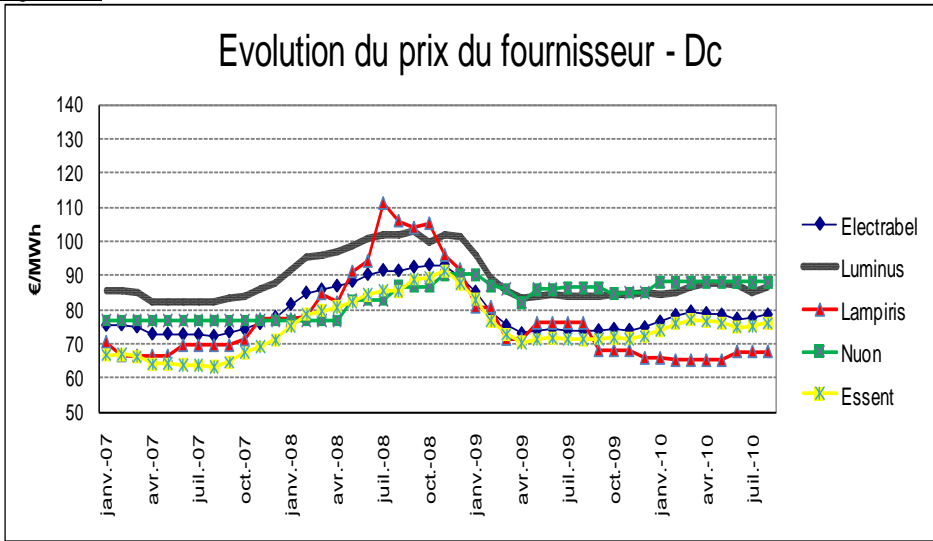


Figure 3.3.

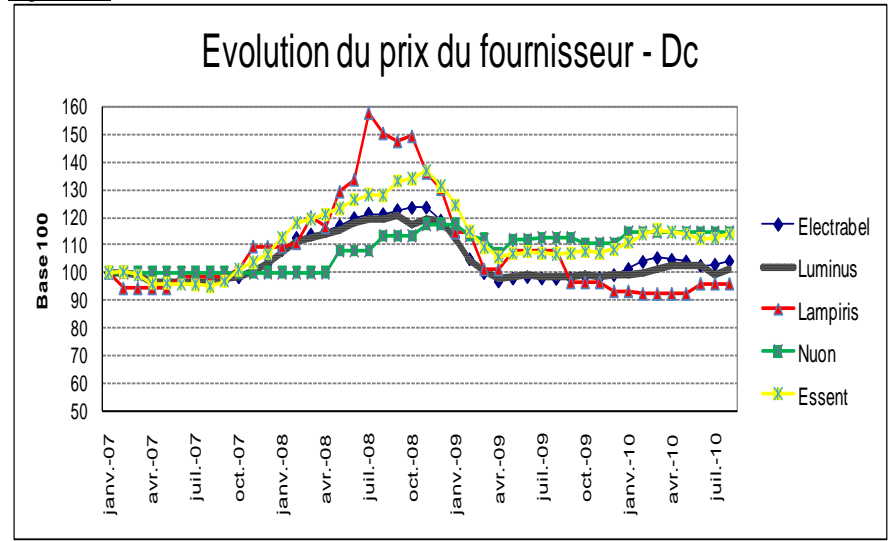


Figure 3.2.

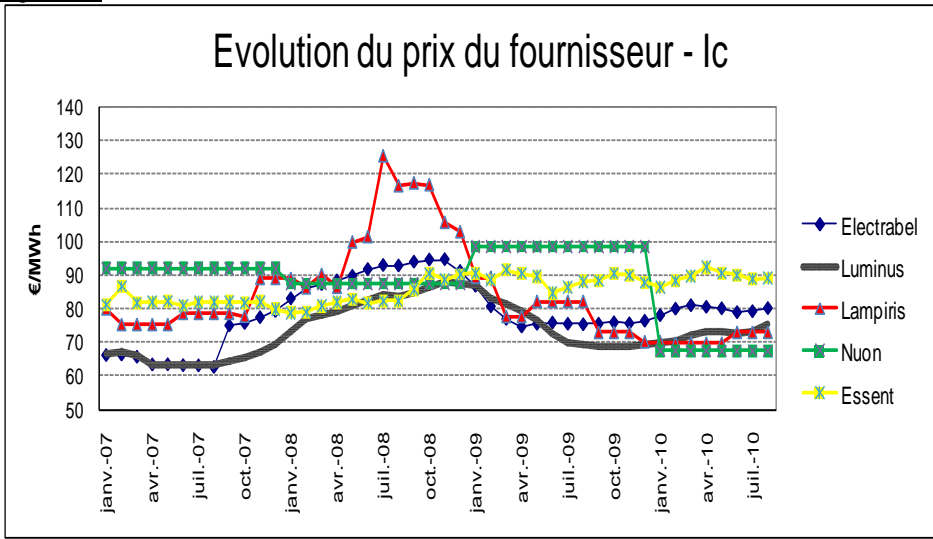


Figure 3.4.

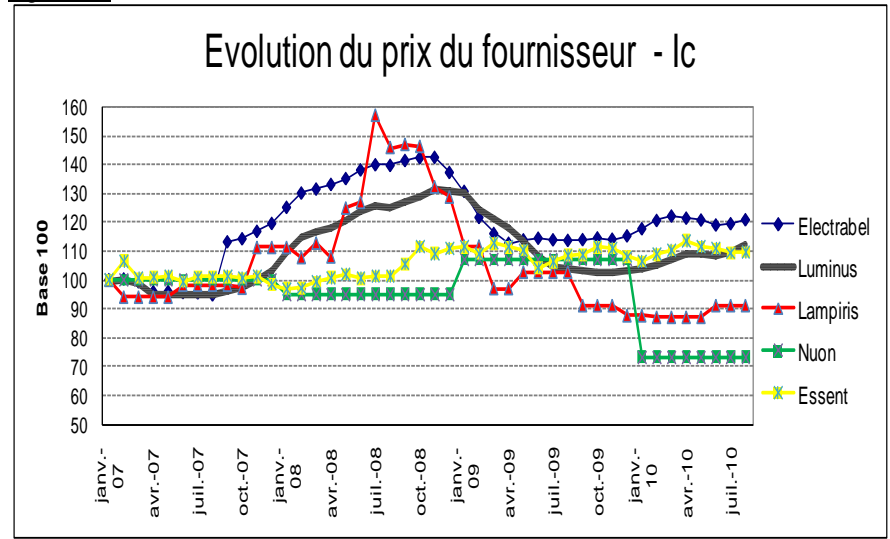


Figure 3 – Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (énergie)

Figure 3.5.

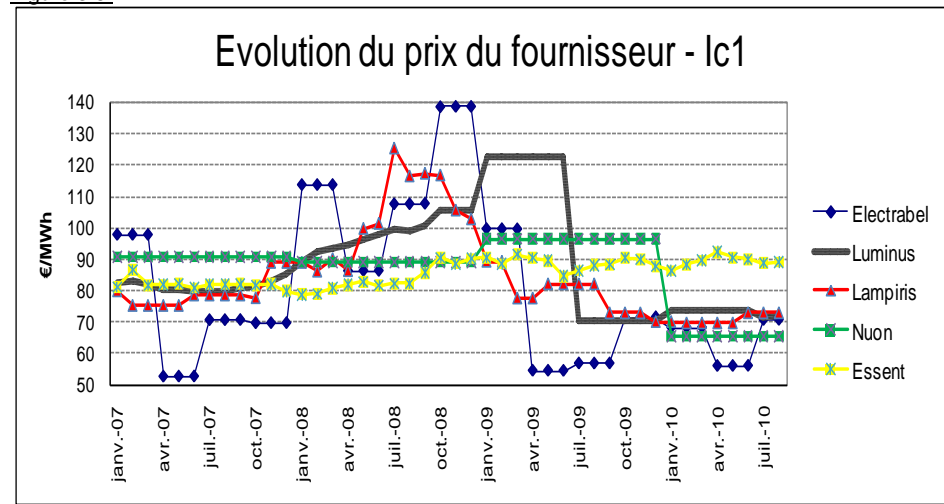
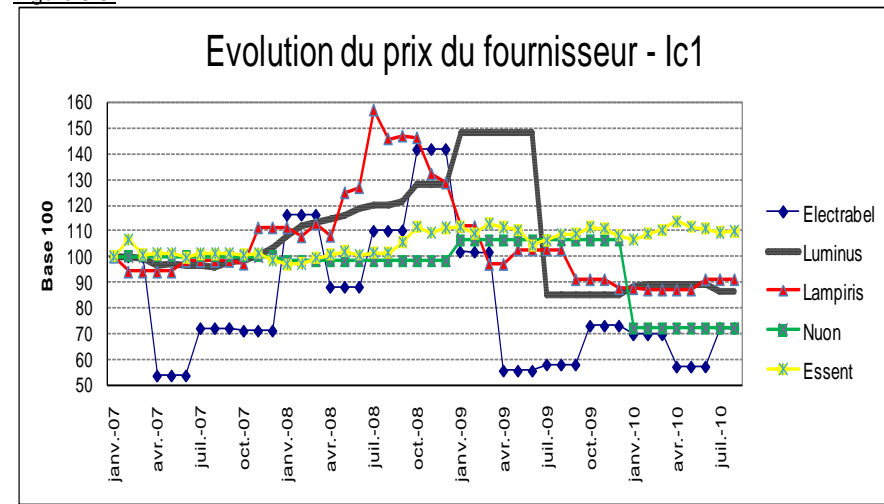


Figure 3.6.



Clients résidentiels

19. Il y a lieu de constater, de manière générale, que le prix de l'énergie est en hausse depuis janvier 2007 jusqu'au novembre 2008. Cette hausse résulte de l'évolution des indices et des différentes modifications tarifaires. Après novembre 2008, on constate une diminution importante du prix de l'énergie qui perdure jusque durant l'été 2009 pour la plupart des fournisseurs. Celle-ci est causée par la diminution des indices. A partir de l'automne 2009, les indices et donc le prix de l'énergie recommencent à augmenter. Cette hausse se poursuit en 2010, mais le niveau élevé de 2008 n'a pas encore été atteint.

Par rapport à janvier 2007, le prix en août 2010 a augmenté en moyenne de 6,00 %. L'évolution varie toutefois par fournisseur de -3,98 % (Lampiris) à 14,60 % (Nuon et Essent).

20. Le prix fournisseur connaît peu de changements pour un client type Dc. Ainsi, 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 pour l'introduction du nouveau paramètre lem. Ce nouvel indice lem est également représentatif du portefeuille de SPE Luminus. Selon Luminus, l'utilisation de cet indice cadre dans une stratégie de hedging logique et naturelle et tient compte de la compétitivité du fournisseur. En juillet 2010, Luminus Actief³ a chuté de 5,00 % sur le terme proportionnel. Le prix fournisseur de Luminus suit, hormis les modifications des formules tarifaires, une évolution dans le temps qui est en étroite corrélation avec celle d'Electrabel. Cette corrélation s'explique par la structure des formules tarifaires.

Essent variabel a connu une hausse tarifaire en octobre 2007⁴, septembre 2008⁵ et novembre 2008⁶. En avril 2010, Essent a changé son nom en Essent groen variabel, mais les formules tarifaires demeurent inchangées.

³ Dans la formule pour le kWh-jour ($3,24 \cdot Ne + 1,694 \cdot lem$), la composante dans Ne est remplacée par 2,96. Dans la formule pour le kWh-nuit ($1,5455 \cdot Ne + 1,396 \cdot lem$), la composante dans Ne est remplacée par 1,4132.

⁴ La rémunération fixe passe de $43,05 \cdot Ne$ à $48,05 \cdot Ne$.

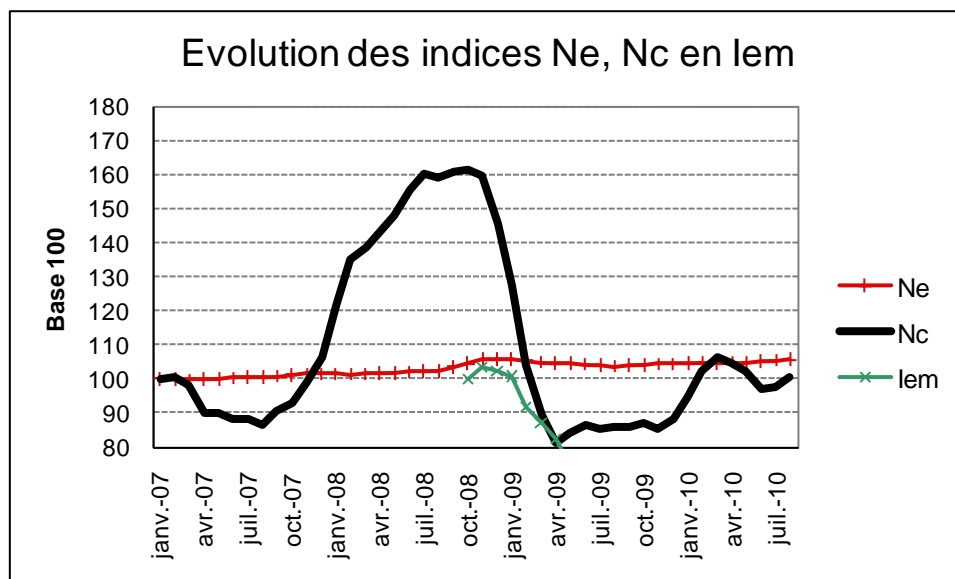
⁵ Le terme proportionnel change de $(2,45 \cdot Ne + 1,75 \cdot Nc)$ à $(2,95 \cdot Ne + 1,59 \cdot Nc)$. Le terme proportionnel nuit change de $(0,75 \cdot Ne + 1,45 \cdot Nc)$ à $(0,85 \cdot Ne + 1,45 \cdot Nc)$.

⁶ Le terme proportionnel change de $(2,95 \cdot Ne + 1,59 \cdot Nc)$ à $(3,04 \cdot Ne + 1,67 \cdot Nc)$. Le terme proportionnel nuit change de $(0,85 \cdot Ne + 1,45 \cdot Nc)$ à $(0,85 \cdot Ne + 1,47 \cdot Nc)$.

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. A partir de janvier 2007 jusqu'en avril 2008 inclus, un même prix est facturé au client⁷. 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. A partir de janvier 2010, Nuon comfort 3 ans devient le tarif de référence pendant. Ce tarif demeure le même depuis janvier 2010.

Hormis Nuon, Lampiris aussi possède un tarif fixe. Ce tarif est beaucoup plus volatil que les autres produits, comme le révèle 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).

Electrabel, Luminus et Essent possèdent donc un tarif indexé sur la base de Ne, Nc 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.



⁷ Cette étude se base sur la supposition selon laquelle les tarifs de mai 2007 ont déjà débuté en janvier 2007. L'annexe A contient plus d'informations à ce sujet.

Clients professionnels

21. 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). 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.

22. Par rapport à janvier 2007, le prix fournisseur a augmenté en moyenne de 1,55 % pour un client Ic et a diminué de 13,61 % pour un client Ic1. L'évolution tarifaire d'un Ic suit celle d'un client Dc parce que la structure tarifaire est la même pour la plupart des fournisseurs. Nuon et Essent constituent une exception à cette règle parce qu'ils proposent un prix fixe aux clients Ic : un prix annuel pour Nuon et un prix mensuel pour Essent. Leur évolution sera, de ce fait, différente par rapport à un client Dc.

23. Pour Lampiris, on constate une même évolution pour Dc, Ic et Ic1, étant donné que le même tarif est repris pour tous les clients type.

24. On constate une évolution tarifaire différente pour un client type Ic1 par rapport à un client Dc. Ceci est dû à une structure tarifaire différente qui existe surtout chez Electrabel et Luminus.

Nuon offre un prix fixe annuel au client Ic1, qui est différent de Ic, tandis que pour Essent, le même tarif pour Ic a été repris en tant que supposition. De ce fait, leur évolution est très différente de celle d'Electrabel et Luminus.

25. Le prix de l'énergie pour « Electrabel Expert Moyenne tension » repose sur les indices Ne et EBlq. L'indice EBlq donne l'évolution des prix de l'électricité forward pour le marché de gros belge. La valeur de l'indice EBlq⁸ 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

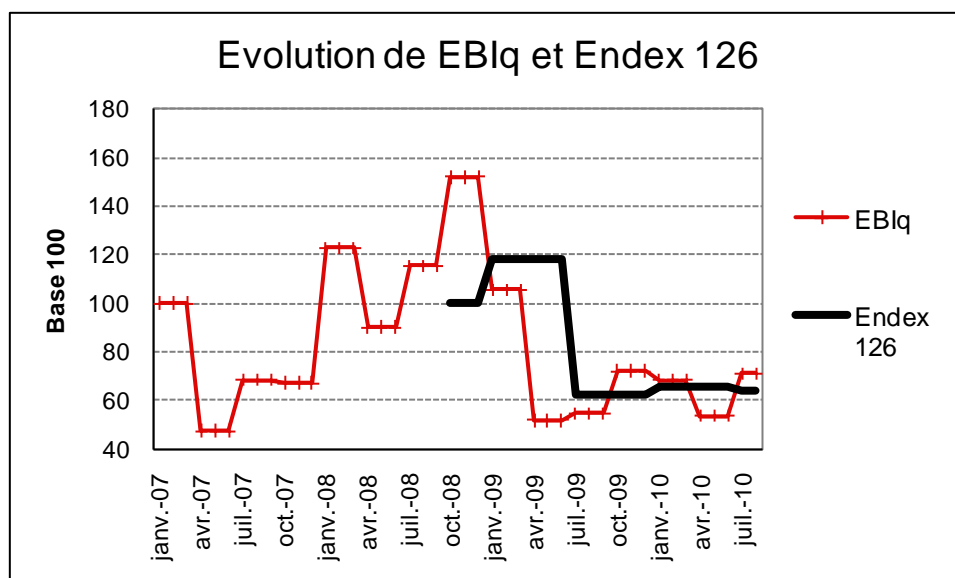
⁸ L'indice EBlq pour janvier-mars 2010 est la moyenne des prix *settlement* journaliers du 15 novembre 2009 au 14 décembre 2009 inclus sur le marché belge de l'énergie.

fluctuations de prix et le nivellement intervient moins. Ce nivellement a toutefois lieu chez les clients basse tension qui bénéficient d'un prix de l'énergie basé sur Ne et Nc.

26. Un client moyenne tension paie donc chaque trimestre un prix qui peut fortement différer du trimestre précédent. Lorsqu'un client souscrit à « Electrabel Expert Moyenne tension », il opte pour un prix fluctuant chaque trimestre. Le client peut également choisir un prix fixe basé sur la moyenne des forwards de la durée du contrat.

27. Le prix de l'énergie pour Luminus Optimum Pro MT repose sur Ne et Nc jusqu'en octobre 2008 inclus. En raison de la restructuration des prix intervenue en octobre 2008, un client moyenne tension est facturé chez Luminus suivant l'indice Endex 126 au lieu de Nc. A l'instar de l'EBIq, l'Endex 126⁹ 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.

28. Le caractère volatil des tarifs Luminus Optimum Pro MT et Electrabel Expert MT est illustré par l'évolution des indices dans le graphique ci-dessous.



⁹ La valeur Endex pour janvier – juin 2010 est la moyenne des prix *settlement* d'octobre 2009 sur le marché belge de l'énergie.

II.4 Tarif du gestionnaire de réseau de transport

29. 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 2003=100 (figures de droite) pour les différents GRD.

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

Figure 4.1.

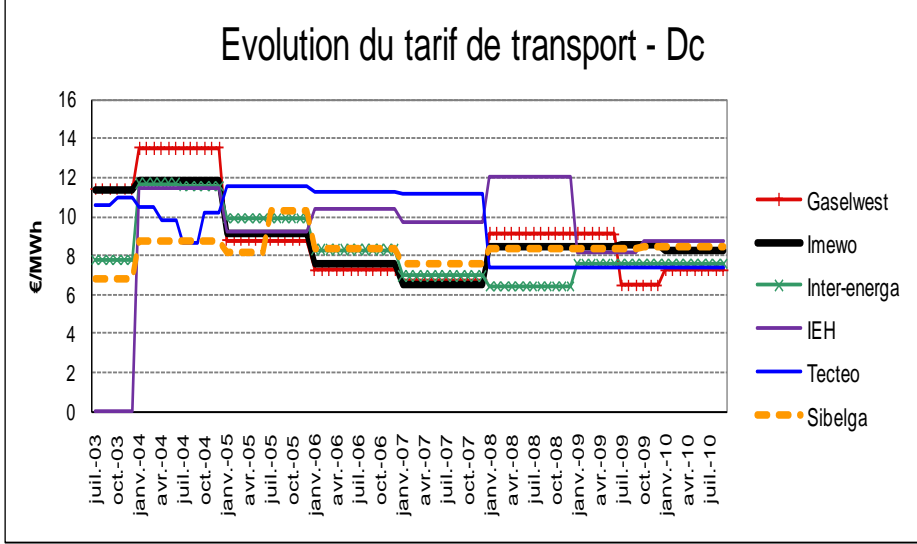


Figure 4.2.

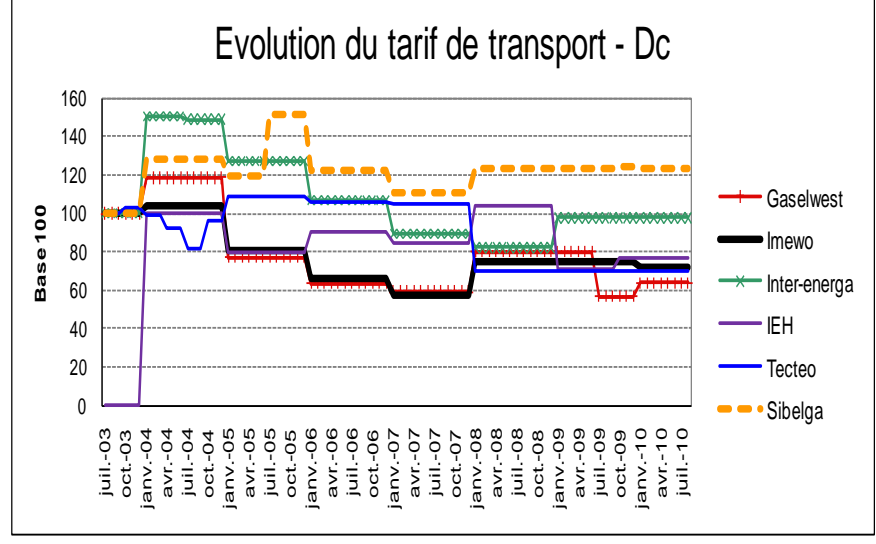


Figure 4.3.

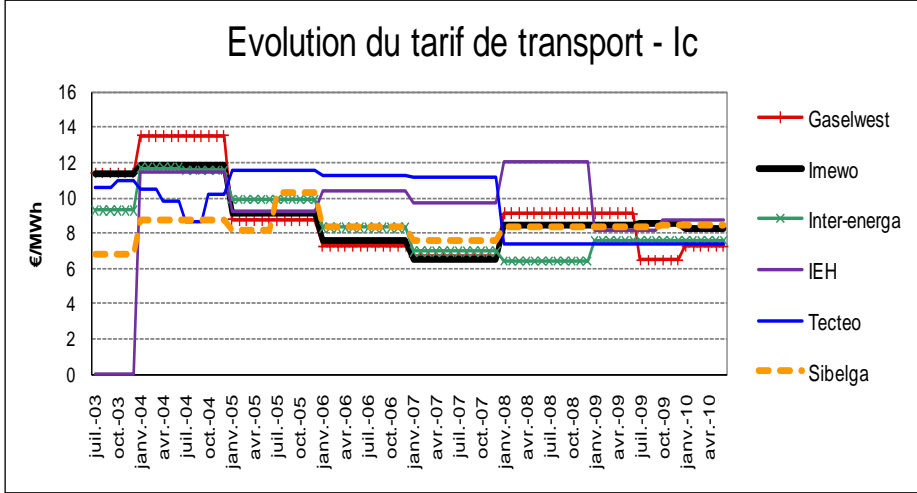


Figure 4.4.

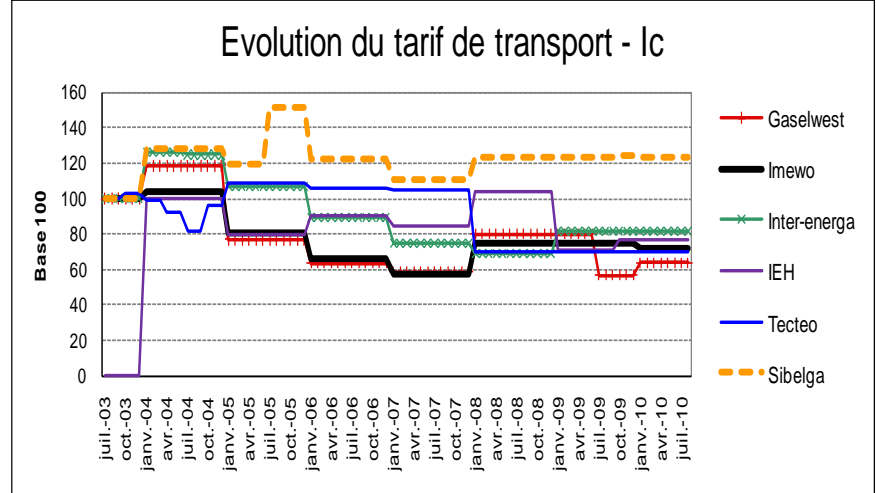


Figure 4 – Aperçu de l'évolution du tarif de transport

Figure 4.5.

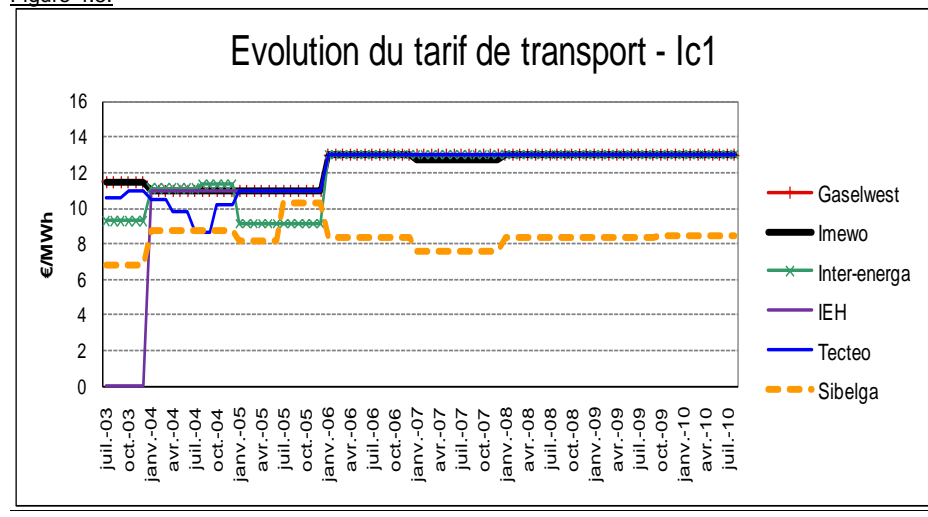
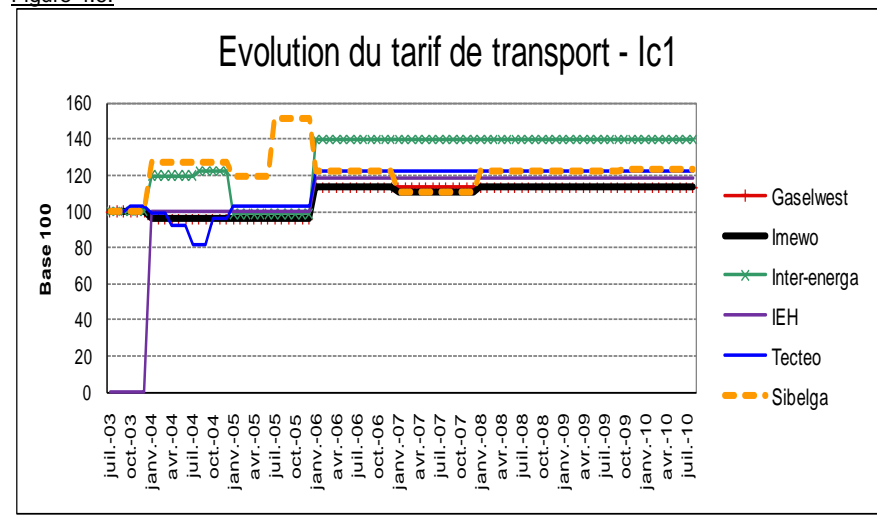


Figure 4.6.



30. Les coûts de réseau de transport (exprimés en €/MWh) sont identiques pour les clients BT (clients types Dc, et Ic)¹⁰. 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.

31. Pour un client Ic1 (figure 4.5. et 4.6.), les tarifs de réseau de transport suivent depuis 2004 (depuis 2005 pour Tecteo¹¹) le prix maximum fixé par les GRD. Ce prix maximum s'élevait (hors cotisation fédérale) à :

- € 11,00/MWh pour les années 2004 à 2006 et € 13,00 /MWh par la suite (à l'exception d'Inter-Energa);
- pour Inter-Energa, le prix maximum s'élevait, cotisation fédérale incluse, à € 13,00/MWh en 2004, € 11,00/MWh en 2005 et € 13,00/MWh (hors surcharges) à partir de 2006.

Le fait que le prix maximum est en vigueur pour un client type Ic1 est lié à sa faible durée d'utilisation (1.600 heures par an). Sibelga n'applique toutefois pas ce prix maximum. Elle applique une tarification moyenne qui n'est pas différenciée par groupe de clients.

32. L'évolution des tarifs de réseau de transport en Région flamande présente une certaine uniformité, avec des diminutions tarifaires découlant des tarifs Elia System Operator approuvés par rapport au niveau de juillet 2003. Celles-ci peuvent atteindre 36,35 % en août 2010 (Gaselwest) (voir par exemple figure 4.2.) Etant donné que les tarifs de réseau de transport ont affiché une hausse entre 2003 et 2004¹², les diminutions sont encore plus évidentes si on les compare à 2004. Ces diminutions importantes résultent des évolutions suivies par les tarifs de réseau de transport d'Elia System Operator, mais avec un glissement d'un an.

¹⁰ Sauf dans les zones de distribution d'Inter-Energa, pour lesquelles une différenciation heures de pointe/heures creuses est prise en compte pour le calcul des tarifs du réseau de transport.

¹¹ Pour rappel: jusque 2005, Tecteo refacturait ex-post les montants qui lui étaient facturés par Elia System Operator.

¹² La hausse des tarifs entre juillet 2003 et janvier 2004 peut principalement être attribuée à une meilleure connaissance des données, des modifications de périmètres de facturation ainsi qu'à des modifications de la méthode de facturation des tarifs de réseau de transport.

33. Sibelga rejoint l'évolution des GRD flamands à partir de juillet 2005. La raison en est que, jusqu'à cette date, sa clientèle affichait un faible degré d'éligibilité. Sibelga refacturait les coûts de réseau de transport, après réception de la facture d'Elia System Operator, et ce de manière à en récupérer la somme de manière plus exacte. Tecteo a procédé également de la sorte en 2003 et 2004.

34. Les évolutions plus disparates constatées dans les zones de distribution wallonnes sont liées aux difficultés rencontrées par les GRD d'extrapoler à un marché libéralisé à 100% alors que la facturation ne couvrait qu'une certaine partie de la clientèle (le GRD ne recevant qu'une facture d'Elia System Operator pour la partie éligible de sa clientèle). Une des difficultés rencontrée était celle de l'estimation de l'importance de l'effet de foisonnement des capacités prélevées de l'ensemble de la clientèle. Pour cette raison, IEH a surestimé les tarifs de réseau de transport pour 2007 et 2008. C'est pourquoi l'on observe une diminution du tarif en 2009. La forte baisse constatée au niveau des tarifs 2008 de Tecteo est liée à la constatation d'un excédent important dégagé sur l'exercice 2007, première année pour laquelle l'ensemble de la clientèle était éligible¹³ et qui a contraint Tecteo à revoir les paramètres de sa tarification.

35. La maîtrise des coûts et une croissance importante des produits divers venant en diminution des coûts couverts par les tarifs sont à l'origine des baisses des tarifs de réseau de transport d'Elia System Operator. Il faut ajouter à cela en particulier :

- l'application des lignes directrices de la CREG relatives au calcul de l'amortissement et au calcul des capitaux investis et de la marge bénéficiaire équitable;
- l'évolution des éléments constitutifs de la rémunération des capitaux investis et notamment l'évolution du taux OLO à 10 ans et du paramètre Bêta qui pondère la prime de risque de marché;
- une efficacité en termes de coût accrue suite à la reprise d'infrastructures de réseau de transport de certains GRD;
- une hausse sensible des revenus générés par les transactions internationales, en particulier celles liées aux enchères des interconnexions;
- la prise en compte de revenus de pénalité appliquées aux fournisseurs de certains services suite à un non respect strict de leurs engagements contractuels vis-à-vis d'Elia System Operator, notamment des pénalités en raison de non respect des disponibilités des capacités de réserve contractées;

¹³ Excédent qui devra être restitué sur le prochain exercice.

- une évaluation stricte ex post des soldes d'exploitation annuels, qui, de manière générale, consistaient en un excédent important et qui à leur tour ont été portés en diminution des tarifs de réseau de transport.

A partir de 2008, les tarifs de réseau de transport sont fixés pour une période régulatoire de quatre ans. La hausse des tarifs de réseau de transport en 2008 s'explique en principalement par:

- l'adaptation sur quatre ans de l'indice des investissements à réaliser;
- le report de l'excédent/déficit de 2006 a été comptabilisé sur quatre ans plutôt que sur un an.

Cette hausse en 2008 apparaît clairement chez Imewo, Gaselwest, Sibelga et IEH mais n'apparaît pas chez Tecteo et Inter-Energa. Comme déjà indiqué ci-dessus, la forte baisse constatée chez Tecteo est liée à une révision des paramètres de tarification en raison d'un important excédent dégagé en 2006. La baisse des tarifs d'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.

36. Les graphiques ci-dessous (exprimés en €/MWh) illustrent l'importance relative de chaque composante pour un client type Dc. Ils sont composés comme suit. Les barres illustrent les sous-composantes des tarifs du réseau de transport. Le tarif du réseau de transport (hors prélèvements) est illustré graphiquement par une ligne.

Pour le client type MT (Ic1), la décomposition ne donne pas de résultats représentatifs dans la mesure où le tarif de réseau de transport est plafonné pour la plupart des années.

Figure 5 – Aperçu des principales composantes du tarif de transport

Figure 5.1. – Dc – Gaselwest - €/MWh

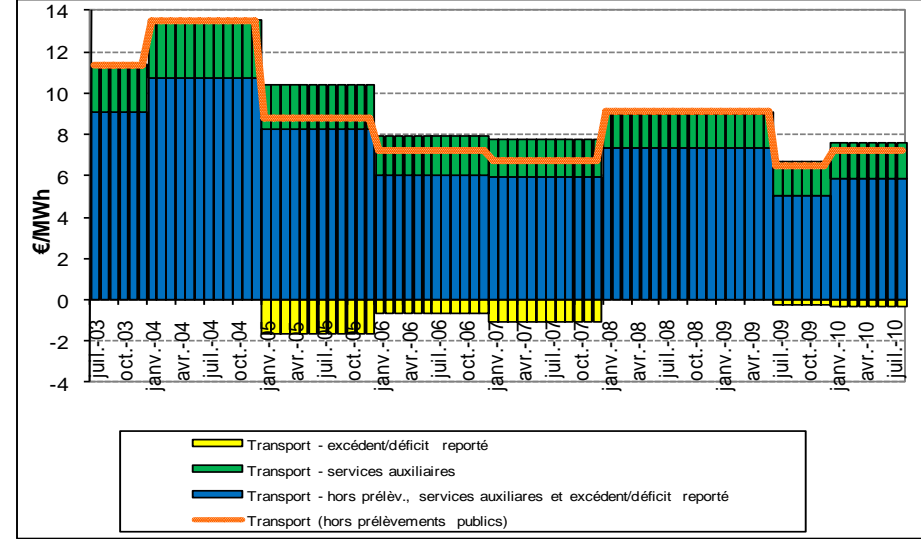


Figure 5.3. – Dc – IEH - €/MWh

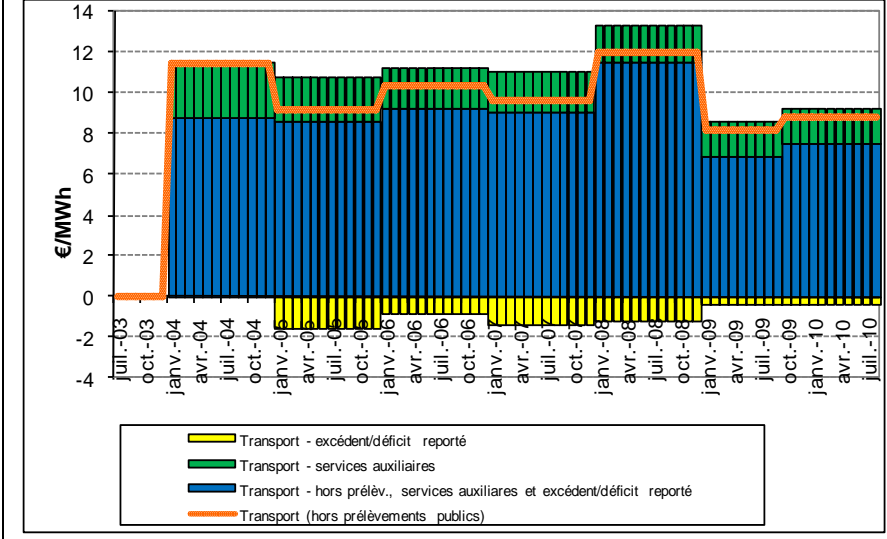


Figure 5.2. – Dc – Imewo - €/MWh

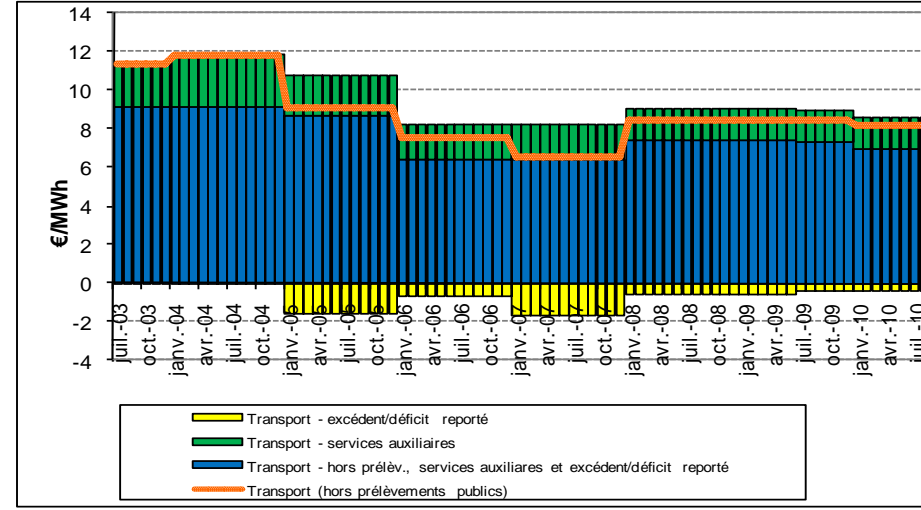


Figure 5.4. - Dc – Tecteo - €/MWh

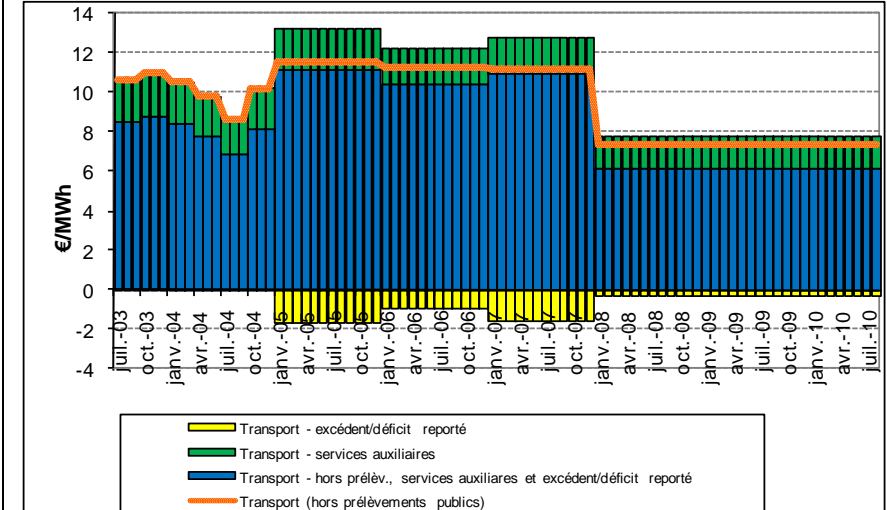


Figure 5 – Aperçu des principales composantes du tarif de transport

Figure 5.5. Dc – Inter-Energa - €/MWh

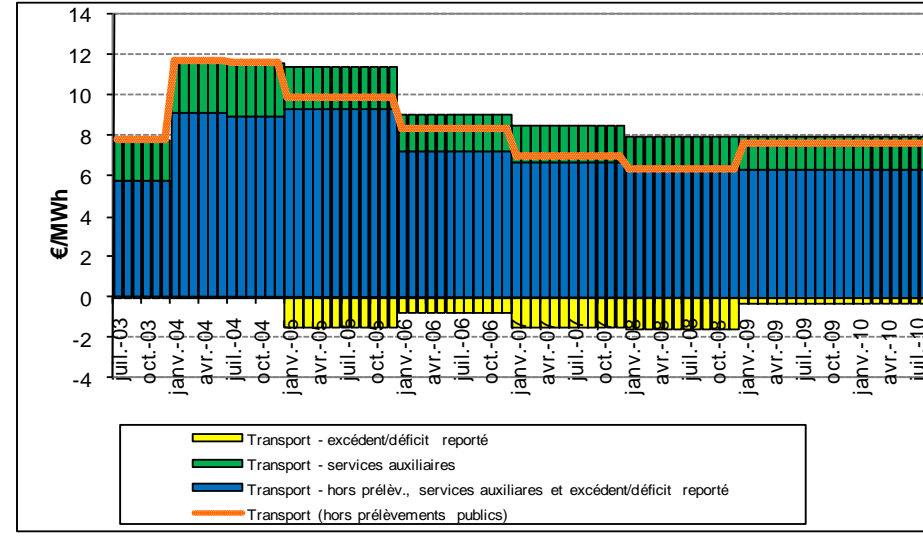
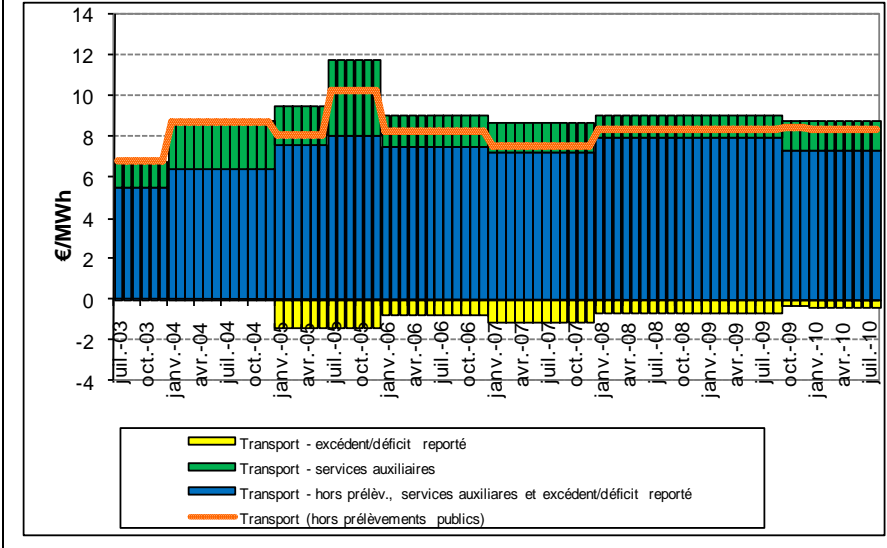


Figure 5.6. Dc – Sibelga - €/MWh



37. Les montants d'excédents/déficits reportés repris aux figures ci-dessus sont principalement ceux constatés au niveau d'Elia System Operator. On suppose, dans la présente étude, qu'ils se répartissent uniformément entre les différents groupes de clients. Pour la plupart des GRD et des années, les excédents/déficits d'exploitation propres à la facturation des tarifs de réseau de transport par les GRD sont englobés dans les excédents d'exploitation de la distribution.

38. Les tarifs des services auxiliaires, qui représentent une part importante des tarifs de réseau de transport (approximativement 20 %-25 %), couvrent:

- les coûts des différentes réserves en capacité ainsi que ceux des moyens de réglages nécessaires au maintien de l'équilibre de la zone;
- les coûts de compensation des pertes de réseaux.

Les coûts de compensation des pertes de réseaux ont augmenté suite à la hausse des prix de l'énergie. Par conséquent, les baisses constatées pour la période de 2004-2007 et le niveau constant depuis 2008 au niveau de l'ensemble des services auxiliaires sont attribuables à une baisse des coûts des réserves et des moyens de réglages. Ceci s'explique par:

- les contrôles approfondis effectués par la CREG qui ont abouti pour plusieurs exercices à l'imposition par le Ministre de prix maxima pour la fourniture des réserves¹⁴ ;
- l'introduction d'un nouveau mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires sur base d'un mécanisme de marché qui s'est avéré globalement moins coûteux pour Elia System Operator que l'ancien système dans lequel les moyens d'activation étaient contractés annuellement avec les réserves en capacité.

¹⁴ Et ce sur la base de la procédure prévue par l'arrêté royal du 11 octobre 2002 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité.

II.5. Tarif du gestionnaire de réseau de distribution

39. Les figures 6.1. à 6.6. présentent les évolutions des tarifs des gestionnaires des réseaux de distribution (hors prélèvements publics) en valeurs absolues (figures de gauche) et en indice en base juillet 2003=100 (figures de droite). Les sous-composantes des tarifs de réseau de distribution sont détaillées pour les clients types Dc et Ic1 dans les figures 7.1. à 7.12.

40. Au moment de la rédaction de la présente étude, ALG et Inter-Energa facturaient toujours en 2010 les tarifs imposés en 2008. Dans son arrêt du 22 septembre 2010, la cour d'appel a annulé les tarifs imposés en 2008 et a jugé que la proposition tarifaire introduite était valable de plein droit. Etant donné que l'étude se rapporte à la période allant jusqu'en août 2010 inclus, et que la collecte de données était terminée, la CREG n'a pas tenu compte de l'exécution de cette sentence.

Figure 6 – Aperçu de l'évolution du tarif de réseau de distribution

Figure 6.1.

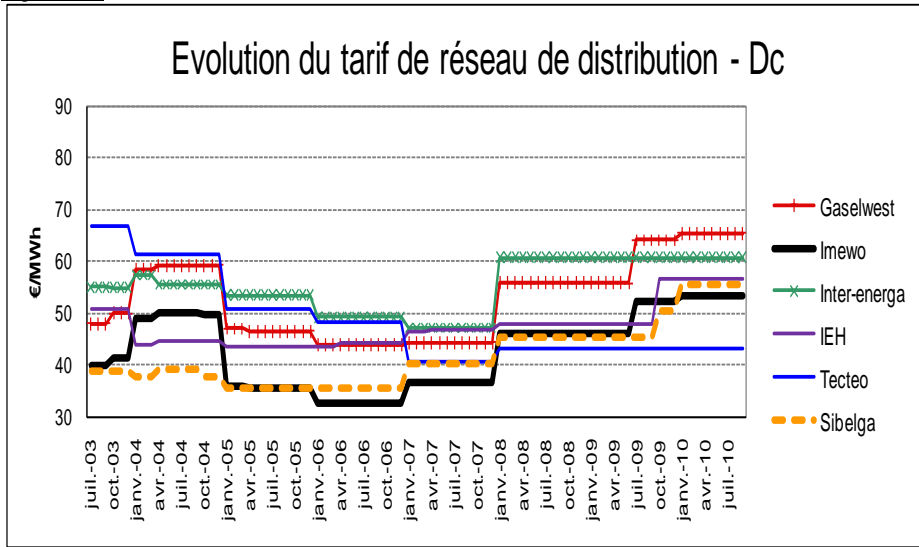


Figure 6.2.

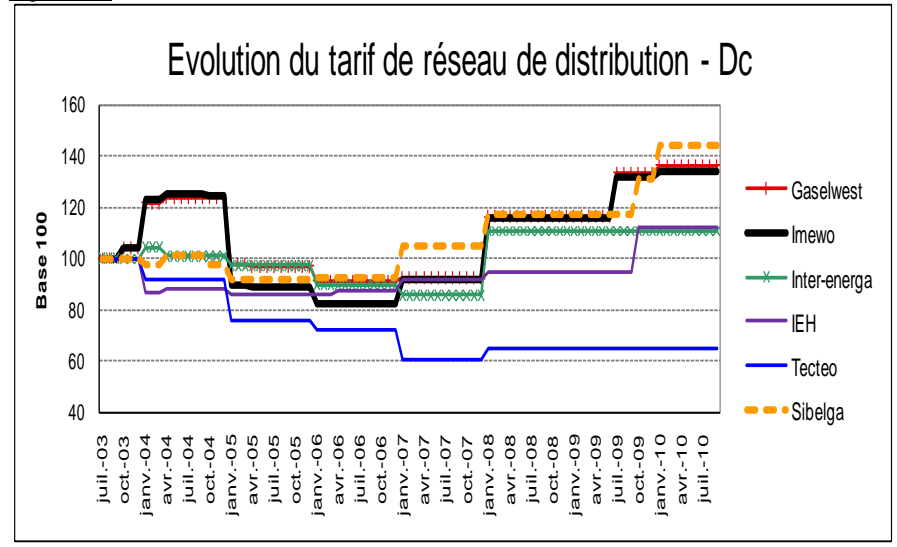


Figure 6.3.

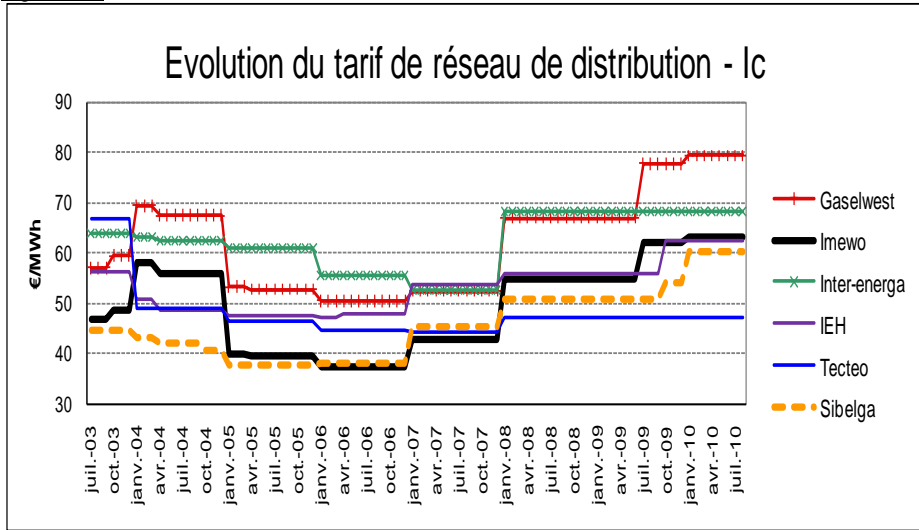


Figure 6.4.

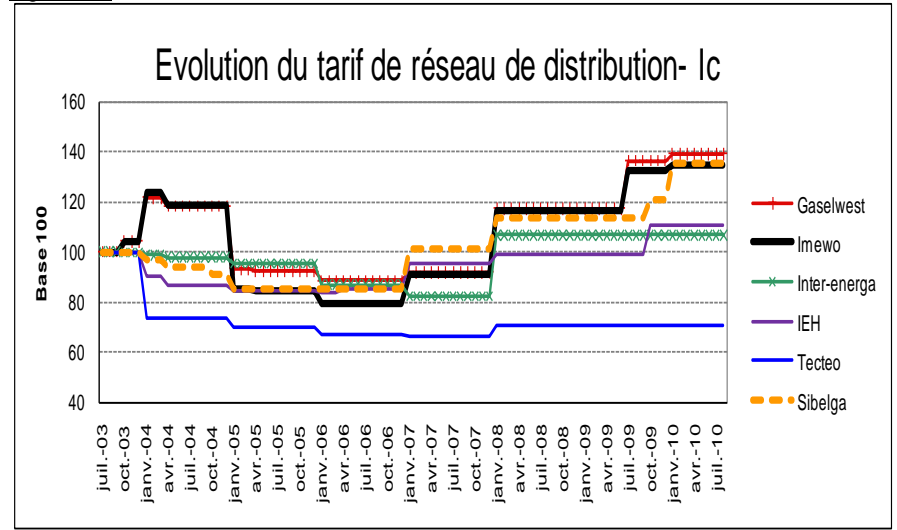


Figure 6 – Aperçu de l'évolution du tarif de réseau de distribution

Figure 6.5.

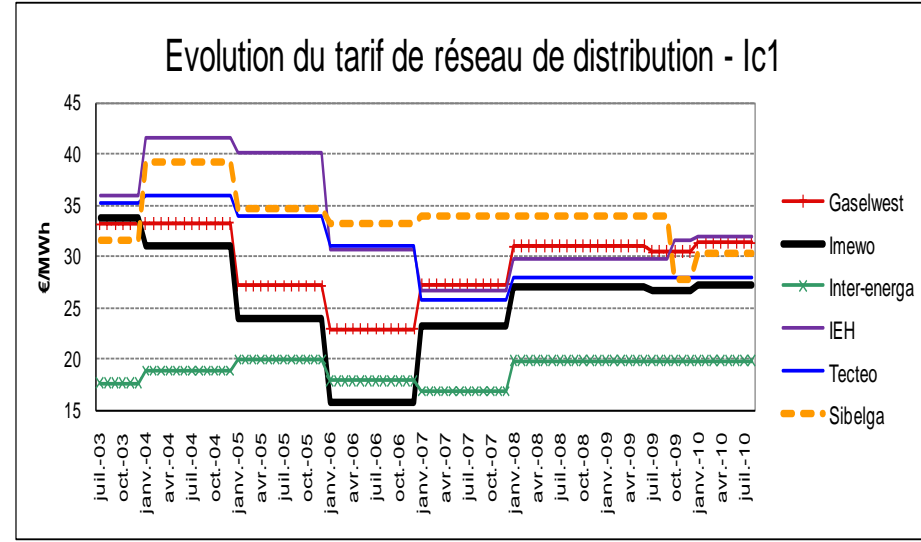
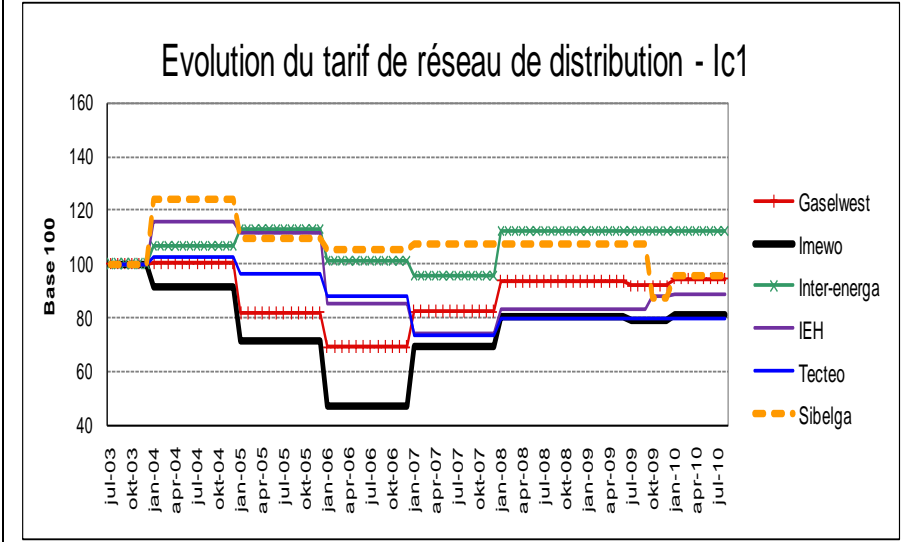


Figure 6.6.



41. Pour les clients BT (Dc et Ic), toutes les zones de distribution ont connu des baisses des tarifs jusqu'à l'exercice 2007 (2006 pour la zone Sibelga) mais, pour la plupart des GRD, ces évolutions favorables ont été neutralisées à l'exercice 2008 (voir par exemple figure 6.2.). La hausse des tarifs de réseau de distribution entre 20047 et 2008 s'explique en partie par :

- les suites données par la CREG aux arrêts prononcés par la cour d'appel en 2007;
- la signature d'une transaction avec les GRD du secteur mixte.

Les coûts croissants de l'énergie pour la compensation des pertes du réseau, les coûts croissants des OSP et des *embedded costs* renforcent eux aussi cette hausse.

L'arrêté royal du 2 septembre 2008¹⁵ arrête les dispositions et la structure des tarifs pluriannuels. 2009 est la première année de la période pluriannuelle 2009-2012. Dans les décisions du 18 novembre 2008, toutes les propositions tarifaires 2009-2012 sont rejetées. Ces propositions n'étaient en effet pas uniformes par rapport à l'Arrêté Royal. De ce fait, les tarifs 2008 ont été prolongés, jusqu'à ce qu'il y ait des tarifs de réseau de distribution approuvés. A partir de juillet 2009, il y avait des tarifs de réseau de distribution approuvés pour 2009 pour Gaselwest et Imewo. Ceux-ci ont entraîné une hausse. Pour Sibelga et IEH, c'était en octobre 2009. L'arrêté royal du 2 septembre 2008 est à l'origine de la hausse des tarifs, en raison, notamment :

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

¹⁵ Arrêté royal 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).

En comparaison à 2003, les tarifs de réseau de distribution BT (hors prélèvements publics) ont varié en août 2010 dans une large fourchette suivant les zones de distribution et les clients types. Pour un client type Dc, ceci peut aller de baisses de 35 % (zone Tecteo) à des hausses de près de 40 % (Sibelga).

42. Pour le client type Ic1 qui est raccordé à la MT, le bilan demeure positif sur toute la période envisagée. Ainsi, il y a 5 gestionnaires de réseau de distribution dont les tarifs sont moins élevés en août 2010 qu'en 2003 (figure 6.6). Seul Inter-Energa possède des tarifs plus élevés qu'en 2003. Ces tarifs constituent le prolongement des tarifs de 2008.

En raison du principe de cascade des coûts entre groupes de clients, les clients MT ne supportent pas les coûts relatifs à l'infrastructure située en aval de leur réseau. C'est l'une des raisons pour lesquelles les tarifs moyenne tension étaient bien moins élevés que les tarifs basse tension (figure 6.1. comparée à la figure 6.5.).

43. L'évolution des tarifs de réseau de distribution diverge fortement entre les différentes zones de distribution. La conjonction de plusieurs facteurs explique les différentes évolutions:

- le niveau de départ des coûts, les efforts de coûts consentis par les GRD et les contrôles de la CREG, via l'exercice de *benchmarking* et l'analyse individuelle des coûts;
- plus de transparence au niveau des coûts et des produits de l'activité de réseau de distribution régulée;
- un affinement des méthodes de répartition des coûts communs aux différentes activités du GRD;
- l'évolution des éléments constitutifs de la rémunération des capitaux investis et notamment;
 - les capitaux investis (RAB);
 - l'évolution du taux OLO à 10 ans;
 - l'évolution du paramètre Bêta;
 - la structure de financement
- un affinement des méthodes d'allocation des coûts et de cascade des coûts entre groupes de clients;

- l'apparition de nouveaux coûts liés à la libéralisation, tels que les coûts de clearing house ou de mise en place de nouveaux systèmes informatiques;
- les arrêts de la cour d'appel intervenus en 2007 et la transaction conclue en conséquence entre la CREG et plusieurs GRD ;
- l'extension des OSP ;
- la prise en compte des reports d'exploitation ;
- l'évolution des coûts des services auxiliaires.

44. L'effet de ces 3 derniers facteurs sur les tarifs de réseau de distribution est illustré dans les graphiques suivants et diffère de GRD à GRD.

Figure 7 – Aperçu des principales composantes du tarif de réseau de distribution

Figure 7.1. – Dc – Gaselwest - €/MWh

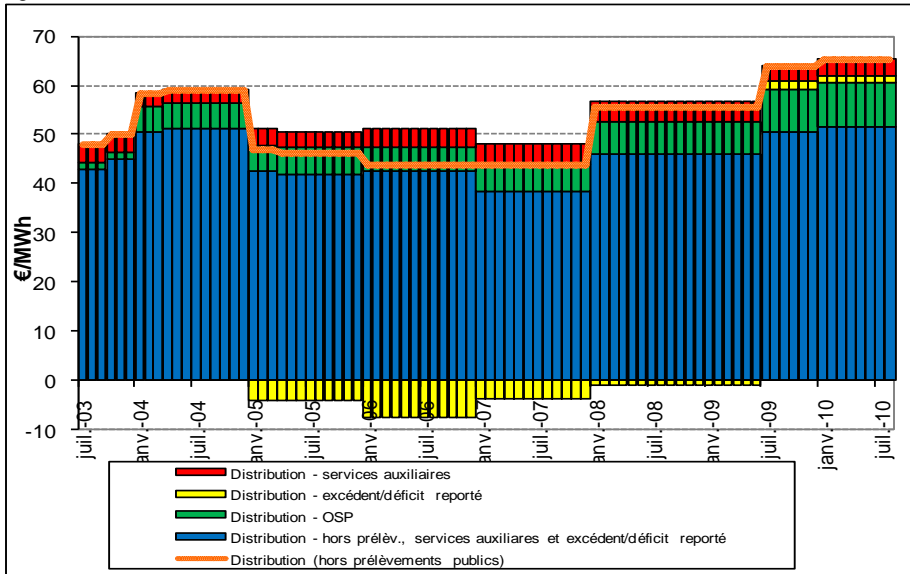


Figure 7.3. – Dc – IEH - €/MWh

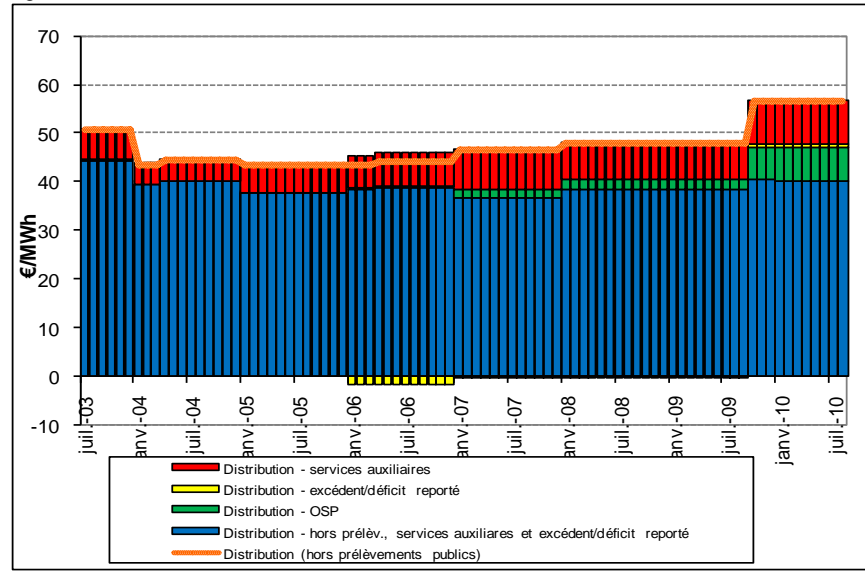


Figure 7.2. – Dc – Imewo - €/MWh

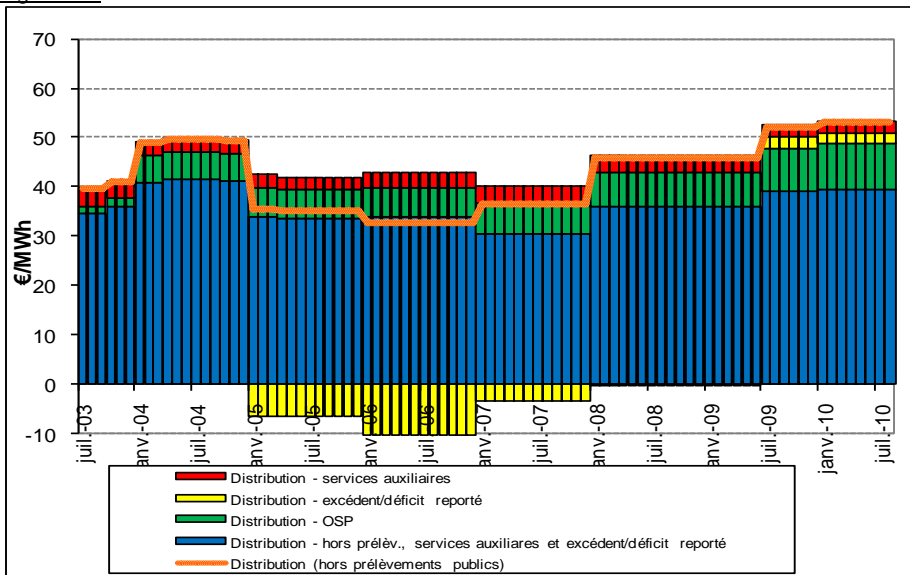


Figure 7.4. – Dc – Tecteo - €/MWh

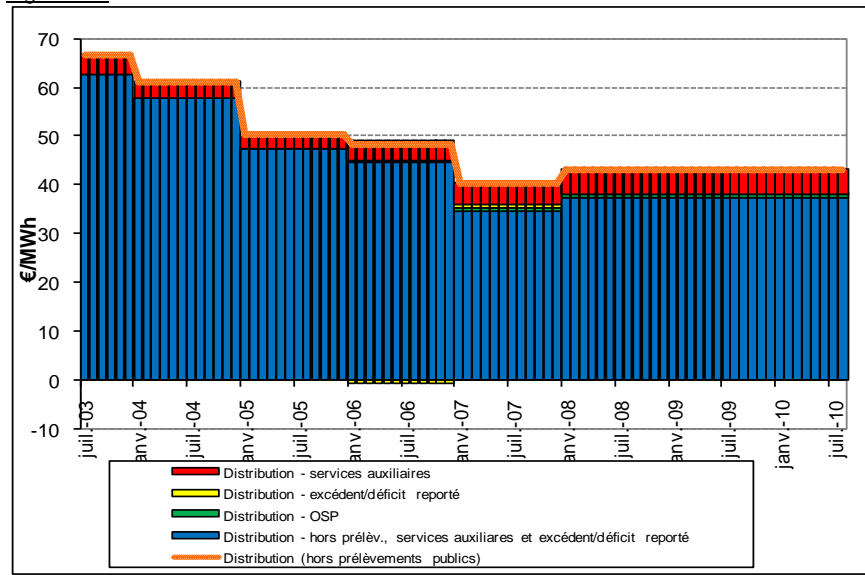


Figure 7 – Aperçu des principales composantes du tarif de réseau de distribution

Figure 7.5. – Dc – Inter-Energa - €/MWh

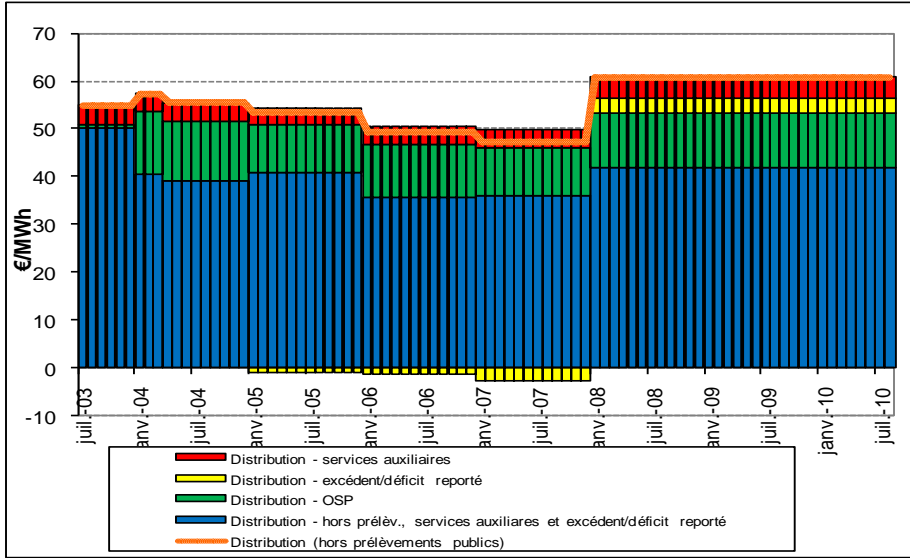


Figure 7.7. – Dc – Sibelga - €/MWh

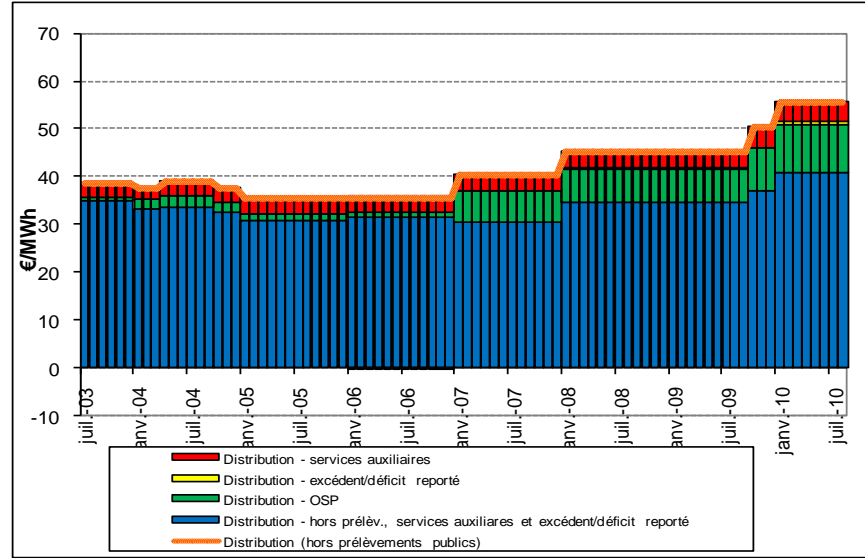


Figure 7.6. – Ic1 – Gaselwest - €/MWh

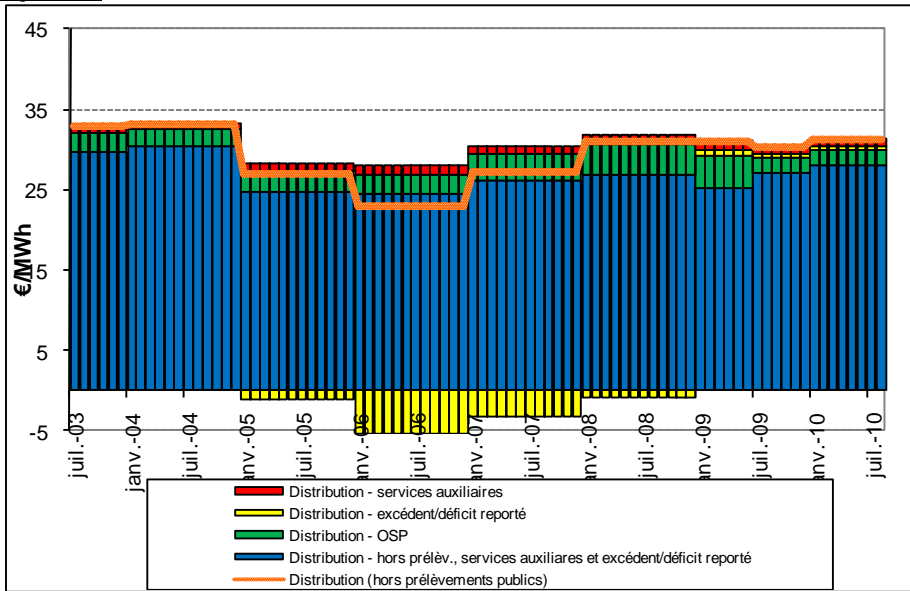


Figure 7.8. – Ic1 – IEH - €/MWh

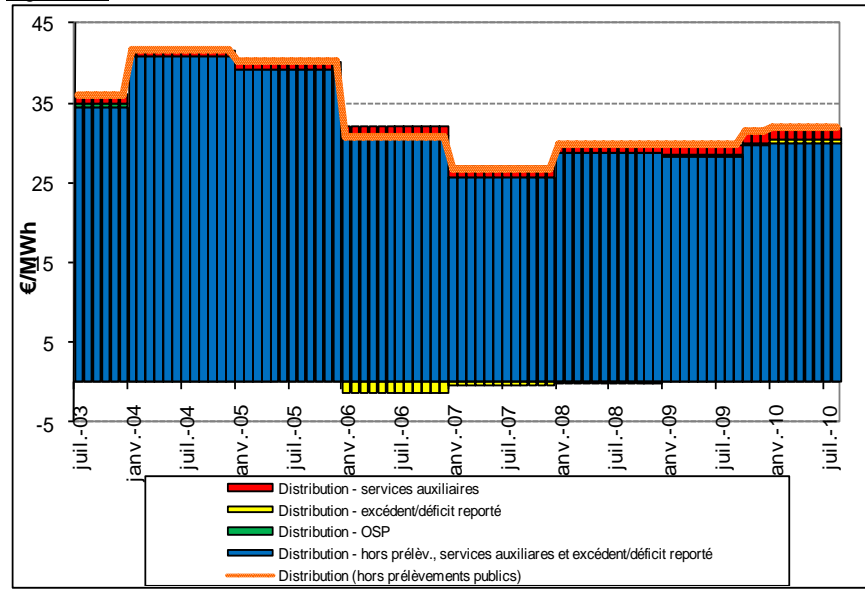


Figure 7 – Aperçu des principales composantes du tarif de réseau de distribution

Figure 7.9. – Ic1 – Imewo - €/MWh

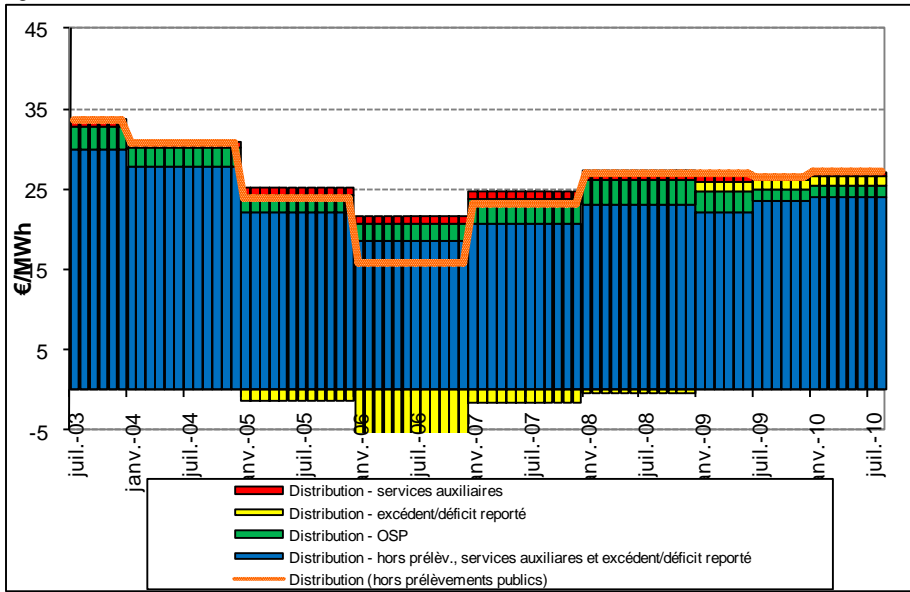


Figure 7.11. – Ic1 – Tecteo - €/MWh

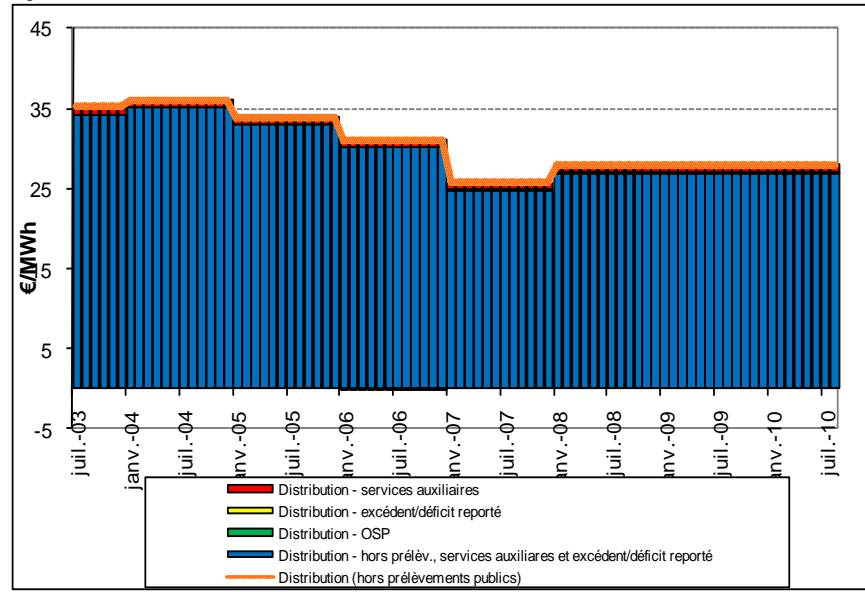


Figure 7.10. – Ic1 – Inter-Energa - €/MWh

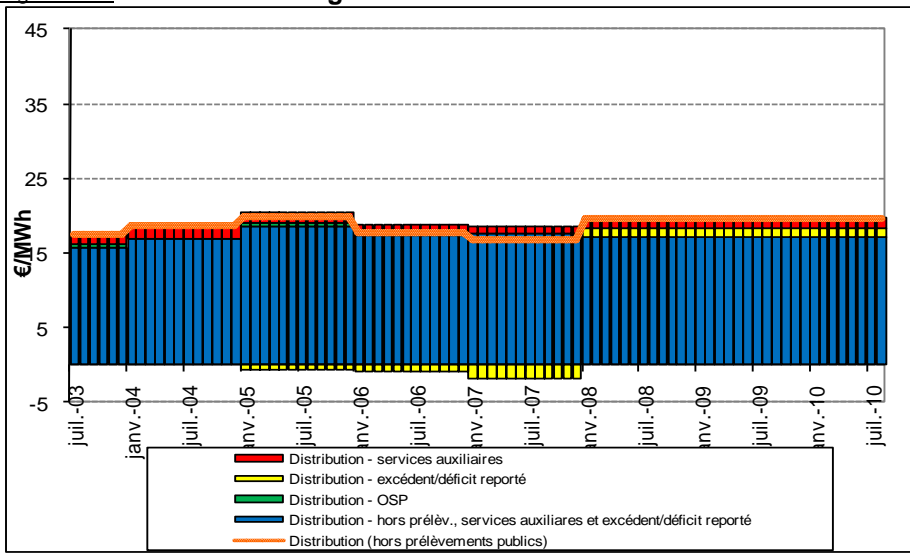
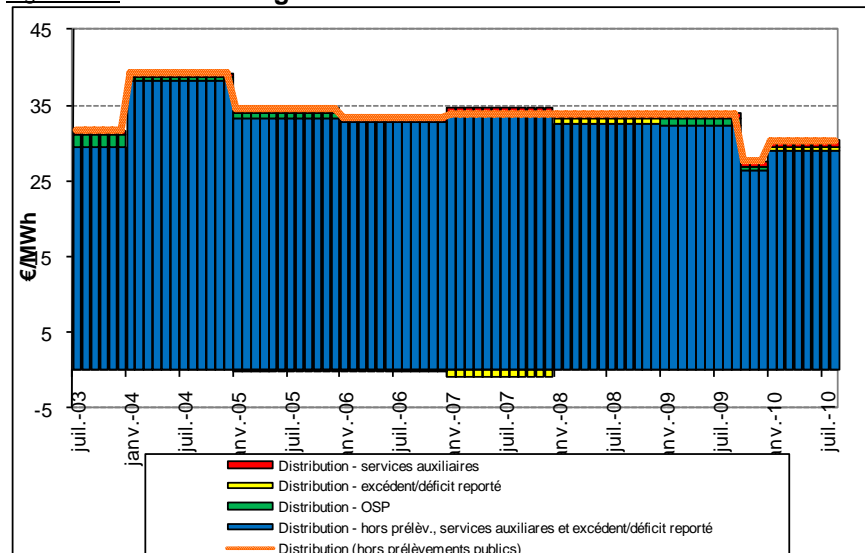


Figure 7.12. – Ic1 – Sibelga - €/MWh



45. Les coûts des OSP diffèrent fortement d'une région à l'autre.

Les GRD situés en Flandre ont connu une augmentation importante du coût des OSP entre 2003 et 2004 résultant principalement de l'application de la mesure des kWh gratuits. Le coût de cette fourniture gratuite étant entièrement imputé à la BT explique en grande partie les hausses des tarifs pour ce niveau de tension constatées entre 2003 et 2004 (voir par exemple Figure 7.1.). En ce qui concerne Gaselwest et Imewo les hausses des coûts des OSP se sont poursuivies après 2004 notamment suite à la hausse des coûts liés au placement de compteurs à budget ou de limiteurs de puissance et à l'apparition de nouvelles OSP telles que le soutien administratif, l'entretien de l'éclairage public, les URE et l'obligation de certificats. Chez Gaselwest, les coûts des OSP représentent environ 14 % des coûts servant de base au calcul des tarifs de réseau de distribution BT¹⁶ tandis que chez Imewo, ce pourcentage s'élève en moyenne à plus de 17 % (jusqu'à 19 % en 2006). Chez Inter-Energa, les coûts des OSP n'ont pas cru entre 2004 et 2010 et représentent en moyenne 20 % des coûts servant de base au calcul des tarifs de réseau de distribution BT.

En Région wallonne, les coûts des OSP ont constitué une part négligeable des coûts de réseau de distribution jusqu'en 2007. A partir de cette année ils ont exercé une influence plus significative sur les tarifs (voir par exemple Figure 7.3.). Par rapport aux GRD flamands et à Sibelga, leur part dans les coûts de réseau de distribution 2008 reste relativement faible. Les obligations de service public ont fortement augmenté dans les tarifs approuvés 2009-2012. Cette hausse est causée par l'exécution de l'arrêté relatif aux obligations de service public et par l'application "Talexus"¹⁷.

En Région de Bruxelles-Capitale, les coûts des OSP¹⁸ sont responsables de la hausse sensible des tarifs BT en 2007 (voir par exemple Figure 7.7.) et particulièrement la très forte hausse des coûts de l'éclairage public, y compris l'achat de l'énergie qui constitue une OSP à Bruxelles. Ils représentent alors +/- 16 % des coûts de réseau de distribution. Cette hausse n'apparaît pas pour le client Ic1 en MT, niveau sur lequel peu de coûts d'OSP sont imputés (Figure 7.12.).

¹⁶ Hors tarifs de raccordement.

¹⁷ Talexus est un système de paiement pour les cartes rechargeables des compteurs à prépaiement.

¹⁸ Il s'agit uniquement d'une partie des coûts des OSP, à savoir ceux qui sont couverts par les tarifs du réseau de distribution. Les coûts sont en effet couverts en premier lieu par un droit spécifique prélevé au niveau des fournisseurs (voir II.6. Prélèvements publics) et seule la partie non couverte par ce droit est couverte par le tarif du réseau de distribution.

46. Pour les GRD flamands, les décisions bonus/malus de la CREG ont permis de constater des excédents d'exploitation importants. C'est le cas en particulier pour les premiers exercices d'exploitation. Par exemple, l'excédent de 2004 est reporté dans les tarifs de 2006 de Imewo aux figures 7.2. et 7.9. Suite aux arrêts de la cour d'appel intervenus en 2007, la méthode de détermination du bonus/malus utilisée pour l'exercice d'exploitation 2006 a fondamentalement été modifiée. Cette modification s'est traduite par des reports d'exploitation (bonus/malus) moins importants et, en ce qui concerne Inter-Energa, par la constatation d'un malus relativement important incorporé pour moitié dans les tarifs de réseau de distribution de 2008. L'incorporation de ce malus explique une partie de la hausse des tarifs en 2008 (voir par exemple Figure 7.5.).

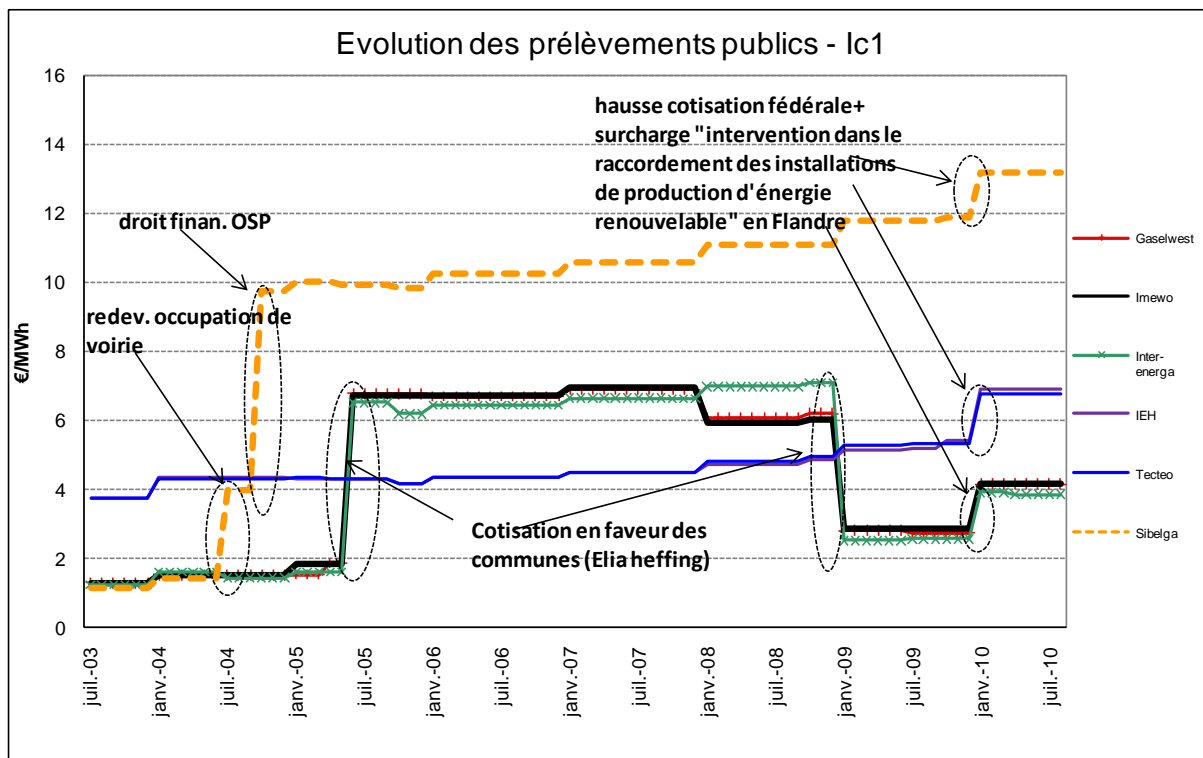
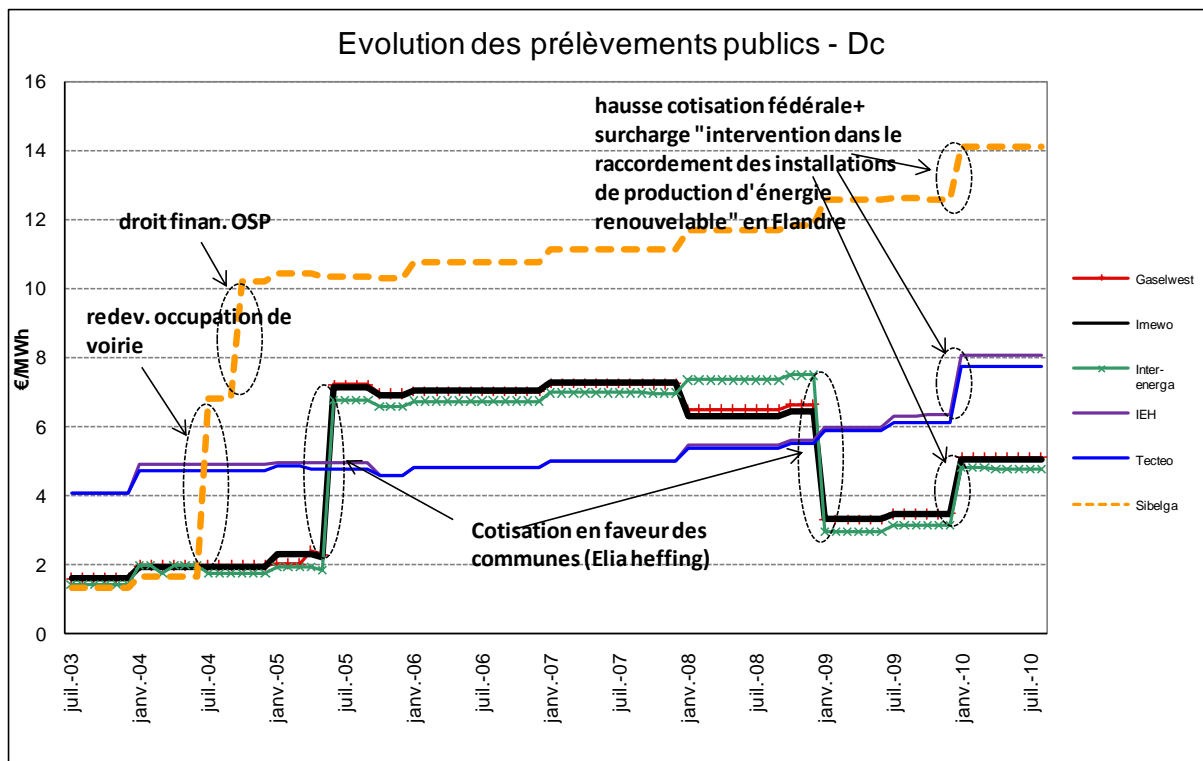
En régions wallonne et de Bruxelles-Capitale, les excédents d'exploitation sont restés nettement plus faibles qu'en région flamande. Etant donné que ces excédents ne sont constatés que sur la clientèle éligible, et que celle-ci est restée jusqu'en 2007 minoritaire au niveau de la basse tension, ces excédents sont demeurés restreints.

47. La part de services auxiliaires dans les tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics) fluctue entre 5 % et 16 % pour la plupart des gestionnaires des réseaux de distribution mais peut atteindre jusqu'à 18 % (IEH) en 2007 (voir figure 7.3.).

En régions wallonne et de Bruxelles-Capitale, après avoir légèrement diminués entre 2003 et 2004, les tarifs de compensation des pertes de réseau ont augmenté de manière constante entre 2004 et 2010 et ce, pour certains GRD, jusqu'à atteindre des hausses de 70% sur la cette période (zone IEH). Les augmentations constatées en régions wallonne et de Bruxelles-Capitale sont principalement liées au fait que certains GRD bénéficiaient des conditions des contrats (historiquement) négociés pour des volumes importants d'énergie couvrant la fourniture à la clientèle non éligible. Les prix avantageux obtenus dans ces contrats ont été remplacés par des prix de marché moins avantageux découlant d'appels d'offres réalisés dans le cadre plus restreint de l'achat d'énergie pour la compensation des pertes de réseau.

II.6. Prélèvements publics

48. La figure ci-dessous présente les évolutions des prélèvements publics pour les clients type Dc et Ic1.



49. 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 prélèvements¹⁹.

50. Pour les clients basse tension, on note à Bruxelles une forte hausse des prélèvements publics en juillet 2004. Elle est occasionnée par la facturation d'une « redevance occupation de voirie » dont le montant en BT dépasse les 5,00 €/MWh et est indexé chaque année. Pour le client en MT, la hausse en juillet est moins sensible en raison du fait que la législation bruxelloise prévoit que la « redevance occupation de voirie » prélevée en haute tension (>1kV) représente la moitié de celle de BT (2,50 €/MWh majoré de l'inflation).

Vient s'ajouter à cela une surcharge pour le financement des OSP à partir du troisième trimestre 2004. Ce droit est également indexé chaque année. Pour la BT, cette surcharge est un montant forfaitaire mensuel différencié en fonction de la puissance mise à disposition, tandis qu'au niveau de la haute tension (>1 kV), ce droit est exprimé par kVA de puissance de raccordement.

51. La forte hausse des prélèvements publics constatée en juin 2005 chez les GRD flamands est due à l'introduction de la cotisation en compensation de la perte de revenus des communes (« Taxe Elia » de 4,91 €/MWh).

Depuis le 1^{er} janvier 2008, les gestionnaires du réseau de distribution continuent à facturer la taxe Elia aux fournisseurs, en dépit de l'arrêt de celle-ci par le Gouvernement flamand²⁰. 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 « Elia-heffing » pendant l'exercice d'exploitation 2008.

¹⁹ Le prix unitaire pour les différents prélèvements est moins élevé pour les clients moyenne tension. En outre, il faut tenir compte de la dégressivité qui est appliquée à la facturation de la cotisation fédérale à partir d'une consommation de 20 MWh.

²⁰ Arrêté du Gouvernement flamand 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).

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 pour laquelle la récupération complète intervient:

- les gestionnaires de réseau de distribution du secteur mixte prévoit 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).

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

52. L'écart constaté en juillet 2003 entre les GRD flamands et les GRD wallons correspond principalement à la surcharge pour occupation du domaine public « Taxe de Voirie » (environ € 2,00/MWh) et à la redevance de raccordement (€ 0,75/MWh).

53. Depuis le 1^{er} octobre 2005, la cotisation fédérale regroupe la surcharge « clients protégés » facturée séparément auparavant. Depuis cette date, le montant est facturé directement par les fournisseurs et prend directement en compte le fuelmix du fournisseur (exonération pour l'énergie verte fournie accordée sur les composantes Kyoto et dénucléarisation). A partir de cette date, les montants unitaires des surcharges ne sont plus corrigés pour tenir compte des pertes sur les réseaux de distribution²¹ et ils évoluent en fonction des surcharges unitaires calculées par la CREG et des certifications des fuelmix par les régulateurs régionaux. Il n'est pas tenu, compte, dans cette étude, des réductions entraînées par le fuelmix.

²¹ Avant le 1^{er} octobre 2005, le prélèvement de la cotisation fédérale était redescendu au niveau d'Elia System Operator par le biais du système de cascade. Pour récupérer les montants facturés par Elia System Operator (facturés sur la base de l'« infeed » aux réseaux de distribution) à ses clients (facture établie sur la base de l'« outfeed » des réseaux de distribution), les gestionnaires du réseau de distribution ont corrigé les montants unitaires des surcharges pour tenir compte des pertes énergétiques propres à leurs réseaux de distribution.

A partir de juillet 2009, la cotisation fédérale est à nouveau contenue dans les tarifs de réseau de transport. Ceci entraîne une correction des montants unitaires de la surcharge, fixés par la CREG, pour les pertes du réseau.

54. Depuis le 1^{er} octobre 2008, la nouvelle surcharge certificats verts s'applique à toutes les régions. Il s'agit d'une surcharge en vue du cofinancement des coûts relatifs à l'achat de certificats verts proposés par les exploitants de parcs éoliens offshore. Cette surcharge est facturée aux utilisateurs finals par le biais de coûts pour l'utilisation du réseau de transport. L'arrêté royal du 31 octobre 2008 stipule que la surcharge s'élève à € 0,1272/MWh. Mais lors de la facturation de la surcharge à leurs clients, les gestionnaires du réseau de distribution tiennent compte du pourcentage de pertes dans les réseaux de distribution.

55. Depuis janvier 2010, une nouvelle surcharge s'applique à la Région flamande, à savoir l'intervention dans le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable. Cette surcharge 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 favorisant la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables.

II. 7. Cotisations énergie renouvelable et de cogénération

56. La cotisation 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 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.

57. Les figures 9.1. à 9.5. présentent l'évolution des cotisations énergie renouvelable et de cogénération en valeurs absolues pour tous les fournisseurs. Les cotisations énergies renouvelables et de cogénération sont exprimées en €/MWh. Leur évolution est illustrée pour Dc.

Figure 9 – Aperçu de l'évolution de la composante cotisations énergie renouvelable et cogénération

Figure 9.1.

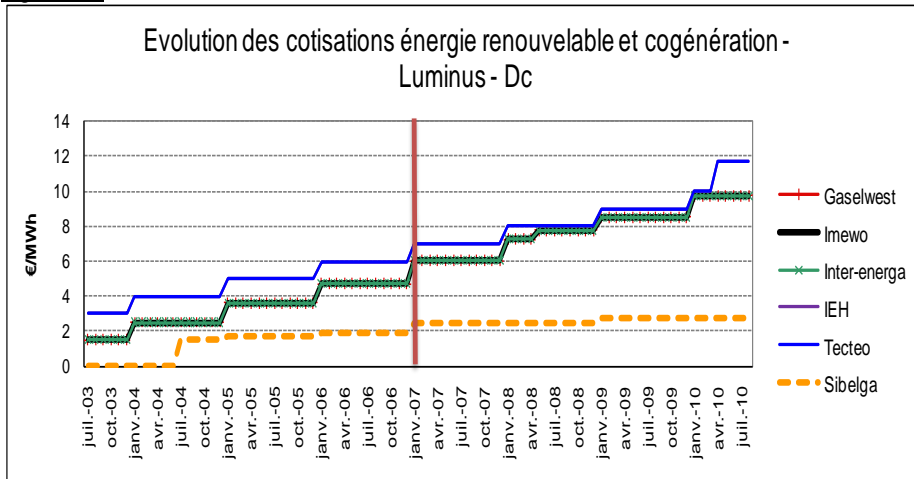


Figure 9.2.

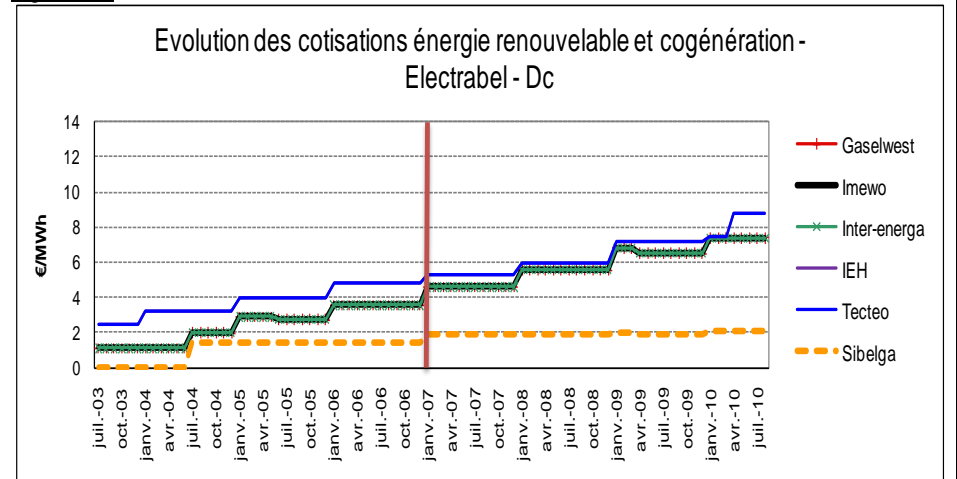


Figure 9.3.

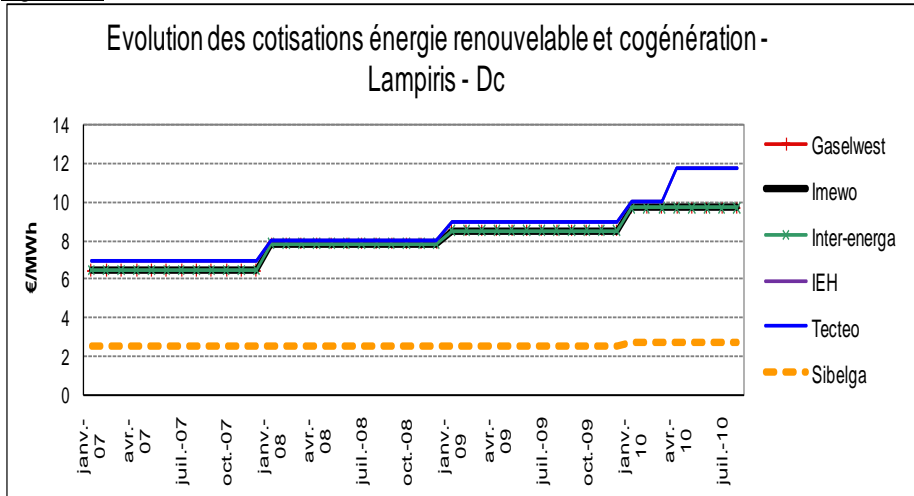


Figure 9.4.

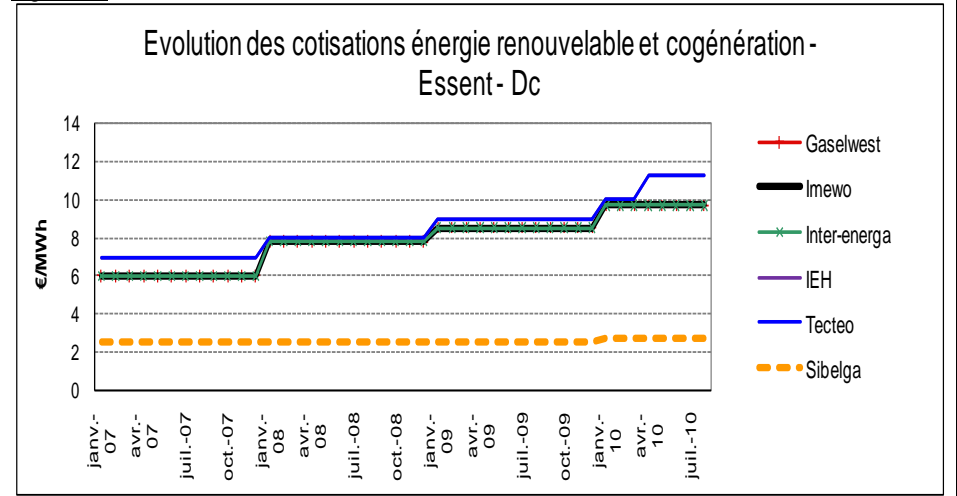
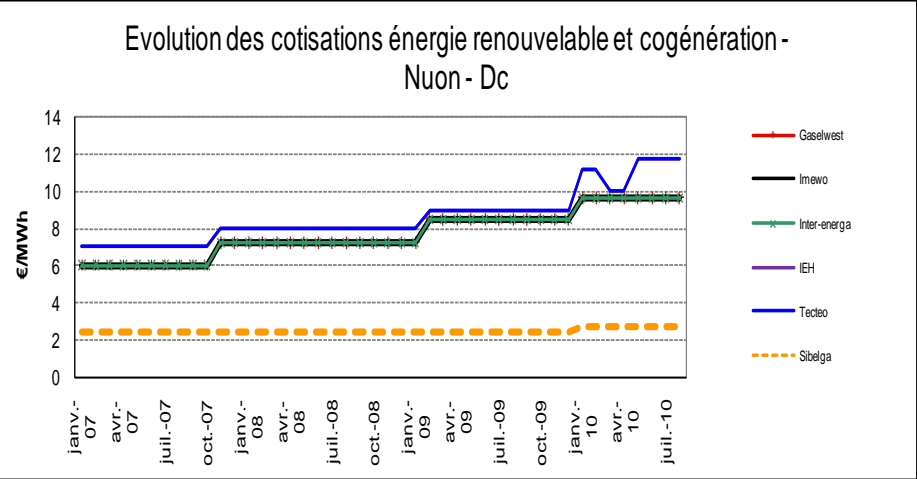


Figure 9 – Aperçu de l'évolution de la composante cotisations énergie renouvelable et cogénération

Figure 9.1.



58. Les montants des cotisations énergie renouvelable et de cogénération sont différenciés entre les régions et les fournisseurs. Leurs évolutions varient 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 cotisations dépend de l'amende administrative fixée par leur autorité régionale et du quota de certificats à délivrer. Electrabel facture des montants de cotisations moins élevés que les autres fournisseurs et semble donc davantage tenir compte de la valorisation des certificats sur le marché.

II.8. Taxe sur l'énergie et TVA

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

60. Les figures 10.1. à 10.4. présentent les évolutions de la taxe sur l'énergie et de la TVA pour la clientèle résidentielle fournie par Electrabel et Lampiris. Pour limiter le nombre de graphiques et étant donné qu'on note la même évolution que celle du prix final au consommateur, le calcul n'a été illustré que pour Electrabel et Lampiris.

61. Dans la mesure où la TVA est appliquée à l'ensemble des composantes²², son évolution est semblable à celle du prix final au consommateur. A partir d'août 2003, la taxe sur l'énergie est restée constante (c€ 0,19088/kWh). Elle s'élevait par contre à c€ 0,1634/kWh en juillet 2003. Une TVA est due sur la taxe énergie.

²² Sauf sur la redevance de raccordement en Région wallonne dont les montants ne sont pas soumis à la TVA et sur la cotisation fédérale pour la période juillet 2003-avril 2004 période durant laquelle les fournisseurs n'ont pas appliqué la TVA.

Figure 10 – Aperçu de l'évolution de la TVA et de la taxe sur l'énergie

Figure 10.1.

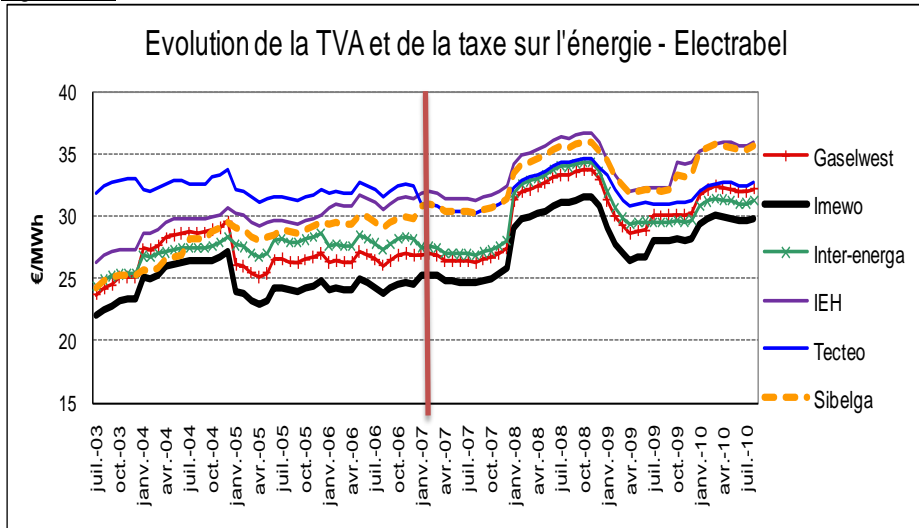


Figure 10.2.

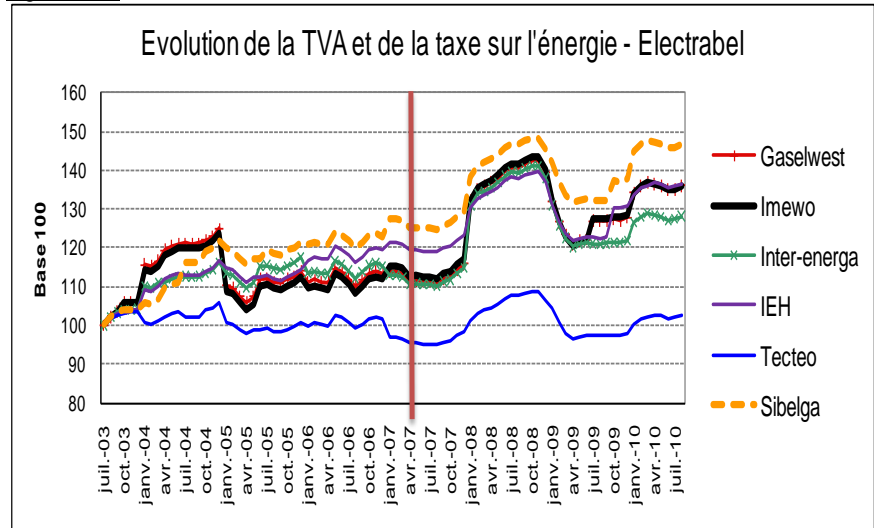


Figure 10.3.

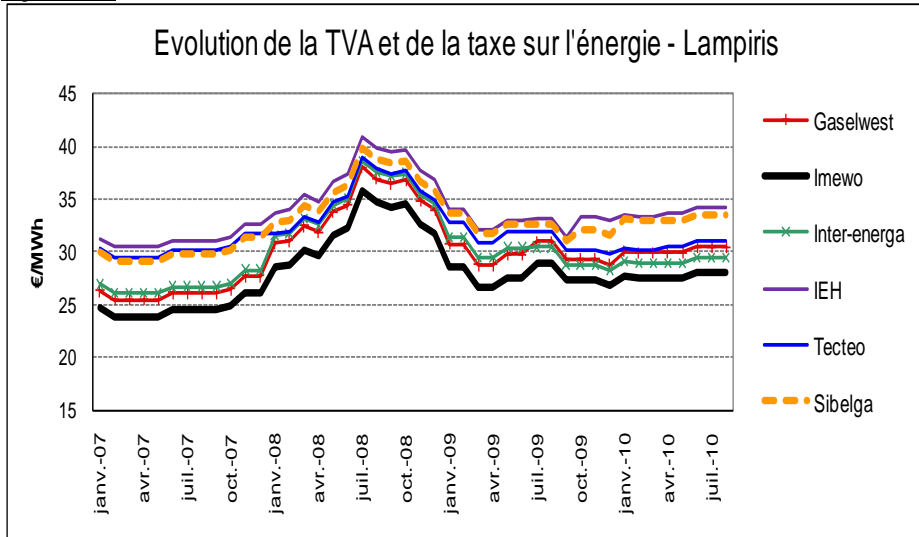
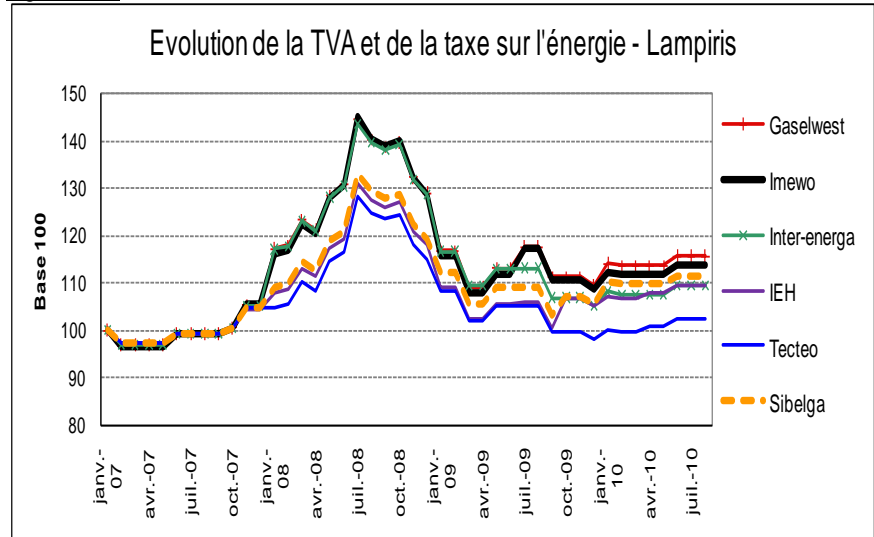


Figure 10.4.



III. CALCULS CLIENTS TYPES GAZ NATUREL

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

62. Les figures des pages suivantes illustrent les évolutions pour les clients type T2 et T4, pour tous les fournisseurs, en valeurs absolues. L'évolution relative est également illustrée. Janvier 2007 a été pris comme point de référence pour permettre une comparaison entre les différents fournisseurs. Ce point de référence a été choisi en raison du fait 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.

63. 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.

64. Depuis la libéralisation complète du marché de l'énergie en Belgique (janvier 2007), le prix pour un ménage moyen a augmenté en moyenne de 19,83 % pour tous les fournisseurs et pour toutes les zones de distribution. Cette évolution diffère par fournisseur et par zone de distribution.

Figure 11 – Aperçu de l'évolution du prix final à l'utilisateur

Figure 11.1.

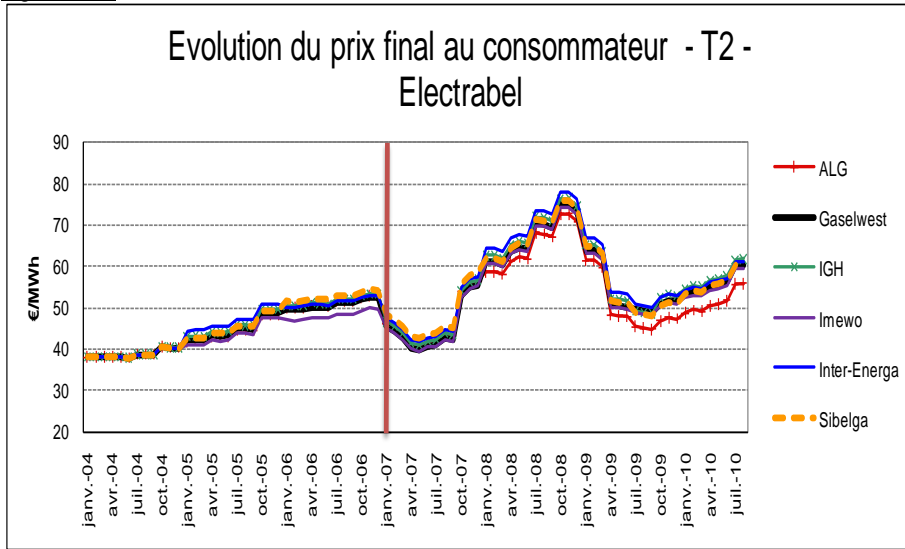


Figure 11.2

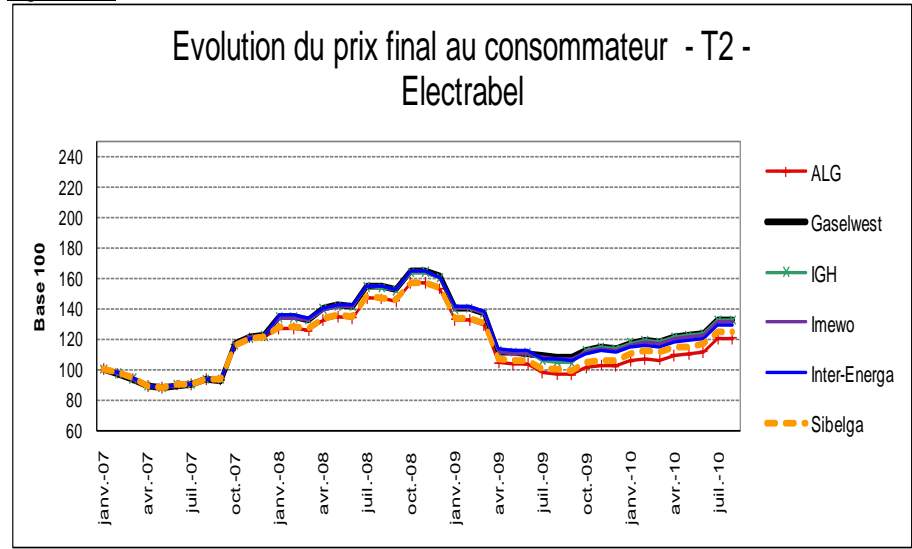


Figure 11.3.

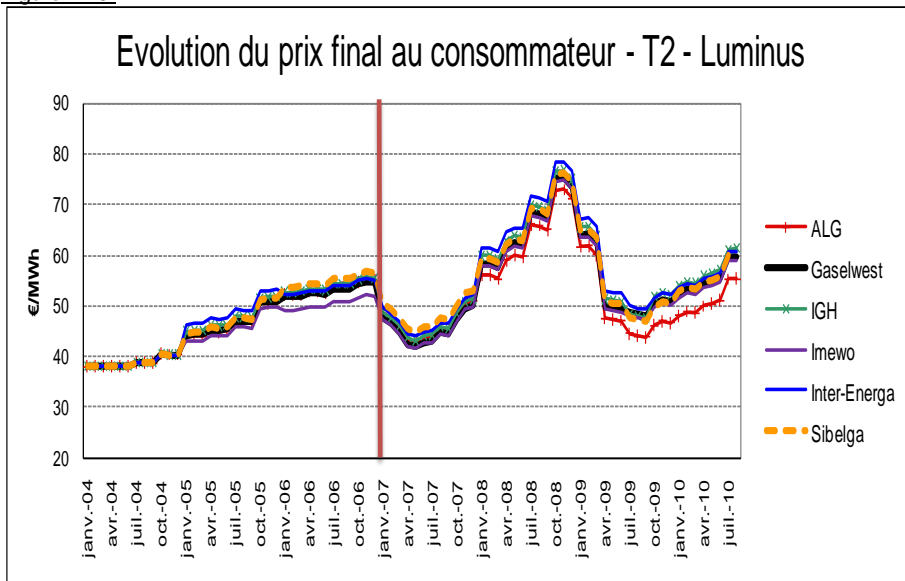


Figure 11.4.

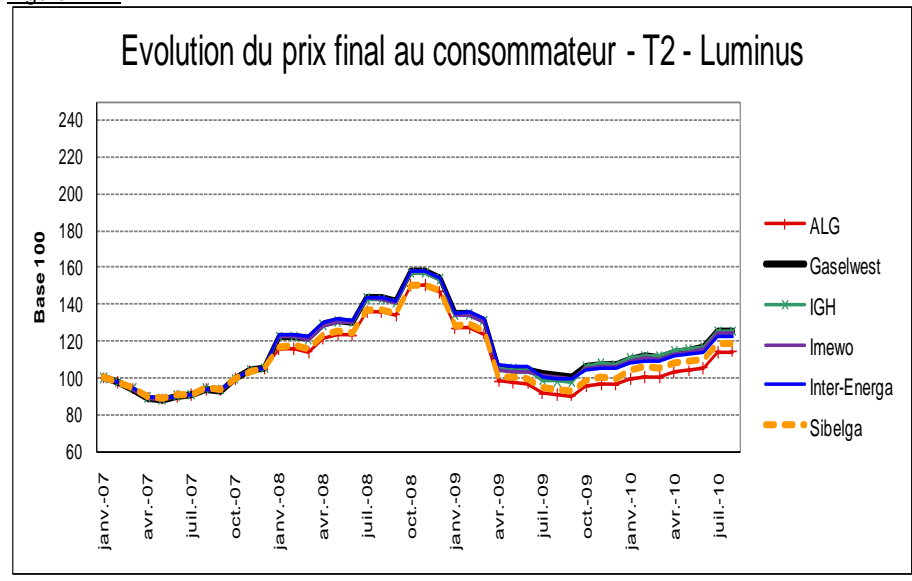


Figure 11 – Aperçu de l'évolution du prix final à l'utilisateur

Figure 11.5.

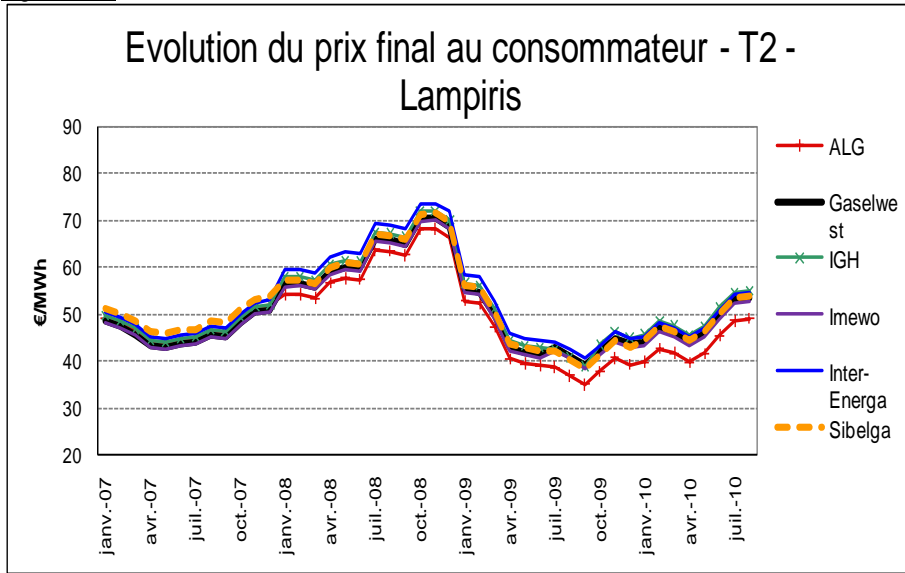


Figure 11.6

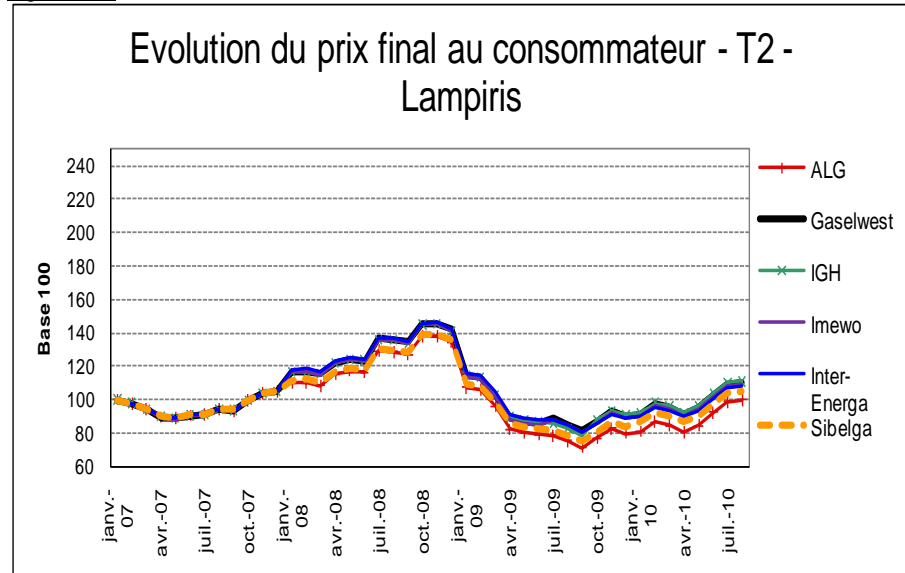


Figure 11.7.

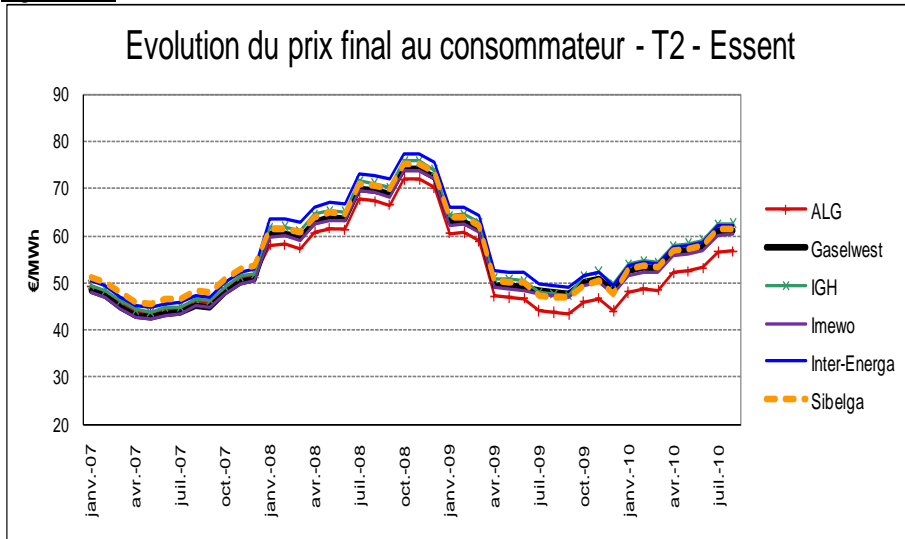


Figure 11.8.

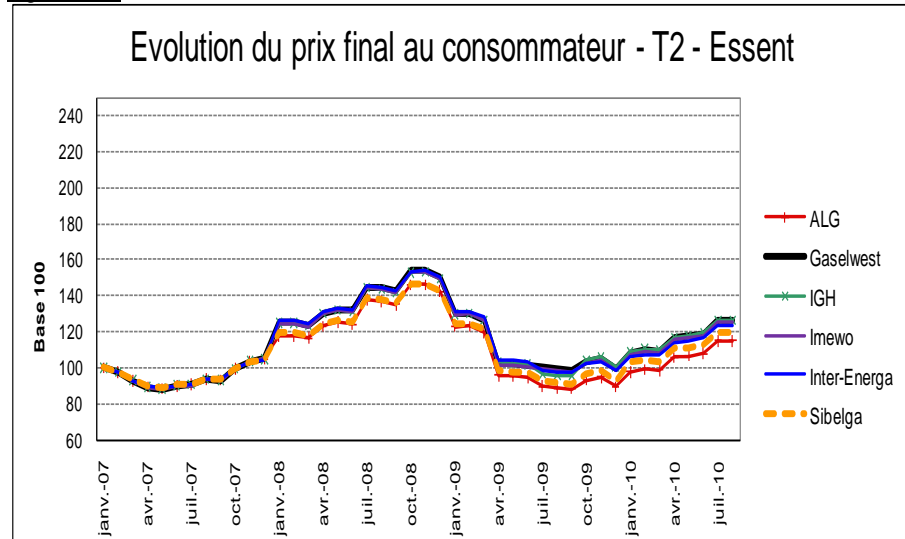


Figure 11 – Aperçu de l'évolution du prix final à l'utilisateur

Figure 11.9.

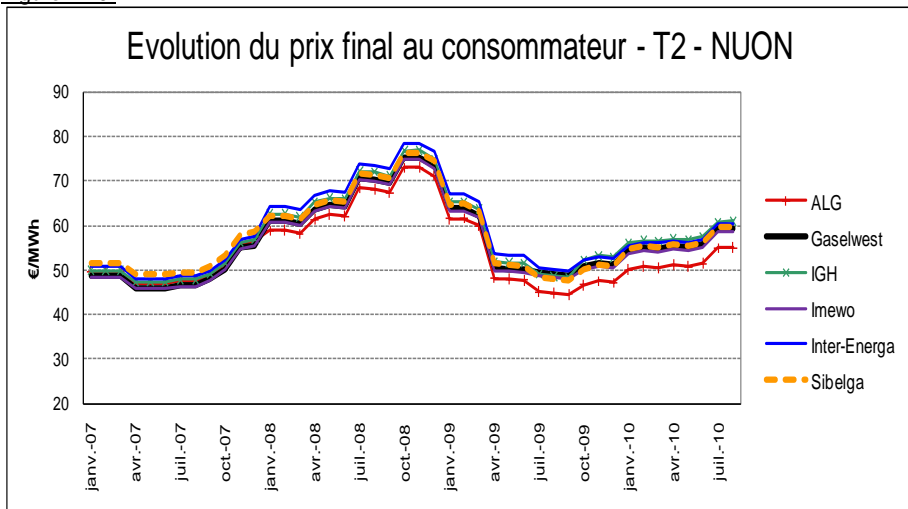


Figure 11.10

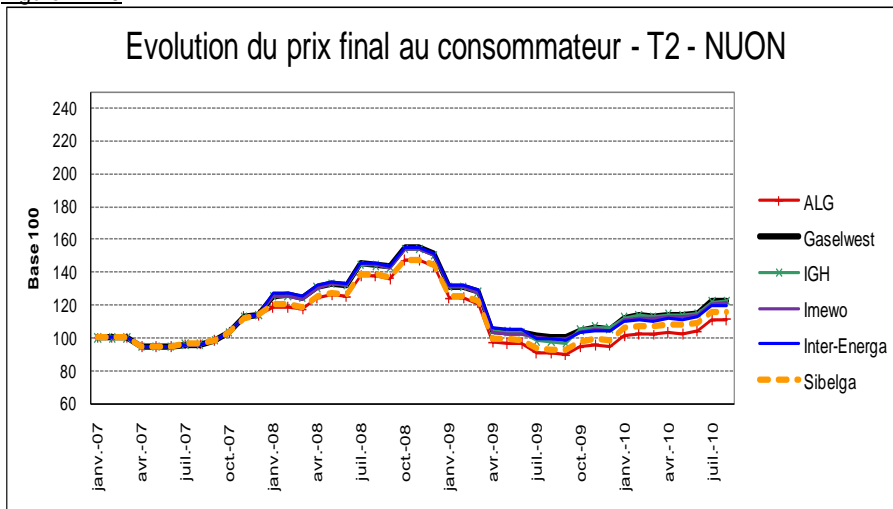


Figure 11.11.

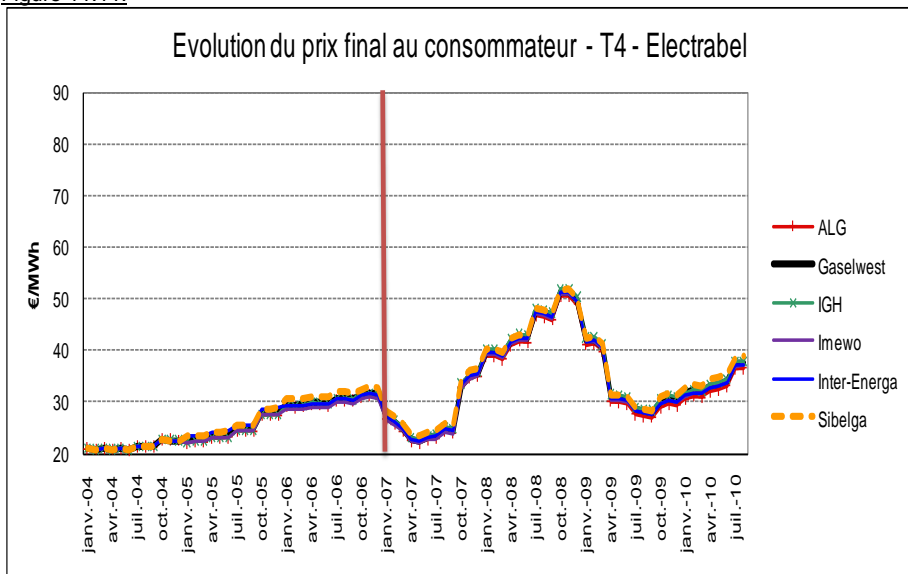


Figure 11.12.

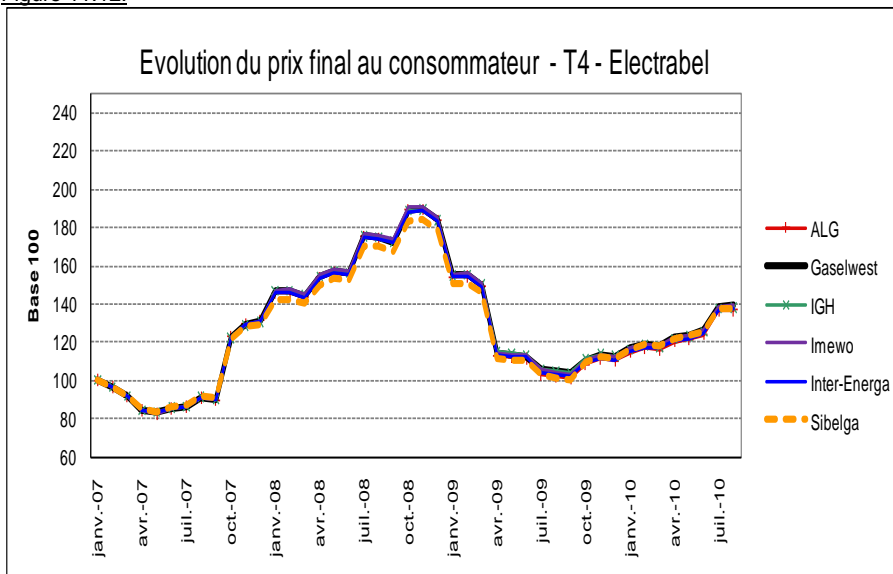


Figure 11 – Aperçu de l'évolution du prix final à l'utilisateur

Figure 11.13.

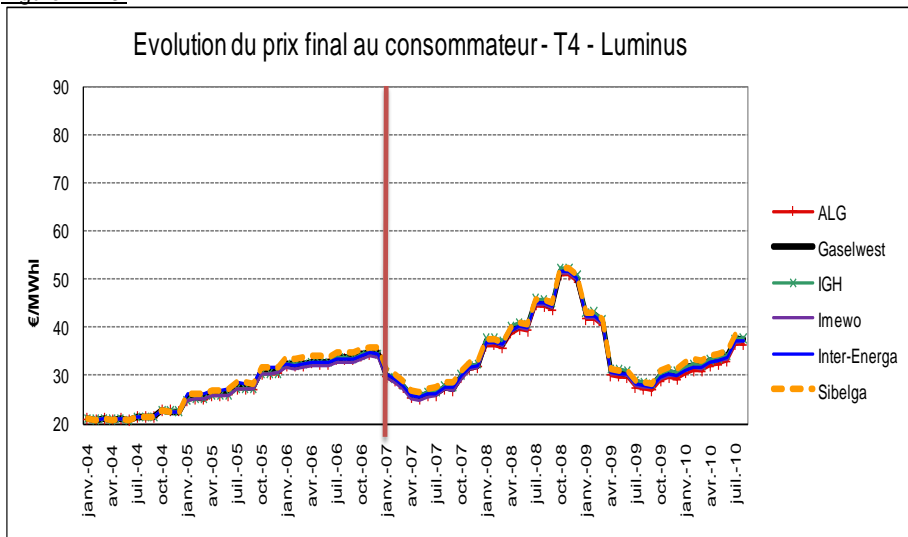


Figure 11.14

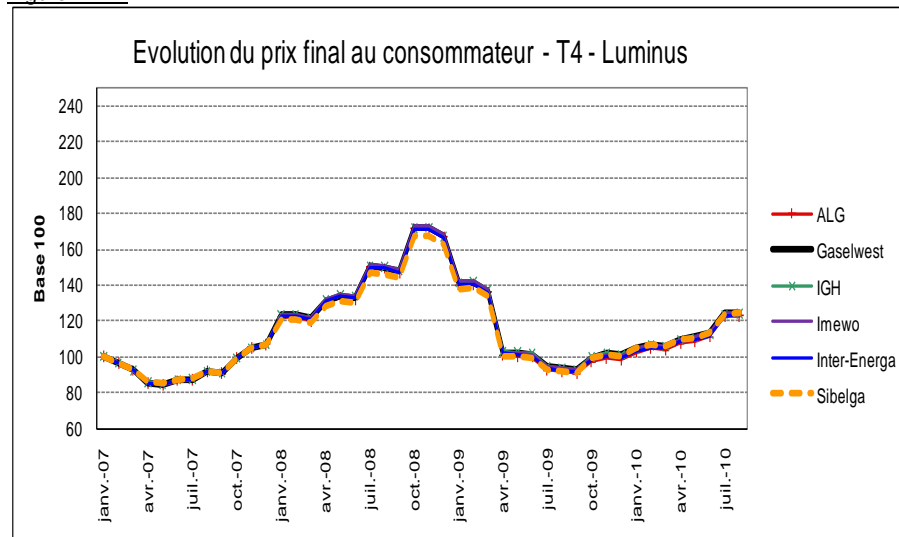


Figure 11.15.

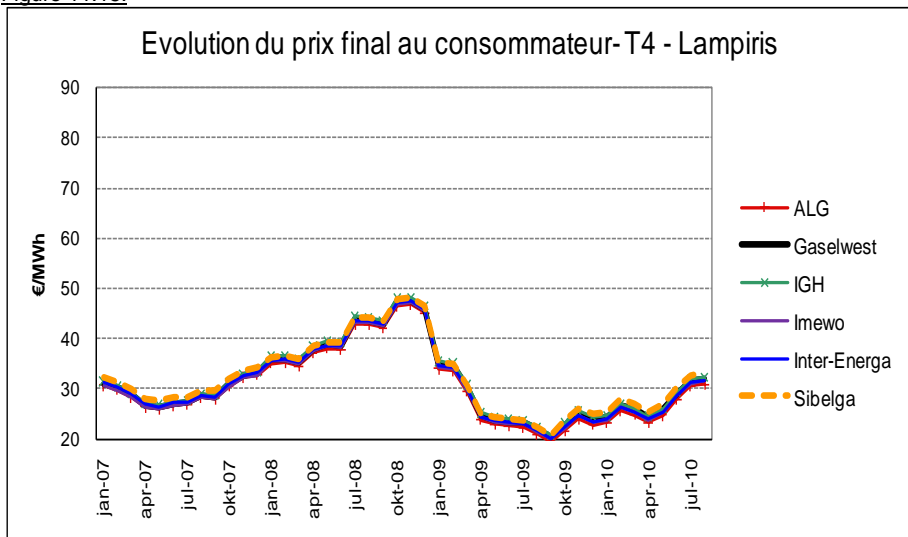


Figure 11.16

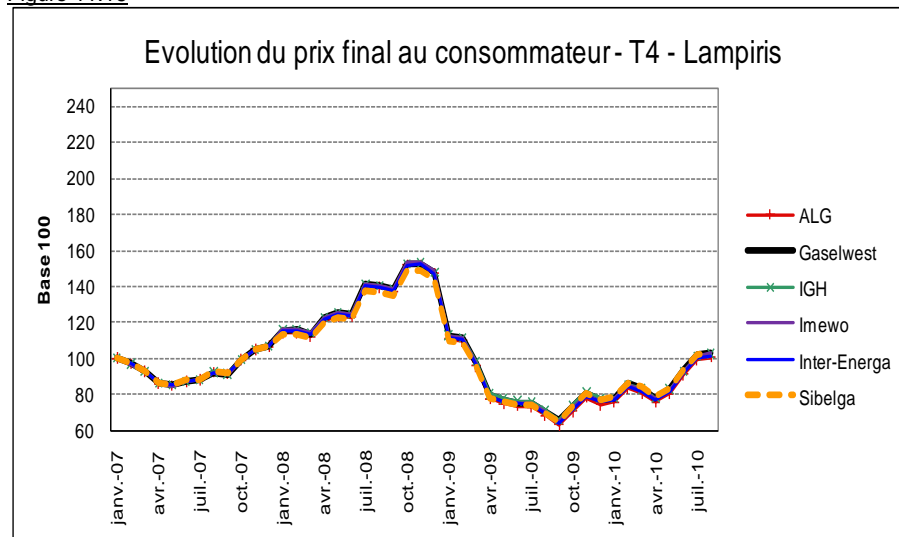


Figure 11 – Aperçu de l'évolution du prix final à l'utilisateur

Figure 11.17.

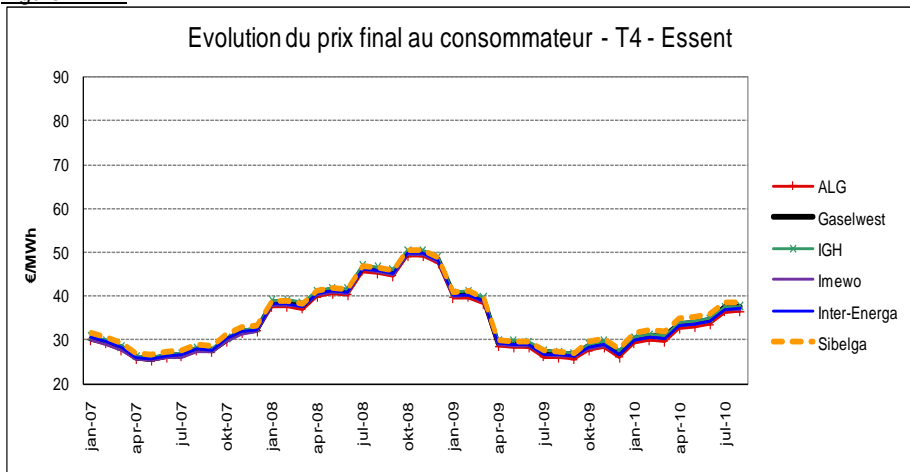


Figure 11.18

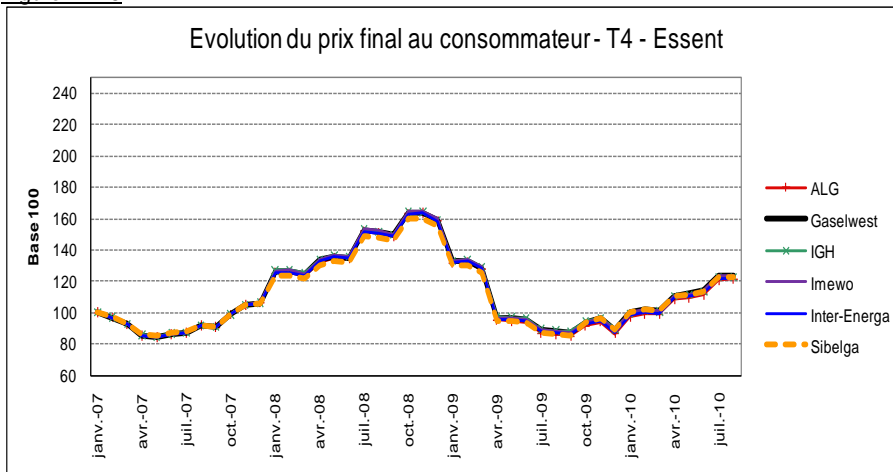


Figure 11.19.

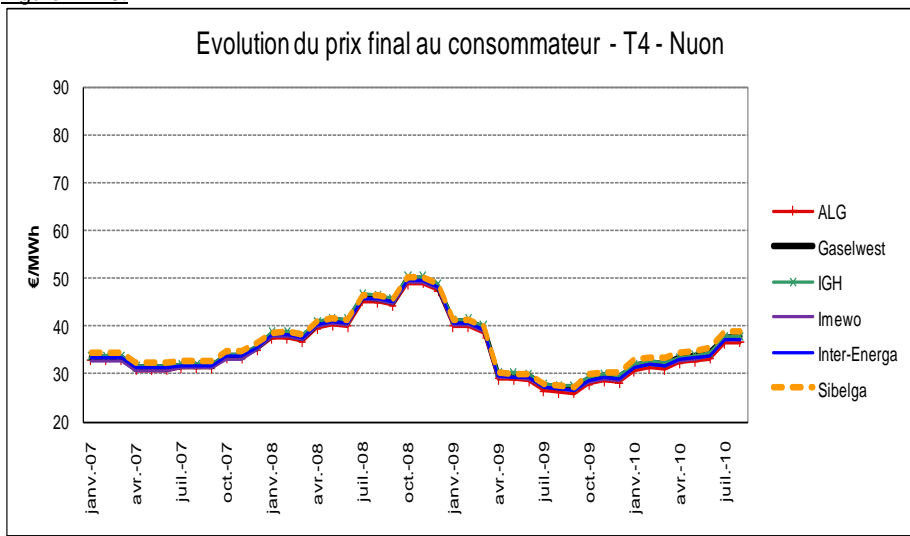
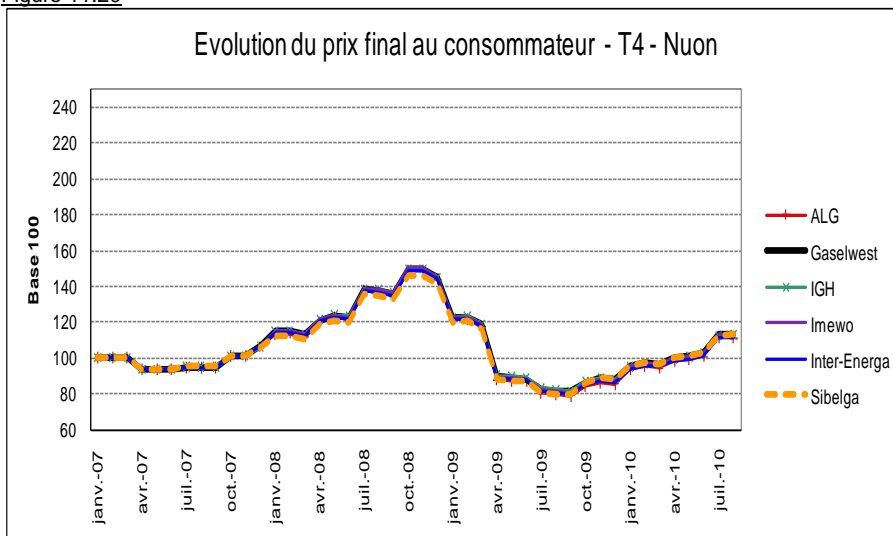


Figure 11.20



III.2. Aperçu des principales composantes

65. Les graphiques ci-après montrent 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, au contraire des graphiques relatifs au tarif industriel (T4). Etant donné le très grand nombre de graphiques, seuls les montants en valeur absolue ont été repris ici.

66. Les évolutions illustrées ci-après sont dues essentiellement à l'évolution du prix de l'énergie et des tarifs du réseau de distribution. Le prix final au consommateur a ainsi cru de manière substantielle depuis 2004 pour les différents clients types. Plus la composante énergie est importante, plus la hausse du prix final est conséquente, comme illustré à la figure 12.12.

On constate une hausse constante du prix final sur la période 2004-2008, excepté au moment de la libéralisation du marché en Wallonie et à Bruxelles (janvier 2007). La baisse intervenue à ce moment suite à un changement de formule de la composante « prix du fournisseur » (énergie) est cependant plus que compensée par des modifications ultérieures de formule. Cette évolution est renforcée en 2008 en Flandre (tous GRD) et en Wallonie (GRD mixtes) par une hausse des tarifs de réseau de distribution. Le prix final au consommateur atteint son niveau maximal en novembre 2008. La forte évolution constatée au cours des mois de janvier-novembre 2008 est provoquée par la hausse importante du prix du fournisseur. Ce dernier dépend des indices. 2008 a été une année caractérisée par une forte volatilité de tous les prix de l'énergie (gaz, pétrole et électricité) et des indices y afférents. Depuis l'automne 2008, la crise économique a provoqué une diminution des prix du pétrole et du gaz. De ce fait, le prix final à l'utilisateur diminue jusqu'à juin 2009. Ensuite, il augmente progressivement en raison de l'évolution des indices (prix du fournisseur) et des nouveaux tarifs de distribution approuvés. En 2010, la hausse des indices se poursuit de manière ininterrompue, mais le niveau de 2008 n'a pas encore été atteint.

Figure 12 – Aperçu des principales composantes du prix final à l'utilisateur

Figure 12.1.

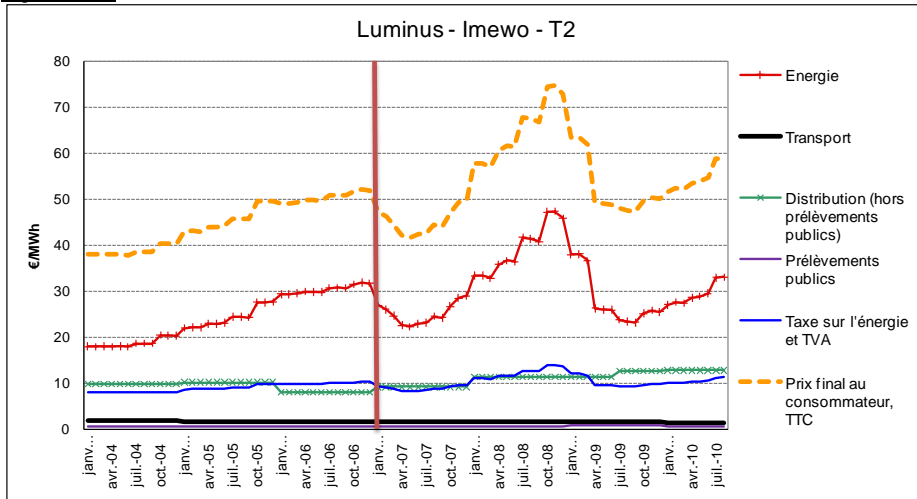


Figure 12.2.

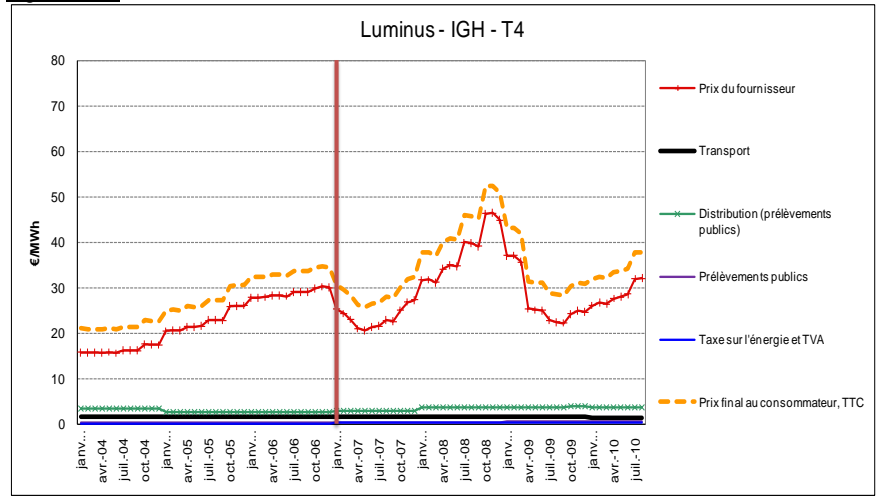


Figure 12.3.

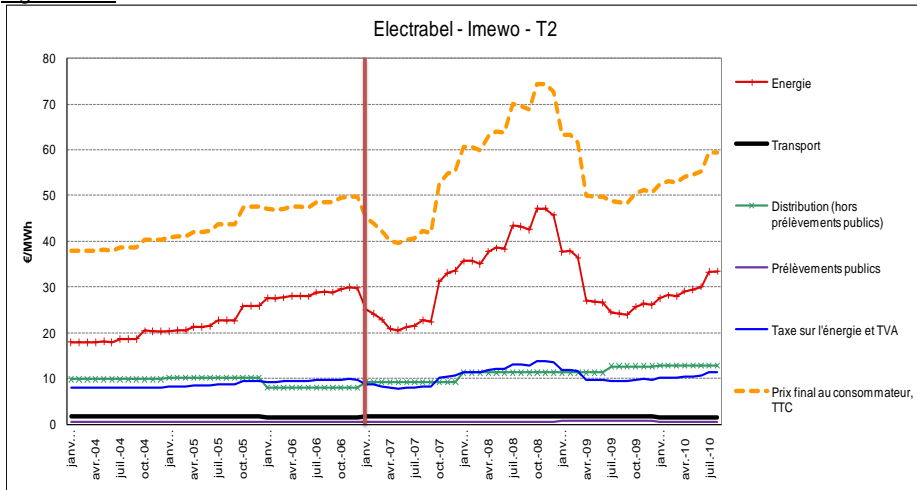


Figure 12.4.

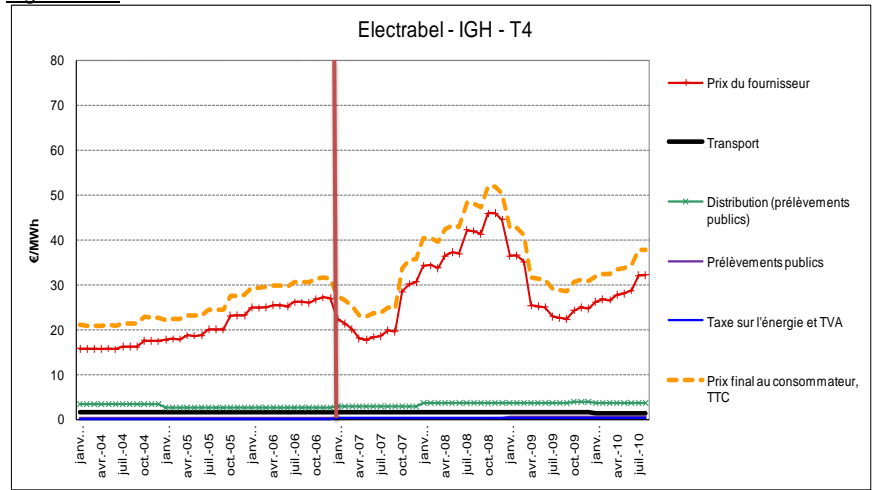


Figure 12 – Aperçu des principales composantes du prix final à l'utilisateur

Figure 12.5.

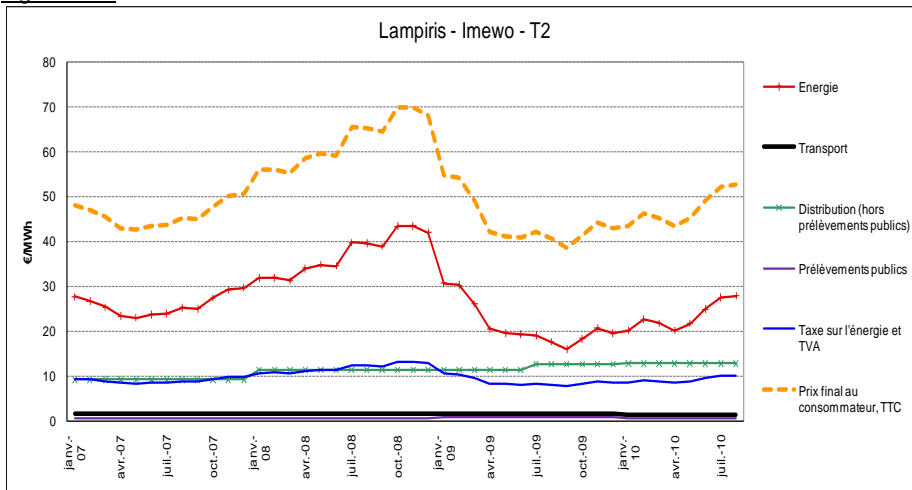


Figure 12.6.

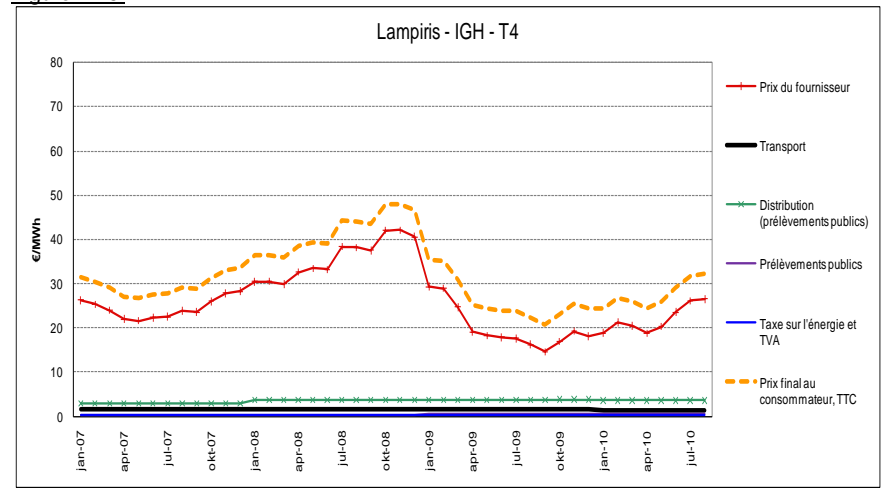


Figure 12.7.

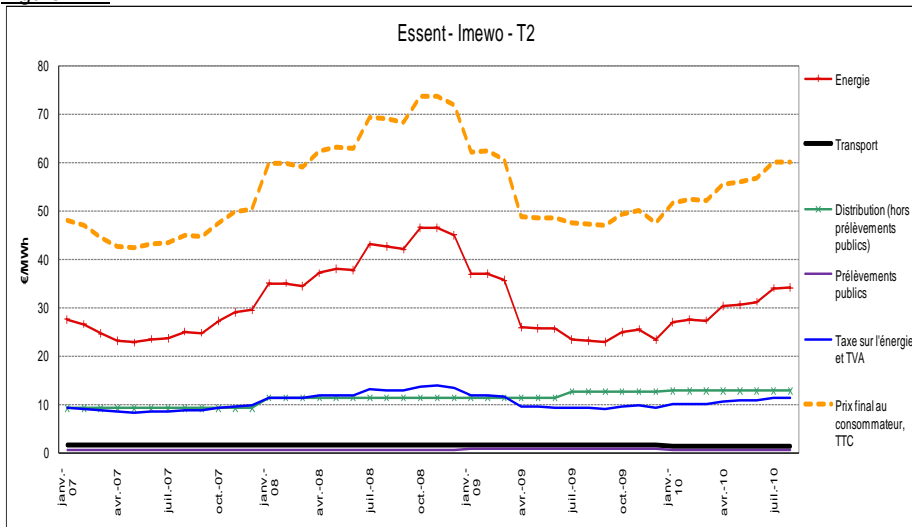


Figure 12.8.

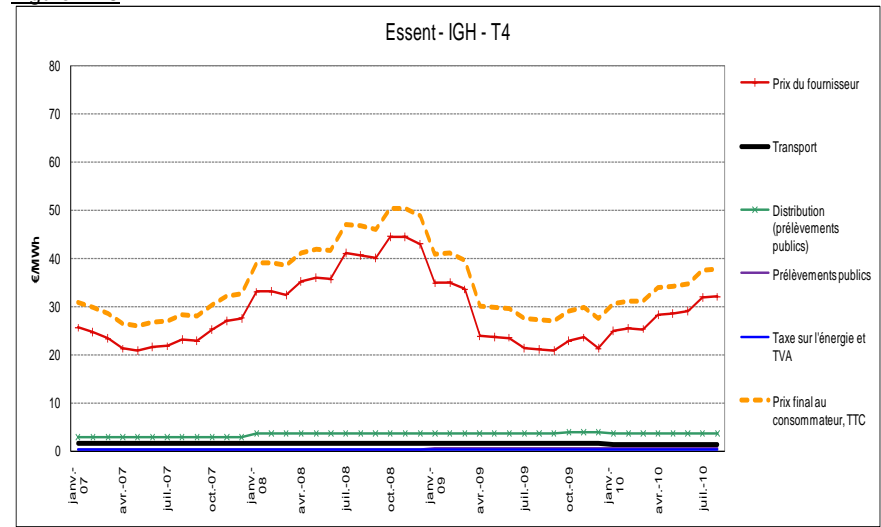


Figure 12 – Aperçu des principales composantes du prix final à l'utilisateur

Figure 12.9.

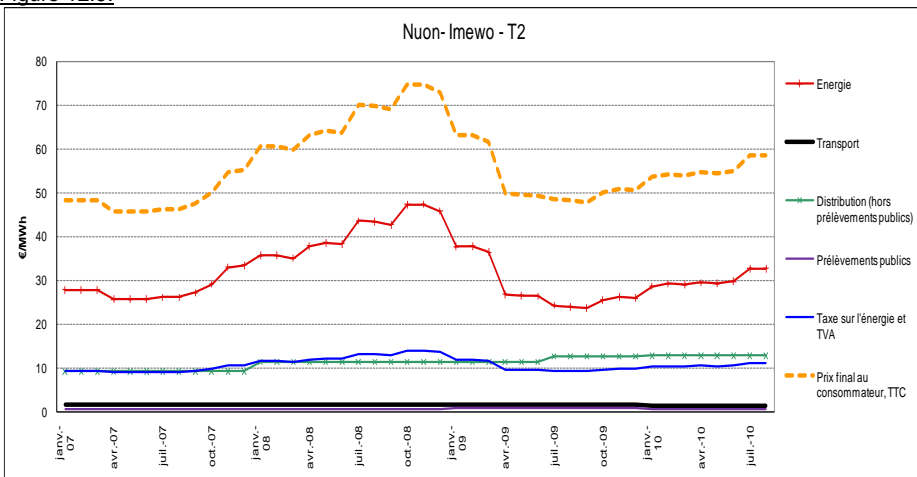


Figure 12.10.

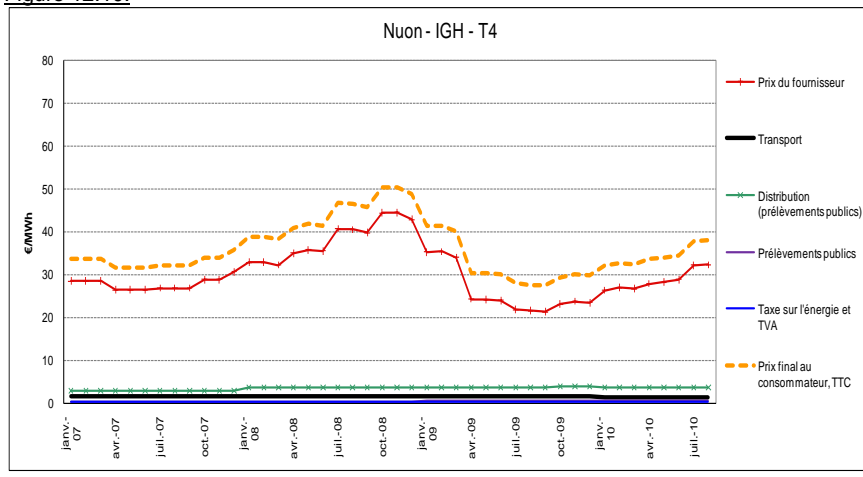


Figure 12.11.

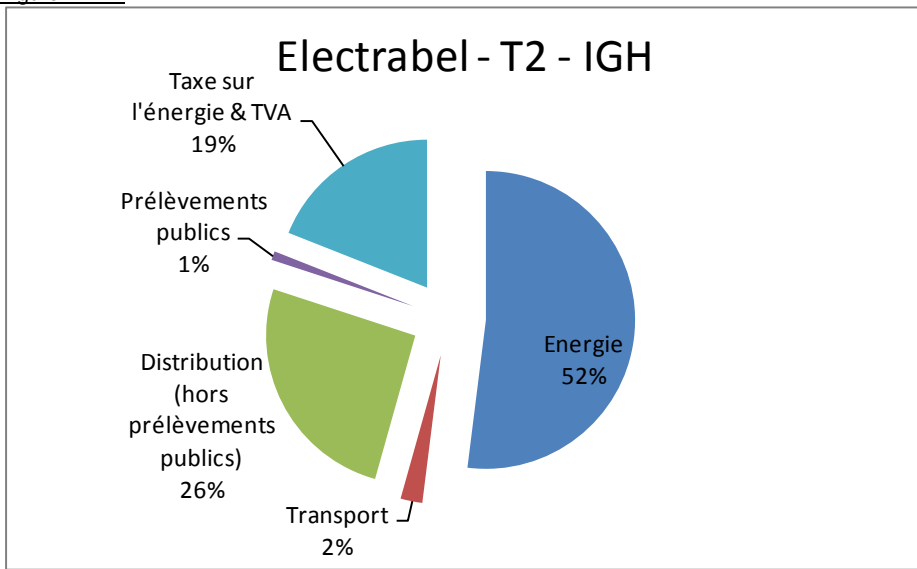
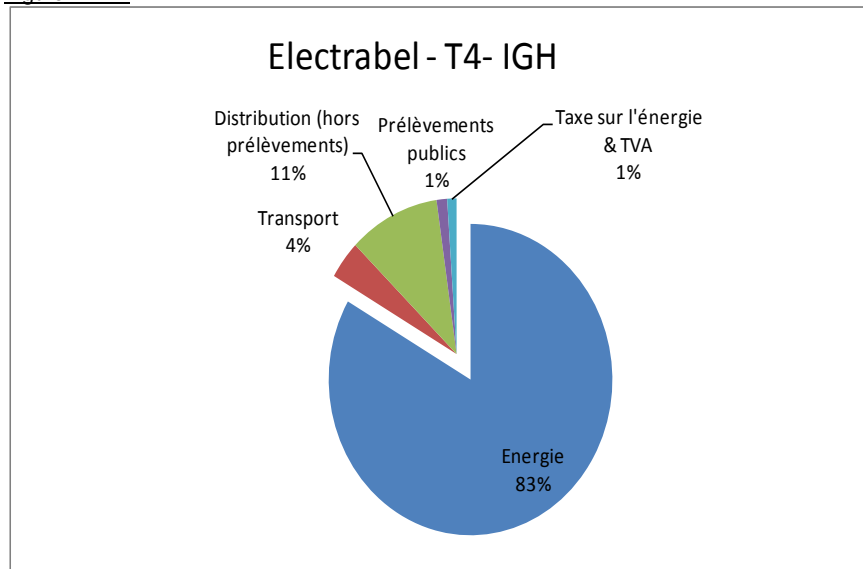


Figure 12.12.

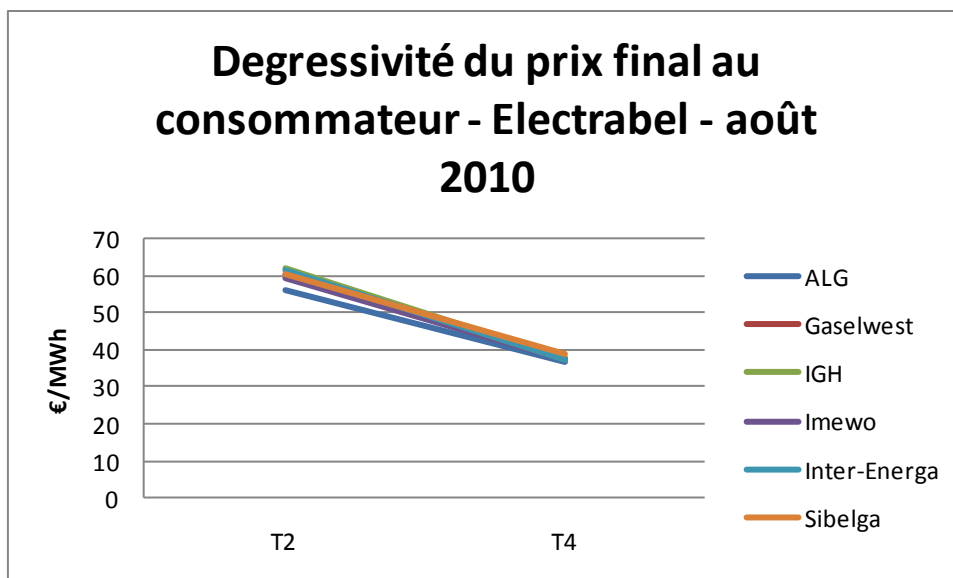


67. Les graphiques tartes ci-dessus montrent l'importance relative de chaque composante en 2010. La part du tarif du réseau de distribution diminue au fur et à mesure que le volume augmente. Ceci peut s'expliquer par la dégressivité des tarifs.

La dégressivité est causée par :

- la structure tarifaire des fournisseurs et des GRD composée d'une redevance fixe et d'un terme proportionnel;
- la TVA déductible chez les clients professionnels et la taxe énergie inférieure pour les clients T4 (>1 GWh/an).

Le graphique ci-dessous illustre la dégressivité du prix facturé au consommateur final pour août 2010 au sein des différentes zones de distribution ayant Electrabel²³ pour fournisseur. Il en ressort que le tarif pour le client type T4 atteint dans la plupart des cas 60 % du tarif client type T2.



²³ Les données obtenues pour les autres fournisseurs reflètent la même tendance.

III.3. Prix du fournisseur

68. L'évolution des composantes indique que le prix du fournisseur (énergie) est le moteur de l'évolution du prix final au consommateur.

69. Les résultats présentés ci-dessous correspondent au prix de l'énergie qui est identique partout en Belgique par fournisseur²⁴. 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).

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

71. 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 on utilise le même tarif et les formules y afférentes que pour le client type T3.

²⁴ Les fournisseurs doivent posséder une autorisation de fourniture régionale pour pouvoir effectuer leurs fournitures dans les différentes régions. Aucune fixation de prix n'est toutefois réalisée au niveau régional.

Figure 13 – Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (prix énergie)

Figure 13.1.

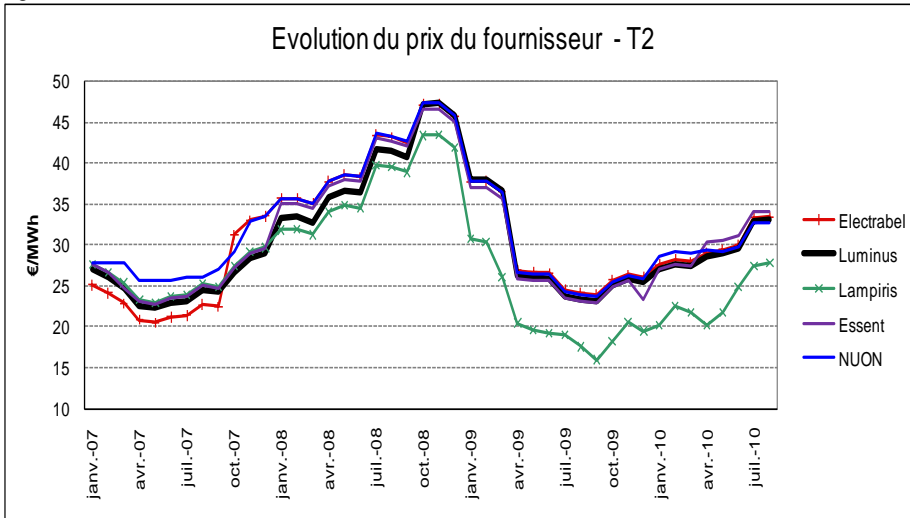


Figure 13.2.

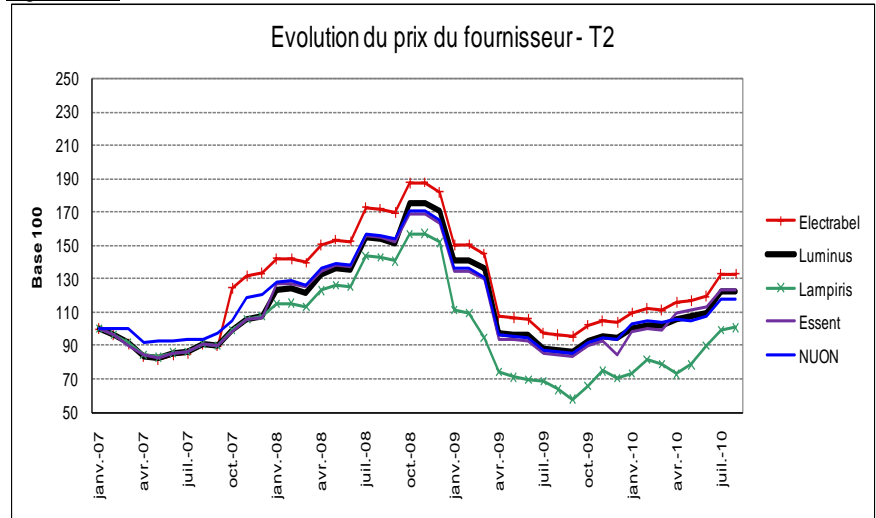


Figure 13.3

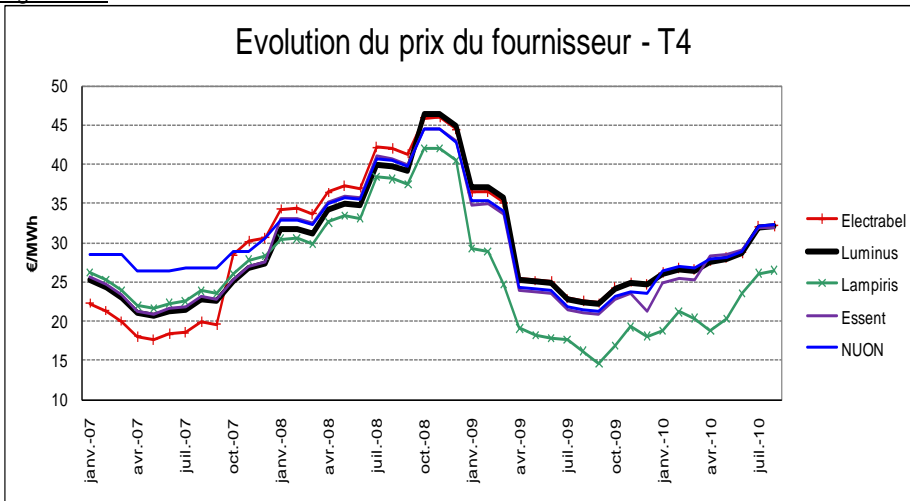
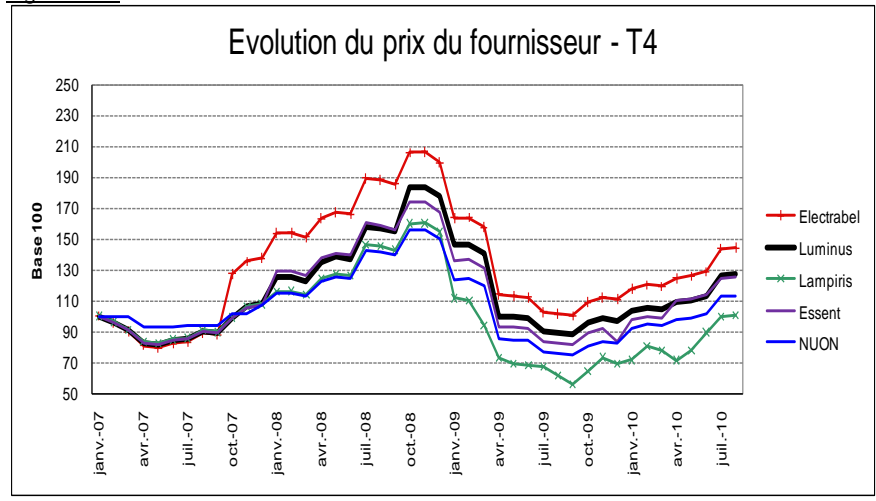


Figure 13.4.



72. La forte baisse constatée en 2007²⁵ 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).

73. 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*²⁶. Ceci a donné lieu à une hausse de 30,00 %. Le même paramètre a subi une légère baisse en février 2010²⁷. En janvier 2010, le tarif Electrabel expert (tarif pour T4) a également été adapté.
- Luminus adapte la formule du terme proportionnel de Luminus Actief en janvier 2008 et octobre 2008²⁸. Ceci a donné lieu à une hausse de 9,00 % en janvier 2008 et à une hausse de 10,00 % en octobre 2008.
- A partir de janvier 2009, Lampiris a choisi une indexation sur la base du prix du gaz sur le marché spot TTF. La formule du terme proportionnel devient donc « TTF +5,1*Igd » au lieu de « 0,25* HUB + 0,0468*GOL603 -3,068 + 3,2*Igd ».
- En janvier 2008, Essent procède à une hausse tarifaire en modifiant, dans l'indice Egi, le terme proportionnel et fixe :

Indice Egi (+ 12 %)

$$(0,25HUB+0,0468 GOL603+0,143)/21,21479 \text{ devient} \\ (0,25HUB+0,0468 GOL603+3,17)/21,21479$$

Terme proportionnel Essent 30 (+ 0,5 %) :

$$2,13 * Egi +0,092*Igd \text{ devient } 2,13 * Egi + 0,1 * Igd$$

²⁵ Ce changement intervient au moment où le Qatar remplace l'Algérie pour les livraisons de gaz naturel liquéfié (GNL).

²⁶ 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. Les formules fournissant le terme proportionnel (en c€/kWh) sont par contre restées les mêmes.

²⁷ Diminution de l'indice Gpi d'environ 1 %. In "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.

²⁸ 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. En revanche, le paramètre Igm est resté inchangé.

Rémunération fixe Essent 30 (+ 11 %)

22,82*Igd devient 25,41 *Igd

En Avril 2010, l'indice Egi est également adapté. Ceci occasionne une hausse de 6 %.

$(0,25 * HUB + 0,0468 * GOL(603) + 3,17) / 21,21$ devient

$= (0,2304 * HUB + 0,0263 * GOL(603) + 0,0247 * HFO(603) + 6,16) / 21,21$

- Nuon introduit, en novembre 2007, l'indice Gni.

$Gni = (0,25 HUB + 0,0468 GOL603 + 0,2\% S + 4,83 \times (CPIy-1 / CPIy-2 - 0,02) - 1,30) / 21,21479$

En janvier 2010, Nuon remplace cet indice par Gni2.

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

74. 2008 a été une année volatile pour tous les prix de l'énergie (gaz, pétrole et électricité), où les prix record les plus élevés ont été enregistrés. En novembre 2008, le prix du fournisseur avait atteint son maximum en raison des indices utilisés. Depuis l'automne 2008, les indices Igm, Igd, HUB, GOL603, TTF, Efi²⁹, Gnuon³⁰, Grp³¹ et Gpi³² sont en diminution en raison de la crise économique et des cotations moins élevées des prix du gaz naturel et du pétrole qui l'accompagnent. Les cotations inférieures du prix du gaz naturel résultaient également de l'offre excédentaire de GNL et de la découverte de Shale Gas aux USA. Depuis l'été 2009, les indices suivent une tendance à la hausse. En 2010, cette hausse s'est simplement poursuivie, mais le niveau de janvier 2008 n'a pas encore été atteint.

La page suivante illustre l'évolution des indices depuis janvier 2008.

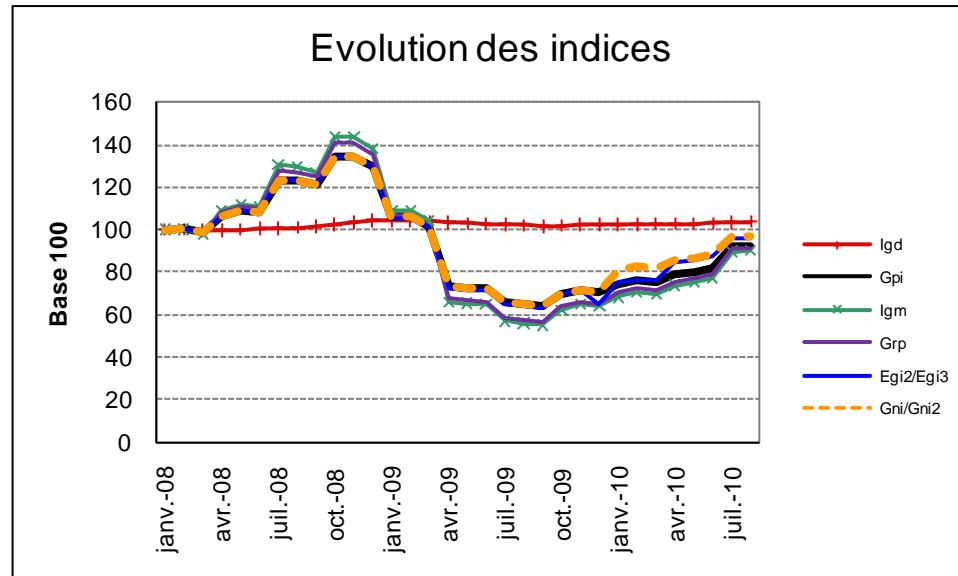
²⁹ Egi (Essent Gas Index) est utilisé par Essent dans les tarifs pour le gaz naturel afin de refléter l'évolution des prix du gaz et du charbon.

³⁰ Gni est utilisé par Nuon pour refléter l'évolution des prix du gaz naturel.

³¹ Le Grp (Gas reference price) est un paramètre qui s'applique à la haute pression (> 400 MWh/an) chez Electrabel. Le Grp donne l'évolution des coûts d'approvisionnement pour la vente de gaz naturel. $Grp = -2,00 + 0,25HUB + 0,0468GOL603$.

³² L'indice Gpi (Gas price index) est un paramètre utilisé chez Electrabel pour la basse pression (<400 MWh/an). Le Gpi donne l'évolution des coûts d'approvisionnement pour la vente de gaz naturel.

	janv.-08	févr.-08	mars-08	avr.-08	mai-08	juin-08	juil.-08	août-08	sept-08	oct.-08	nov.-08	déc.-08	janv.-09	févr.-09	mars-09	avr.-09	mai-09	juin-09	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10	juil.-10	août-10			
Igd	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,62	1,62	1,63	1,63	1,65	1,67	1,69	1,69	1,69	1,68	1,67	1,66	1,66	1,65	1,65	1,64	1,64	1,65	1,65	1,65	1,66	1,66	1,66	1,66	1,67	1,68				
Gpi	1,58	1,58	1,55	1,68	1,72	1,70	1,95	1,94	1,91	2,12	2,12	2,05	1,67	1,67	1,61	1,15	1,14	1,14	1,04	1,02	1,01	1,10	1,13	1,11	1,17	1,20	1,19	1,24	1,26	1,29	1,45	1,45			
Igm	1,27	1,27	1,24	1,39	1,42	1,41	1,66	1,65	1,62	1,83	1,83	1,76	1,38	1,39	1,32	0,84	0,83	0,82	0,72	0,71	0,70	0,79	0,82	0,81	0,87	0,89	0,88	0,94	0,95	0,98	1,14	1,14			
Grp	27,94	27,98	27,36	30,09	30,89	30,61	35,81	35,58	34,92	39,37	39,38	37,81	29,73	29,83	28,46	18,79	18,60	18,45	16,35	16,04	15,83	17,78	18,45	18,15	19,62	20,20	19,97	21,11	21,46	22,08	25,41	25,49			
Egi2/Egi3	1,56	1,56	1,54	1,66	1,70	1,69	1,94	1,92	1,89	2,10	2,10	2,03	1,65	1,65	1,59	1,13	1,12	1,11	1,01	1,00	0,99	1,08	1,11	1,01	1,17	1,20	1,19	1,32	1,34	1,37	1,50	1,50			
Gni/Gni2	1,58	1,58	1,55	1,68	1,72	1,70	1,95	1,94	1,91	2,12	2,12	2,05	1,67	1,67	1,61	1,15	1,14	1,14	1,04	1,02	1,01	1,10	1,13	1,11	1,28	1,30	1,29	1,35	1,36	1,39	1,52	1,52			
HUB	25,07	25,22	22,74	23,99	27,21	26,09	29,18	28,26	25,65	32,10	32,15	25,84																							
GOL603	505,92	505,92	505,92	557,43	557,43	557,43	651,95	651,95	651,95	712,53	712,53	712,53																							
TTF													22,27	21,91	17,70	12,12	11,31	10,96	10,75	9,35	7,78	10,07	12,42	11,24	11,69	14,05	13,23	11,61	13,18	16,36	18,91	19,26			



75. Les observations suivantes ont été faites à propos de l'évolution du prix du fournisseur (prix de l'énergie) entre janvier 2007 et août 2010 :

- par rapport à janvier 2007, on observe l'évolution suivante pour un client T2:
 - Electrabel : +33,20 %
 - Luminus : +22,65 %
 - Lampiris : +0,80 %
 - Essent : +23,82 %
 - Nuon : +17,85 %

- les hausses constatées sont le résultat de différentes modifications des formules/paramètres tarifaires des fournisseurs ainsi que de l'indexation sur la base des paramètres. Hormis les changements tarifaires, le prix du fournisseur Luminus suit une évolution dans le temps fortement corrélée à celle d'Electrabel. Cette corrélation s'explique par la structure des formules tarifaires et en particulier du paramètres d'indexation *commodity*. Les évolutions pour Nuon et Essent diffèrent légèrement de celles de Luminus et Electrabel à partir de 2010. L'indexation de Nuon et Essent se base non seulement sur HUB et GOL603 mais également sur HFO à partir, respectivement, de janvier 2010 et avril 2010.

- La diminution constatée en 2009 pour Lampiris résulte de la politique d'achats de Lampiris. Depuis 2009, Lampiris achète son gaz sur le marché spot (TTF) au lieu d'effectuer ses achats sur la base d'un contrat à long terme (indexé avec HUB et GOL603). Ceci donne lieu à une diminution importante et à un avantage concurrentiel non négligeable par rapport aux autres fournisseurs.

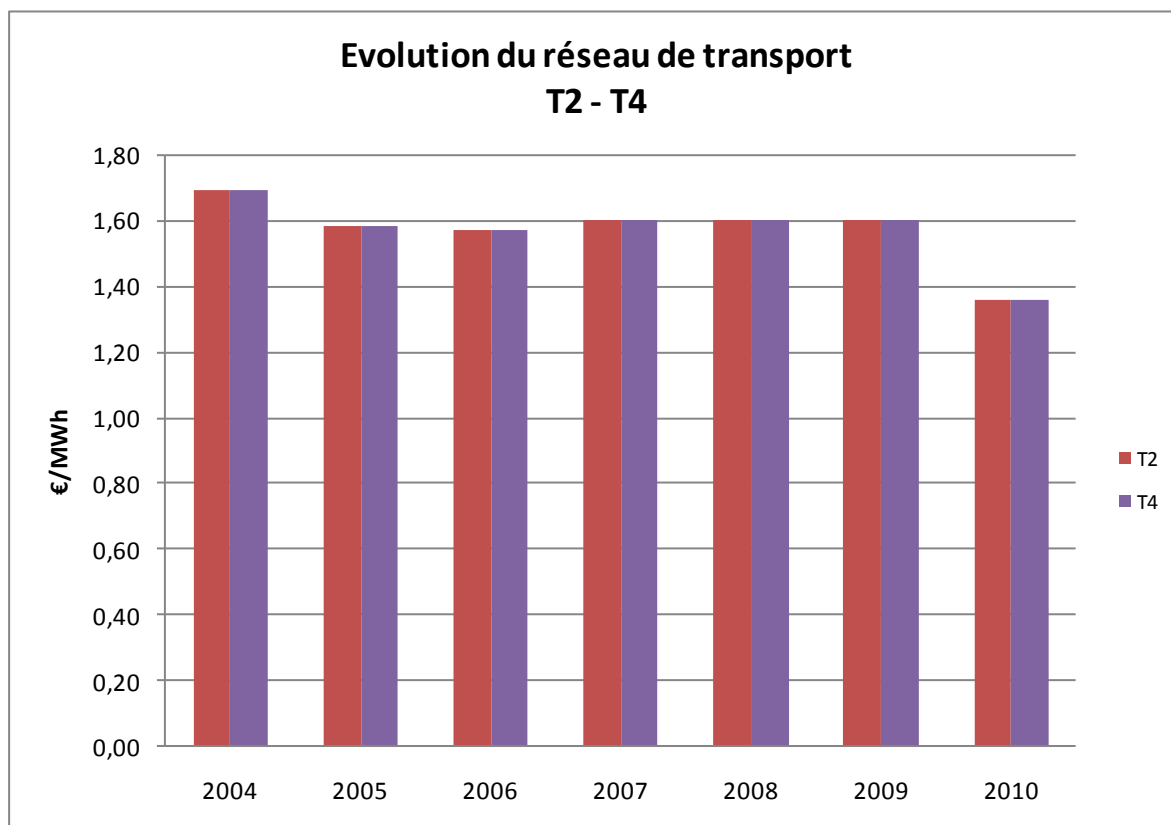
- Par rapport à janvier 2007, on observe l'évolution suivante pour un client T4 :
 - Electrabel: +44,38 %
 - Luminus: +26,82 %
 - Lampiris: + 0,84 %
 - Essent: + 25,07 %
 - Nuon: + 13,12 %

III.4. Tarif du réseau de transport

76. 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. En 2010, on constate une diminution de 15 % pour tous les groupes de clients.

77. 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 types 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 exprimés ci-après relatifs aux tarifs du réseau de transport estimés afférents aux deux différents clients types.

78. Les tarifs pour 2008 et 2009 constituent un prolongement des tarifs 2007, après 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.



III.5. Tarif du réseau de distribution

79. Les graphiques ci-après montrent l'évolution 2004-2010 pour les tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics) par GRD. Il en ressort que tous les tarifs de réseau de distribution ont marqué une baisse continue jusqu'à l'exercice 2007. Cette évolution a été cependant neutralisée à l'exercice 2008, après lequel l'on retrouve le niveau atteint en 2004. La hausse des tarifs de réseau de distribution en 2008 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.

En 2009, les tarifs de 2008 sont toujours facturés jusqu'à l'obtention de tarifs approuvés pour 2009-2012. Les tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics) sont les mêmes que ceux de 2008 pour Inter-Energa et ALG. Imewo et Gaselwest possèdent de nouveaux tarifs approuvés pour la période 2009-2012 en juillet 2009. Pour IGH et Sibelga, les tarifs approuvés sont valables à compter d'octobre 2009.

Au moment de la rédaction de la présente étude, Inter-Energa facture toujours en 2010 les tarifs imposés en 2008. Dans son arrêt du 22 septembre 2010, la cour d'appel a annulé les tarifs imposés en 2008 et a jugé que la proposition tarifaire introduite était valable de plein droit. Etant donné que l'étude se rapporte à la période allant jusqu'en août 2010 inclus, et que la collecte de données était terminée, la CREG n'a pas tenu compte de l'exécution de cette sentence dans la présente étude.

Les tarifs 2009-2012 approuvés sont basés sur l'arrêté royal du 2 septembre 2008³³. Cet arrêté est notamment à l'origine de la hausse continue des tarifs du réseau de distribution.

Les causes en sont :

- rémunération équitable supérieure par l'adaptation du facteur S (EV/RAB au lieu de EV/TV)
- indexation automatique des tarifs 2008 approuvés

³³ Arrêté royal 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).

- amortissements sur la plus-value
- le facteur X est bien inférieur à l'inflation sur 4 ans + le panier des coûts gérables est limité

Pour Imewo, Gaselwest et IGH, la faible différence entre 2009 et 2010 s'explique par l'indexation.

80. Les évolutions 2004-2009 peuvent être quelque peu différentes d'un client type à l'autre. Pour T2, on note une hausse moyenne de 13,92 % par rapport à janvier 2004 et pour T4 une diminution de 2,57 %.

Les évolutions des tarifs divergent fortement entre les différentes zones de distribution. Les causes mentionnées pour l'électricité sont souvent d'application pour le gaz naturel également. L'extension des réseaux constitue, en outre, est une cause supplémentaire à la base 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.

Figure 14 – Aperçu de l'évolution du tarif du réseau de distribution

Figure 14.1.

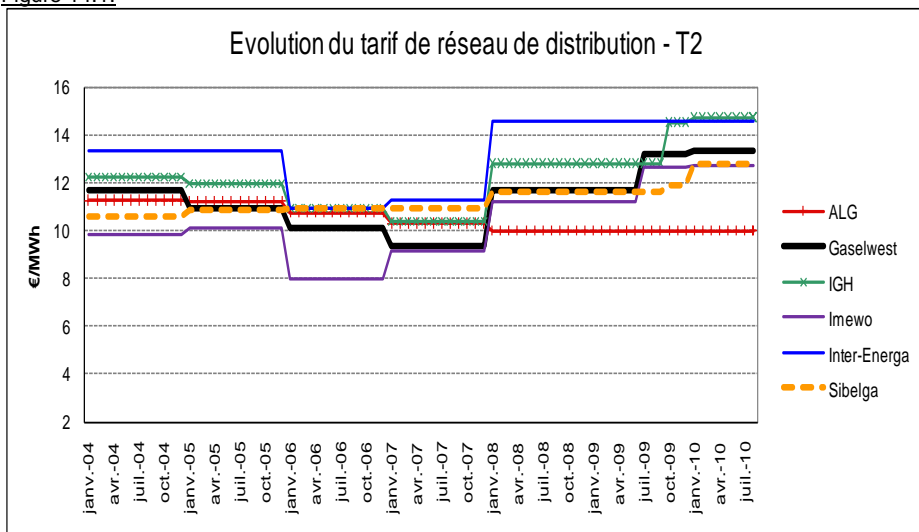


Figure 14.2.

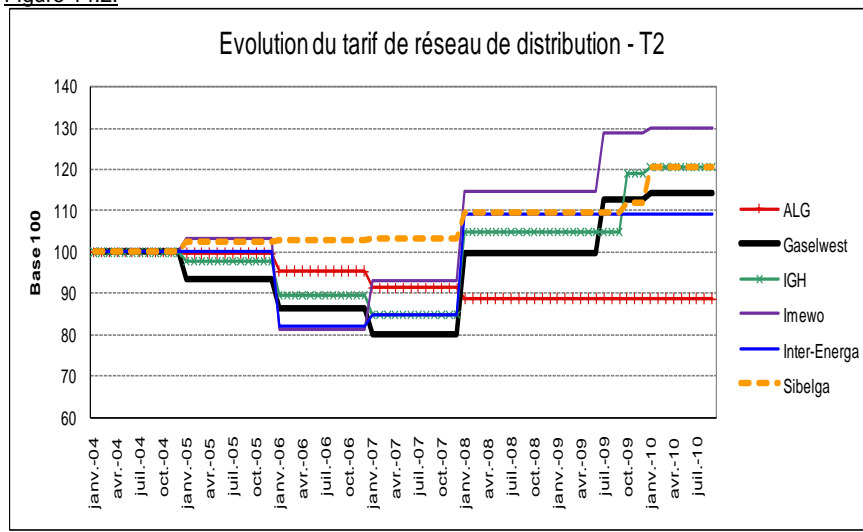


Figure 14.3.

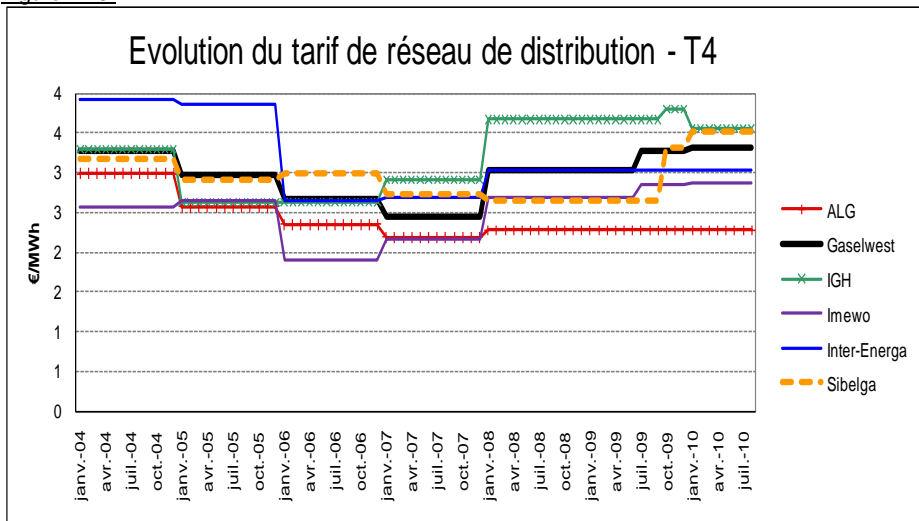
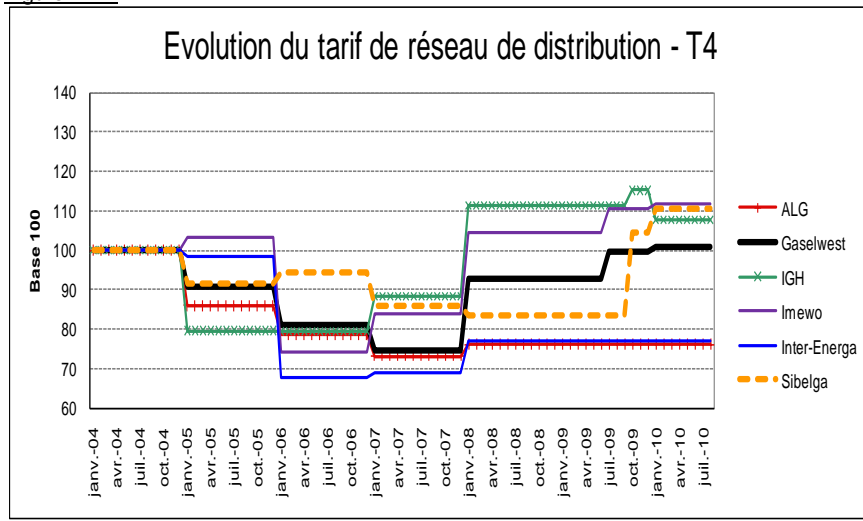


Figure 14.4.



81. 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'intérêt relatif de chaque composante pour un client T2. Ils sont construits comme suit. Les segments indiquent les sous-composantes des tarifs du réseau de distribution. Le tarif du réseau de distribution (hors prélèvements) est présenté graphiquement par une ligne.

Figure 15 – Aperçu des principales composantes du tarif du réseau de distribution

Figure 15.1. T2 – ALG - €/MWh

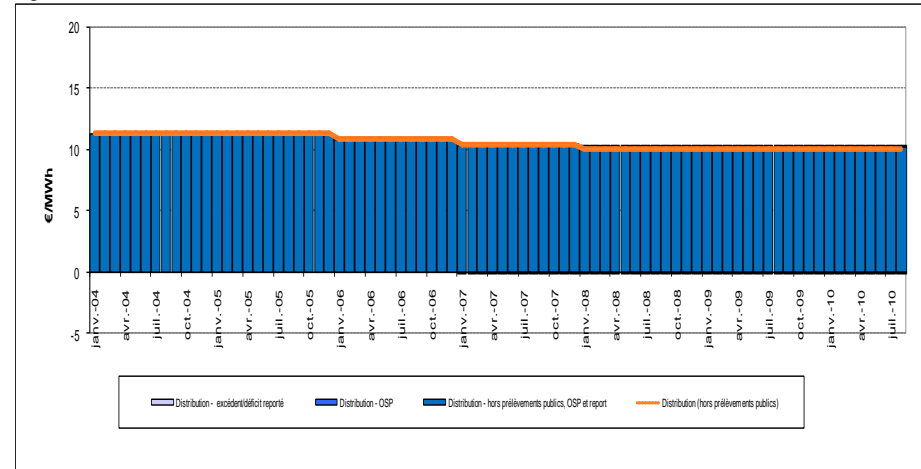


Figure 15.2. T2 – Gaselwest - €/MWh

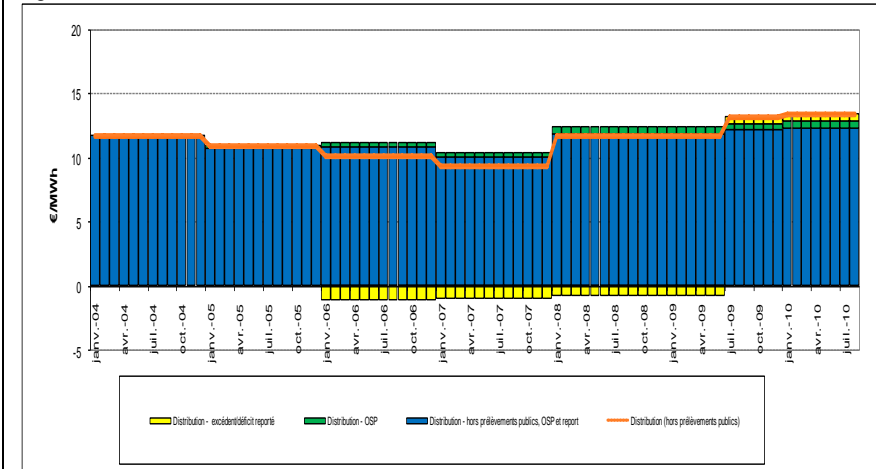


Figure 15.3. T2 – IGH - €/MWh

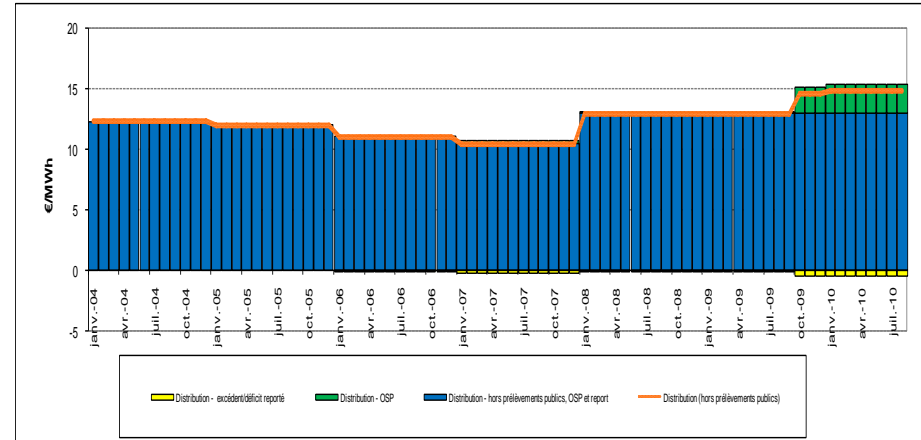


Figure 15.4. T2 – Imewo - €/MWh

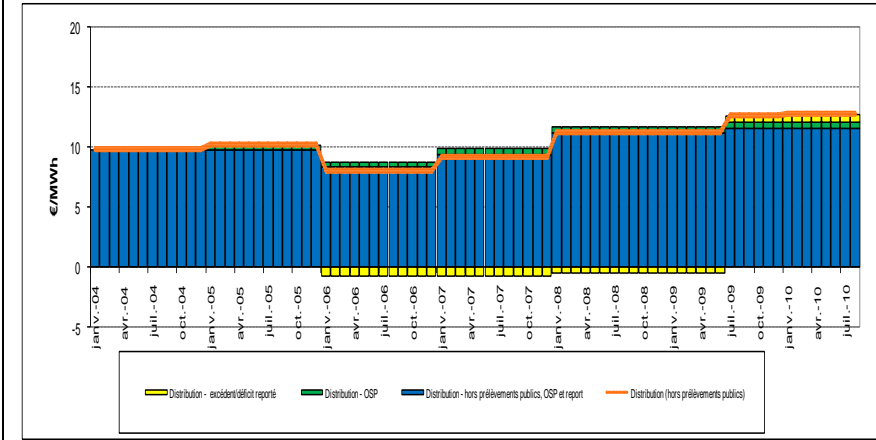


Figure 15 – Aperçu des principales composantes du tarif du réseau de distribution

Figure 15.5. T2 – Inter-Energa - €/MWh

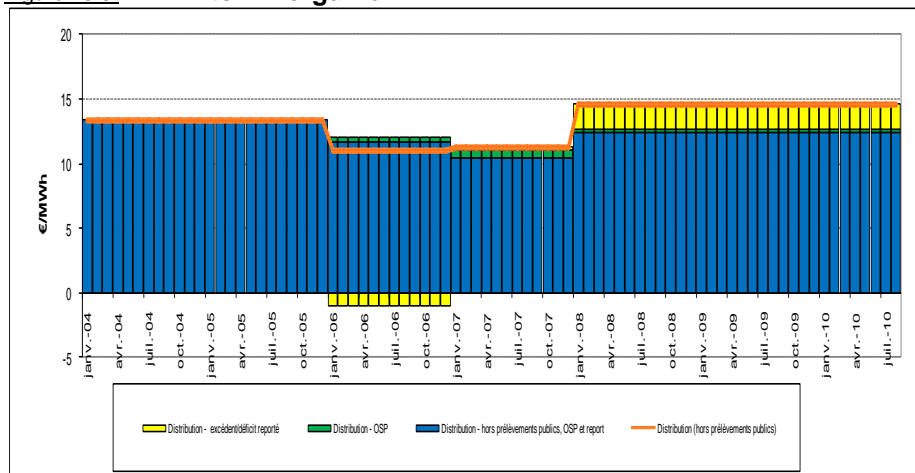
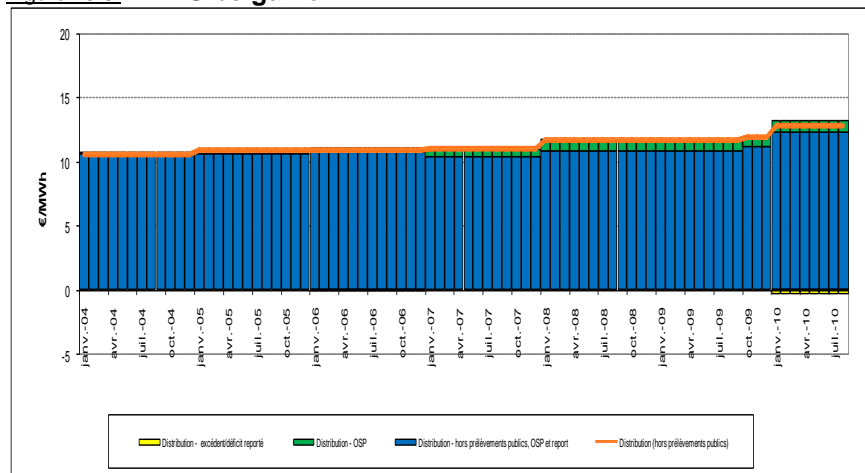


Figure 15.6. T2 – Sibelga - €/MWh



82. Les coûts liés aux obligations de service public (OSP) sont inclus dans le tarif d'acheminement³⁴ 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 sont repris dans un tarif séparé.

Au fil des années, les OSP sont les plus importantes à Bruxelles (près de € 0,70/MWh), à l'exception d'IGH, depuis les tarifs 2009 approuvés. Cela est dû principalement au programme mis en place par le gouvernement bruxellois relatif aux primes liées à l'utilisation rationnelle de l'énergie. Cependant, le secteur mixte en Flandre déploie de plus en plus d'efforts dans ce domaine et l'écart avec la Bruxelles se réduit à 0,30 €/MWh en 2009 et 2010. Il en va autrement en Wallonie où le gouvernement régional a décidé d'utiliser un autre mode de financement³⁵ pour ces mesures. L'énorme hausse constatée au niveau d'IGH est due, en 2009, aux coûts croissants des compteurs à prépaiement et à l'introduction du système Talexus³⁶.

83. Pour les gestionnaires de réseaux de distribution mixtes flamands, les décisions bonus - malus 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. Le déficit d'exploitation de 2006 est repris dans les tarifs de réseau de distribution de 2008. Inter-Energa ne possède pas encore des tarifs approuvés pour 2009-2010. C'est pourquoi les tarifs de réseau de distribution 2008 sont prolongés pour la totalité de 2009.

84. 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 concernaient essentiellement que le secteur tertiaire et industriel 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 pour 2009-2010, le tarif du réseau de distribution est encore prolongé pour 2008. Ainsi, les soldes d'exploitation ne sont pas 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 2009-2010.

³⁴ Le tarif d'acheminement est le tarif de base pour l'acheminement avec le réseau.

³⁵ En Wallonie, ces mesures URE sont couvertes essentiellement par la redevance de raccordement (€ 0,075/MWh) qui est une taxe régionale.

³⁶ Talexus est un système de paiement pour les cartes rechargeables des compteurs à prépaiement.

III.6. Prélèvements publics

85. Les prélèvements publics figurent dans les composantes tarifaires distribution et prix du fournisseur.

86. Les prélèvements publics suivants sont facturés dans les tarifs de réseau de distribution de gaz naturel :

- les autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux (uniquement en Flandre et à Bruxelles) ;
- l'impôt des personnes morales (uniquement GRD mixtes³⁷).

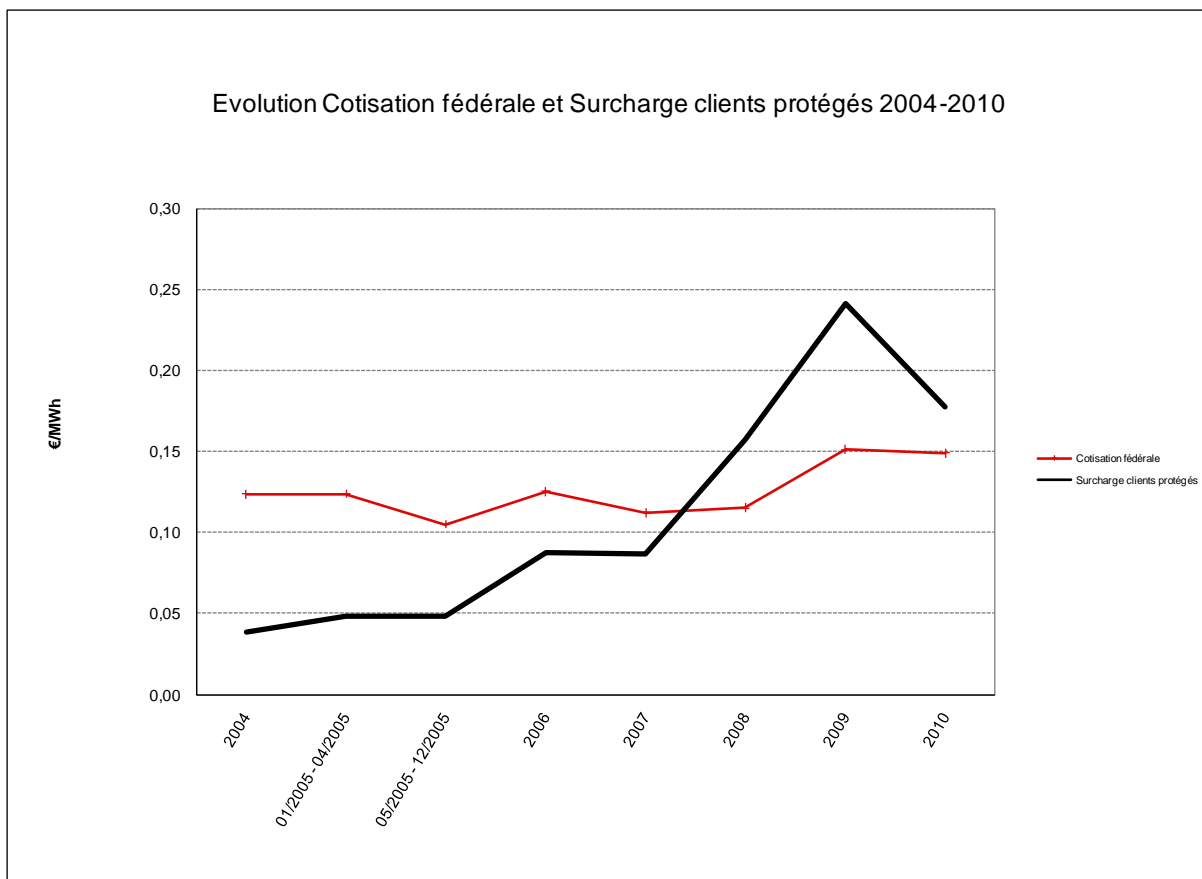
Il existe de grandes divergences entre GRD. Les clients situés à Bruxelles subissent les prélèvements publics les plus élevés (un peu plus de 1,00 €/MWh). Ceci est essentiellement dû aux autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux qui sont environ sept fois supérieurs (en 2010, 1,05 €/MWh) à ceux pratiqués dans les zones mixtes en Flandre. Ce prélèvement n'existe pas en Wallonie, ni dans les zones pures en Flandre.

87. Les autres prélèvements fédéraux et régionaux dans le prix du fournisseur sont:

- la cotisation fédérale (0,1490 €/MWh en 2010) qui finance le fonds OSP géré par les CPAS et au financement des frais de fonctionnement de la CREG;
- la surcharge fédérale clients protégés (€ 0,1777/MWh en 2010) qui finance le coût réel net résultant de l'application des prix maximaux sociaux pour la clientèle protégée;
- la redevance de raccordement wallonne (€ 0,0750/MWh en 2010) qui finance le fonds énergie wallon (frais de fonctionnement de la CWAPE, primes URE, aide aux producteurs verts).

Ces trois prélèvements s'appliquent de la même manière - non dégressive - à tous les clients types retenus dans cette étude. La surcharge fédérale clients protégés et la redevance de raccordement wallonne ne sont pas assujetties à la TVA, contrairement à la cotisation fédérale. La redevance de raccordement wallonne n'a pas été modifiée depuis 2004. L'évolution de la cotisation fédérale et de la surcharge fédérale clients protégés sont illustrées dans la figure ci-dessous.

³⁷ 15 % d'impôt des personnes morales sont payés par le GRD sur les dividendes versées à l'actionnaire privé (Electrabel).



La surcharge clients protégés a fortement augmenté en raison de la révision à la hausse du nombre de bénéficiaires (2006) et suite au nouveau système de tarification sociale (2008). En 2010, on constate une diminution de 26,42 % par rapport à 2009. Cette diminution est causée par le coût net réel de plus en plus petit découlant de l'application des prix maximaux sociaux pour les clients protégés. Cela engendre un prélèvement plus bas.

88. Les graphiques ci-après présentent tous les prélèvements publics par GRD pour la période 2004-2010.

Figure 16 – Aperçu de l'évolution des prélèvements publics – €/MWh et 01/2004=100

Figure 16.1.

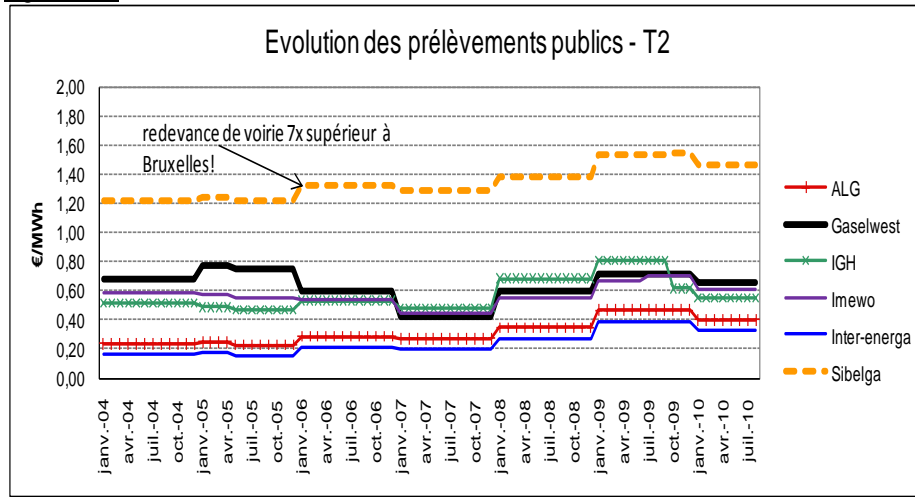


Figure 16.2.

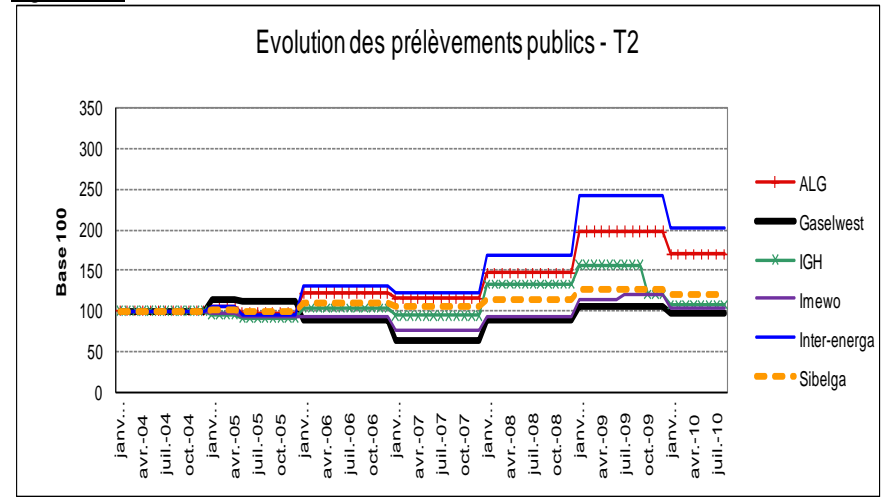


Figure 16.3.

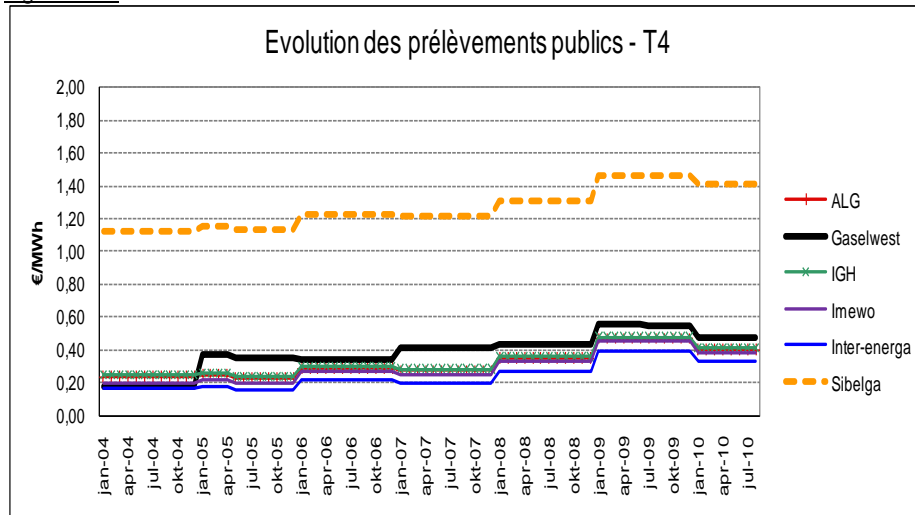
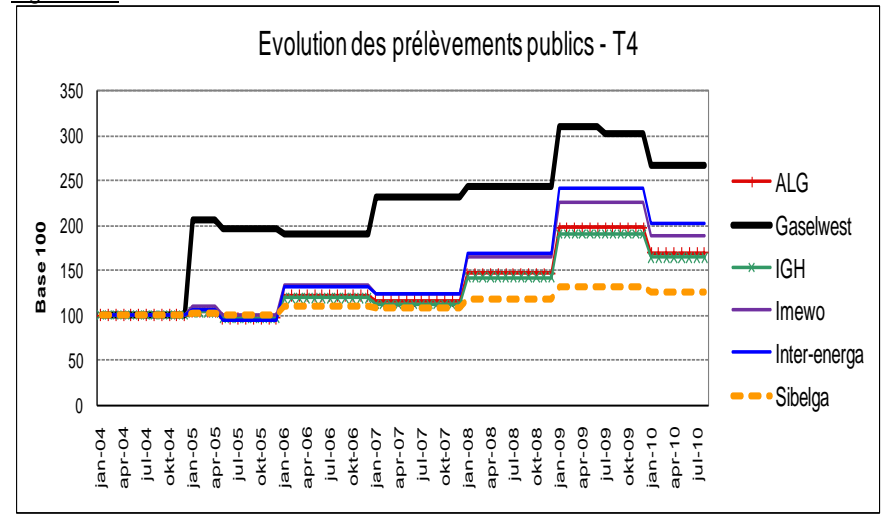


Figure 16.4.



III.7. Taxe sur l'énergie et TVA

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

90. 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 et pour les clients industriels d'autres part.

- T2: le montant est passé de 1,1589 €/MWh (2004-2006) à 0,9889 €/MWh à partir de 2007;
- T4: le montant est passé de 0,00 €/MWh (2004-2006) à 0,3682 €/MWh à partir de 2007.

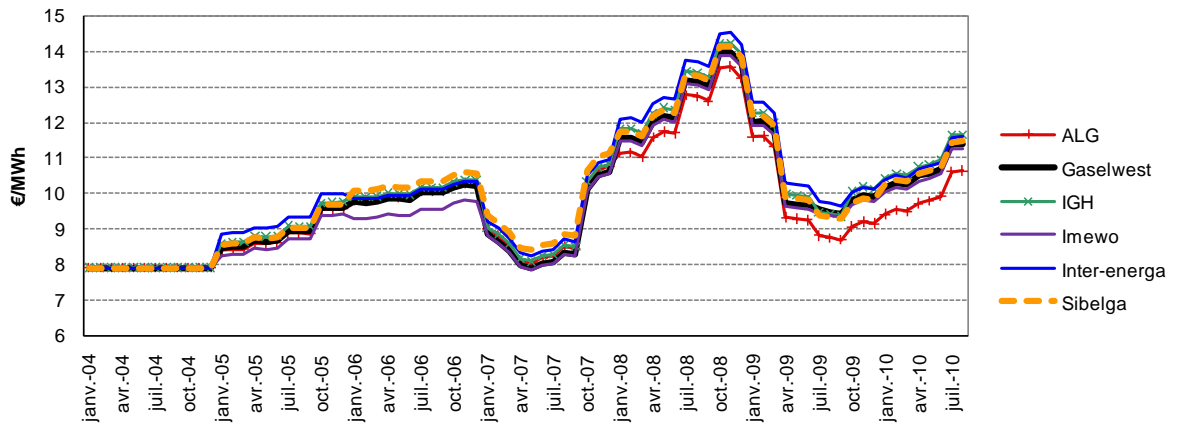
Une TVA est due sur la cotisation énergie.

91. 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.

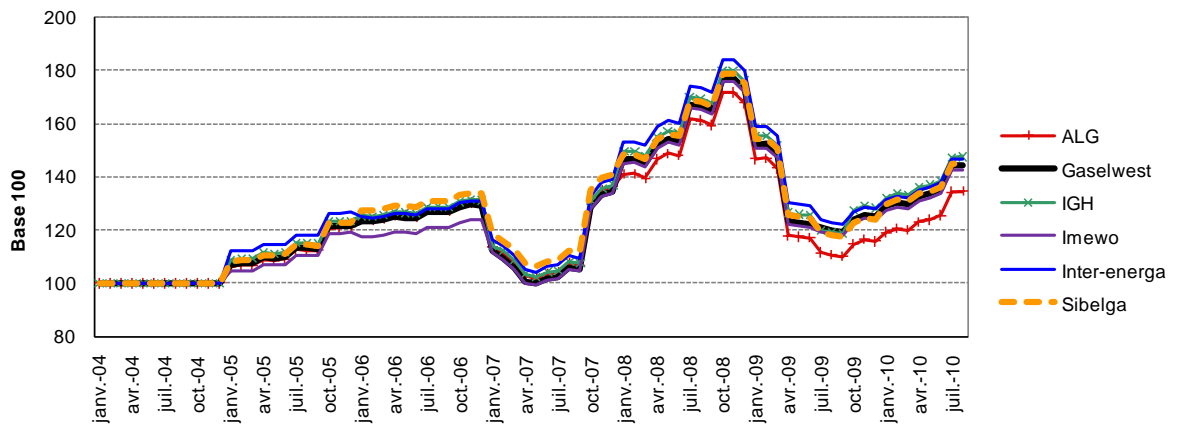
92. Les graphiques ci-après présentent l'évolution cumulée de la taxe énergie et de la TVA pour un client T2. Afin de limiter le nombre de graphiques, le calcul a été illustré uniquement pour le fournisseur Electrabel. L'exercice n'a pas été effectué pour le client type T4, étant donné qu'il récupère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

Les hausses des montants cumulés de TVA et de taxe énergie sur la période 2004-2009 se montent en moyenne à 43 % pour T2. Les graphiques suivants présentent l'évolution de cette composante pour Electrabel.

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



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



IV. EVOLUTION 2009-2010

IV.1 Electricité

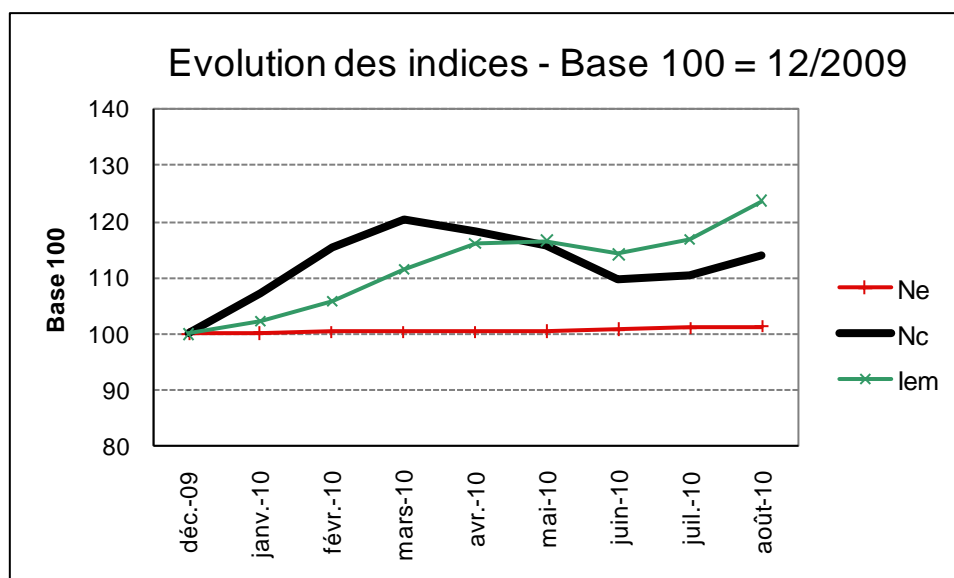
93. Les graphiques 1.1 à 1.30 montrent une augmentation significative en août 2010 par rapport à décembre 2009 pour tous les clients types, tous les fournisseurs et tous les gestionnaires de réseau de distribution. Cette augmentation est en grande partie due à l'évolution des paramètres du prix du fournisseur. En outre, on note une augmentation importante pour la cotisation fédérale et la cotisation énergie renouvelable et cogénération.

IV.1.1 Clients résidentiels

94. Par rapport à décembre 2009, le prix de l'énergie a augmenté en conséquence des indices. L'importance de l'augmentation dépend du fournisseur. En outre, le prix unitaire pour des kWh gratuits a diminué, ce qui représente une diminution moins importante pour les clients flamands.

Prix de l'énergie €/MWh	décembre 2009	août 2010	Augmentation
Luminus	84,89	86,64	2%
Electrabel	74,74	78,48	5%
Lampiris	65,70	67,63	3%
Essent	72,22	76,04	5%
Nuon	84,92	87,99	4%

Luminus, Electrabel et Essent ont des produits indexés sur la base de Ne, Nc et lem. Lampiris et Nuon ont transmis des prix de l'énergie fixes comme tarif de référence. Electrabel et Essent utilisent tous les deux comme paramètres d'indexation Ne et Nc. Cela explique l'évolution identique des deux tarifs. En revanche, Luminus utilise lem, qui connaît une plus forte croissance ces derniers mois. Cette augmentation est compensée en partie par la diminution tarifaire qui a eu lieu en juillet 2010.



95. On constate que la cotisation pour l'énergie renouvelable et la cogénération est supérieure chez tous les fournisseurs. La cause de cette augmentation provient de l'obligation accrue de quotas de certificats à délivrer.

Obligation de quotas	2009	2010
CV Flandres	4,90%	5,25%
CHP Flandres	3,73%	4,39%
CV Wallonie	9%	10% - 11,75%
CV Bruxelles	2,50%	2,75%

En outre, la cotisation fédérale a augmenté de 1,60 €/MWh et une nouvelle surcharge³⁸ a été établie en Flandre, à savoir l'intervention dans le raccordement d'installations pour la production d'énergie renouvelable (0,09 €/MWh).

96. A titre d'illustration, l'évolution de prix absolue est présentée ci-après pour un client Dc habitant la zone de distribution d'IEH.

IEH - Dc					
€/MWh	Luminus	Electrabel	Lampiris	Essent	Nuon
Prix final au consommateur décembre 2009	202,74	188,26	179,51	187,39	202,78
variance causé par des indices plus élevés	1,74	3,75	1,93	3,82	3,06
variance causé par les contributions plus élevées pour l'énergie renouvelable et la cogénération	2,73	1,61	2,75	2,25	2,73
variance causé par l'indexation des tarifs de distribution	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02
variance causé par la cotisation fédérale plus élevée	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71
variance causé par la TVA	1,29	1,48	1,34	1,63	1,57
Prix final au consommateur août 2010	210,20	196,80	187,22	196,79	211,84
Hausse	4%	5%	4%	5%	4%

³⁸ Voir numéro 55 pour en connaître l'origine.

IV.1.2 Clients professionnels

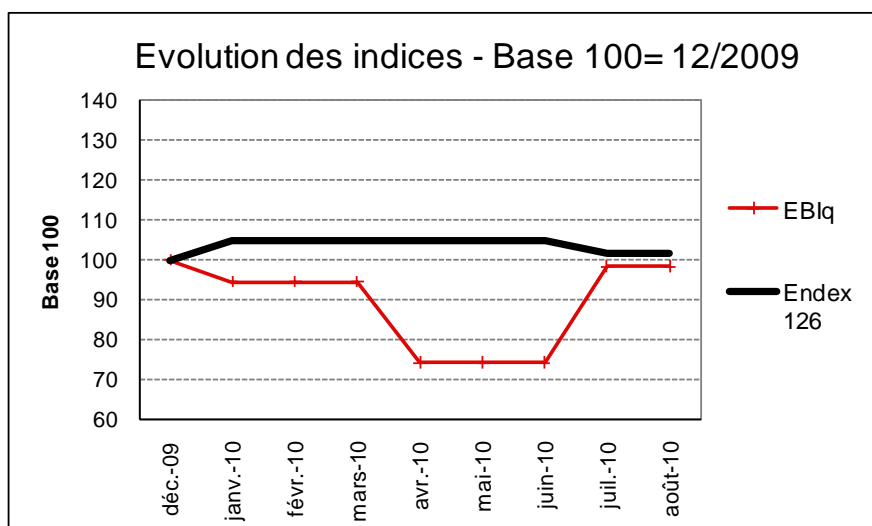
97. Un client professionnel en basse tension subira la même évolution qu'un client résidentiel. Cela est dû à l'utilisation des mêmes paramètres d'indexation dans le prix du fournisseur, ainsi qu'à l'utilisation des mêmes tarifs du réseau de distribution. Pour Nuon, l'évolution est toutefois différente. Cela est dû au fait que le tarif du fournisseur spécifique pour un client Ic est différent par rapport à Nuon Comfort pour un client Dc.

IEH - Ic					
€/MWh	Luminus	Electrabel	Lampiris	Essent	Nuon
Prix final au consommateur décembre 2009	157,33	162,25	158,16	175,87	186,62
variance causé par des indices plus élevés	6,06	3,74	2,81	1,32	-31,14
variance causé par les contributions plus élevées pour l'énergie renouvelable et la cogénération	2,73	3,24	2,75	2,25	2,73
variance causé par l'indexation des tarifs de distribution	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09
variance causé par des cotisations plus élevées	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44
Prix final au consommateur août 2010	167,46	170,58	165,07	180,79	159,56
Hausse	6%	5%	4%	3%	-14%

Pour un client professionnel en moyenne tension, les évolutions sont identiques à celles des clients professionnels en basse tension, comme illustré ci-dessous.

IEH - Ic1					
€/MWh	Luminus	Electrabel	Lampiris	Essent	Nuon
Prix final au consommateur décembre 2009	129,54	128,24	129,10	146,80	155,55
variance causé par des indices plus élevés	1,23	-0,84	2,81	1,32	-31,14
variance causé par les contributions plus élevées pour l'énergie renouvelable et la cogénération	2,73	3,24	2,75	2,25	2,73
variance causé par l'indexation des tarifs de distribution	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
variance causé par des cotisations plus élevées	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
Prix final au consommateur août 2010	135,25	132,39	136,40	152,12	128,89
Hausse	4%	3%	6%	4%	-17%

98. Par rapport à un client en basse tension, le prix du fournisseur pour un client en moyenne tension se base sur d'autres paramètres d'indexation pour Electrabel et Luminus. Ainsi, leur évolution est également différente sur le prix du fournisseur. Ci-dessous, l'évolution des indices EBIq (Electrabel) et Endex 126 (Luminus).



99. Comme pour un client résidentiel, l'augmentation des prélèvements publics y est causée en grande partie par la cotisation fédérale. En outre, on remarque une augmentation importante de la cotisation énergie renouvelable et cogénération due à l'obligation accrue de quotas.

IV.2 Gaz naturel

100. Comme illustré aux graphiques 11.1 à 11.20, le prix final au consommateur a augmenté par rapport à décembre 2009 pour tous les clients types, tous les fournisseurs et tous les gestionnaires de réseau de distribution. La principale cause de cette évolution est l'augmentation des indices *commodity*. Cette augmentation est partiellement compensée par des tarifs du réseau de transport plus bas et des prélèvements « cotisation fédérale » et « surcharge clients protégés » plus bas.

IV.2.1 Clients résidentiels

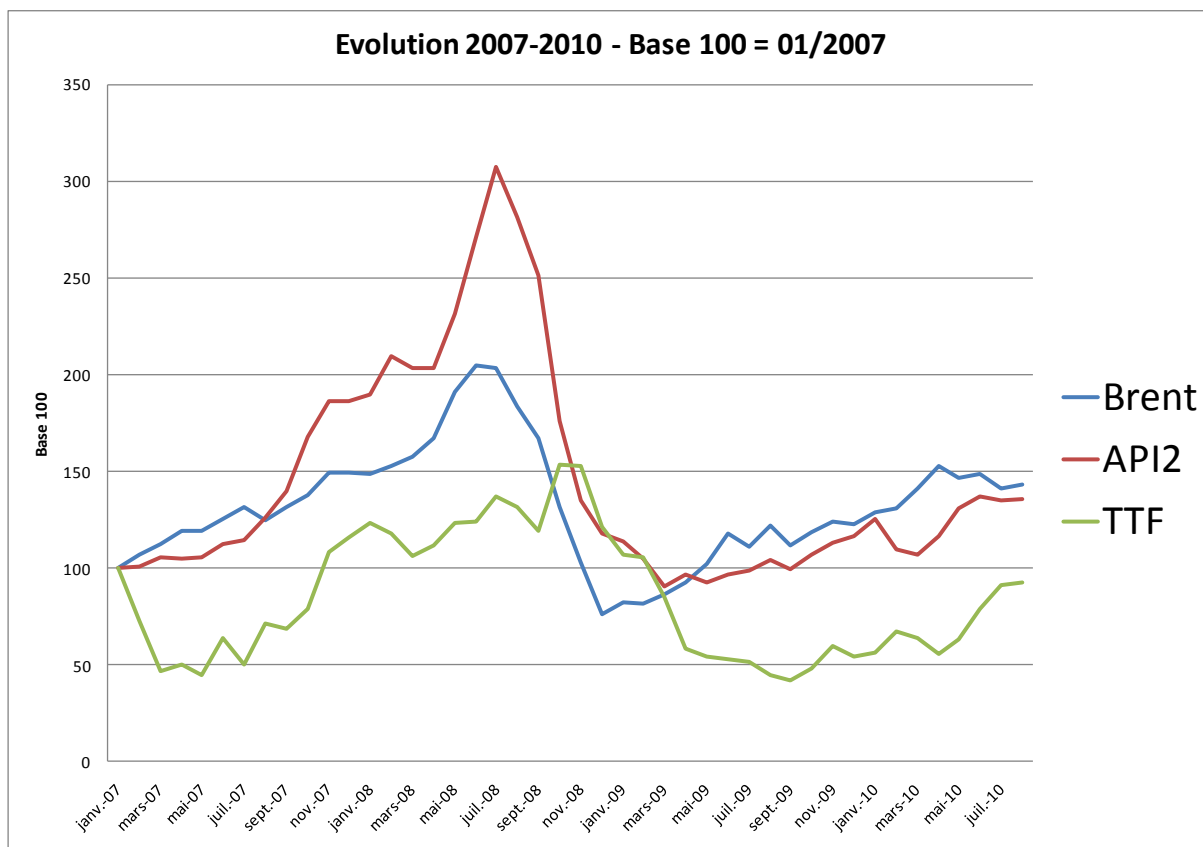
101. Par rapport à décembre 2009, le prix de l'énergie a augmenté. L'importance de cette augmentation dépend de l'augmentation des paramètres *commodity*.

€/MWh	prix de l'énergie décembre 2009	prix de l'énergie août 2010	Augmentation
Electrabel	26,10	33,43	28%
Luminus	25,54	33,05	29%
Lampiris	19,48	27,87	43%
Essent	23,35	34,12	46%
Nuon	25,90	32,73	26%

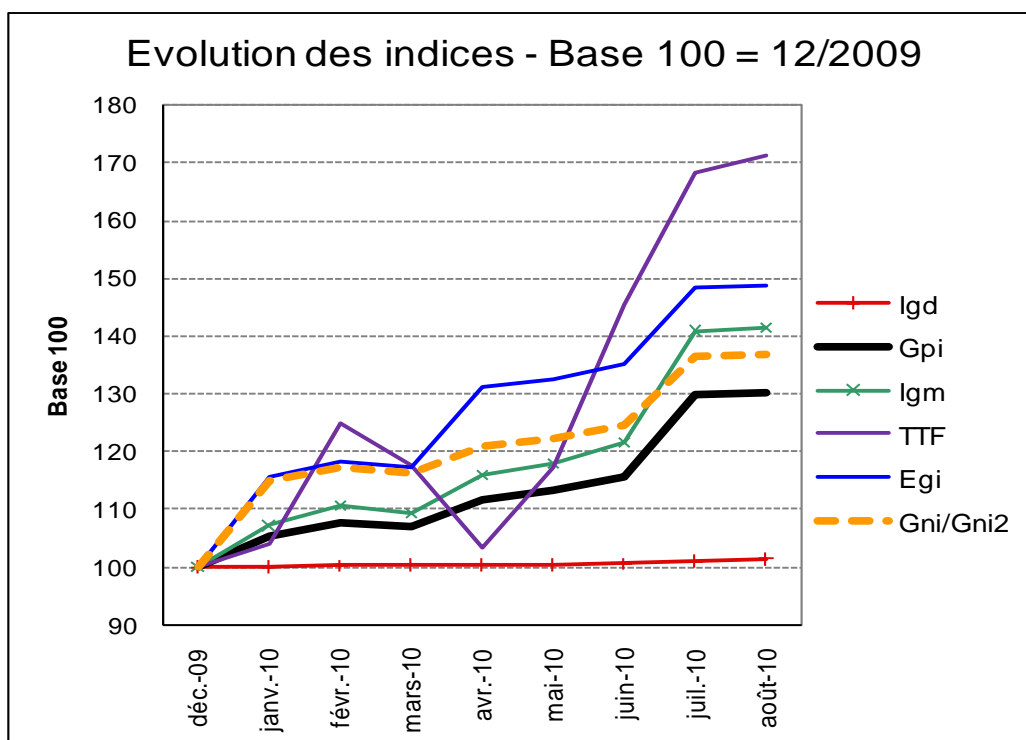
Les prix d'Electrabel, Luminus et Nuon ont moins fortement augmenté que ceux de Lampiris et Essent. Le graphique ci-dessous explique cela par le fait que les indices TTF (Lampiris) et Egi (Essent) ont plus fortement augmenté que lgm (Luminus), Gpi (Electrabel) et Gni (Nuon).

Lampiris dispose d'un avantage concurrentiel important par rapport aux autres fournisseurs en raison du fait qu'il achète son énergie sur le marché spot au lieu d'être lié à des contrats à long terme comme ses concurrents. Ces contrats à long terme sont pour la plupart basés sur des formules de prix indexées sur le prix du pétrole. Ils ne sont pas adaptés à la diminution soudaine des prix du gaz, comme on a pu le constater en raison de l'offre excédentaire sur le marché international depuis la fin de l'année 2008.

Le graphique ci-dessous illustre le découplage des prix du gaz et du pétrole depuis le début de l'année 2009.



L'évolution des indices pour la période décembre 2009 – août 2010 est présentée ci-dessous.



102. Le tarif de transport est inférieur de 15 % à celui de 2009. Cela engendre une diminution de 0,24 €/MWh. Les prélèvements « cotisation fédérale » et « surcharge clients protégés » ont diminué de 0,06 €/MWh.

Le tarif du réseau de distribution est resté inchangé pour Inter-Energa et ALG, étant donné que les tarifs de 2008 ont été prolongés jusqu'à aujourd'hui. Pour Imewo, Gaselwest, IGH et Sibelga, les tarifs ont légèrement augmenté par rapport à 2009, en raison de l'indexation.

103. L'aperçu ci-dessous illustre l'évolution du prix pour un client type T2 établi dans la zone de distribution de Gaselwest. L'augmentation varie de 16 % à 27 % en fonction du fournisseur.

Gaselwest - T2					
€/MWh	Luminus	Electrabel	Lampiris	Essent	Nuon
Prix final au consommateur décembre 2009	50,83	51,51	43,51	48,18	51,27
variance causé par des indices plus élevés	7,52	7,33	8,38	10,77	6,84
variance causé par des tarifs de transport plus bas	-0,24	-0,24	-0,24	-0,24	-0,24
variance causé par l'indexation des tarifs de distribution	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
variance causé par la cotisation fédérale et la surcharge clients protégés moins élevées	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06
variance causé par la TVA	1,57	1,53	1,75	2,25	1,42
Prix final au consommateur août 2010	59,80	60,25	53,52	61,08	59,41
Hausse	18%	17%	23%	27%	16%

IV.1.2 Clients industriels

104. Un client T4 subit les mêmes évolutions qu'un client T2. Cela est dû au fait que :

- le prix de l'énergie est basé sur les mêmes paramètres ou connaît la même évolution;
- les prélèvements et le tarif du réseau de transport ne sont pas dégressifs.

Etant donné que la composante énergie représente une plus grande part dans le prix final par rapport à un client T2, l'augmentation sera néanmoins plus forte.

105. La figure ci-dessous donne un aperçu de l'évolution des prix pour un client type T4 établi dans la zone de distribution d'IGH. L'augmentation varie de 22 % à 37 % en fonction du fournisseur.

IGH - T4					
€/MWh	Luminus	Electrabel	Lampiris	Essent	Nuon
Prix final au consommateur décembre 2009	30,84	30,94	24,35	27,55	29,72
variance causé par des indices plus élevés	7,50	7,49	8,38	10,73	8,80
variance causé par des tarifs de transport plus bas	-0,24	-0,24	-0,24	-0,24	-0,24
variance causé par l'indexation des tarifs de distribution	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25
variance causé par la contisation fédérale et la surcharge clients protégés moins élevées	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07
Prix final au consommateur août 2010	37,79	37,87	32,17	37,72	37,96
Hausse	23%	22%	32%	37%	28%

V. CONCLUSION

V.1. Electricité

106. L'étude sur les composantes tarifaires a été étendue pour la première fois aux fournisseurs Nuon, Essent et Lampiris. Janvier 2007 a été pris comme point de référence pour permettre d'établir une comparaison entre les différents fournisseurs. Ce point de référence a été choisi car ce n'est qu'en 2007 que le marché belge a été entièrement libéralisé et que de nouveaux fournisseurs tels que Lampiris, Essent et Nuon ont pu proposer leurs produits tant en Flandre qu'en Wallonie.

107. Par rapport à janvier 2007, le prix total facturé au client final a augmenté de 16,60% en moyenne pour un client résidentiel (Dc). Pour un client professionnel raccordé en basse tension (Ic), cette hausse est moins importante (12,80%) et pour un client professionnel raccordé en moyenne tension (Ic 1), le prix a même chuté de 4,52%. L'évolution diffère par client-type, fournisseur et zone de distribution, comme l'indiquent les graphiques 1.1. à 1.30 (numéro 12).

108. Le principal *driver* de l'évolution du prix final au consommateur, est l'évolution du prix du fournisseur. Pour un client-type Dc, le prix du fournisseur a augmenté en moyenne de 6,00% par rapport à janvier 2007. Pour un client Ic, l'évolution est de + 1,55% et pour un client Ic 1, elle est de -13,61 % (numéros 19 et 22).

Pour les clients résidentiels, l'évolution dans le temps est étroitement liée entre les deux fournisseurs par la structure des formules tarifaires. Luminus, Electrabel et Essent bénéficient d'un produit indexés sur la base de Iem^{39} , Ne et Nc. Nuon et Lampiris proposent un produit fixe. Le tarif de Lampiris est toutefois beaucoup plus volatil que celui des autres fournisseurs (numéros 19 et 20).

Pour les clients professionnels, on constate une autre évolution. Ceci est dû à une structure tarifaire et à des indices différents qui sont présents principalement chez Electrabel et Luminus. Les indices $EBIq^{40}$ et $Endex126^{41}$ suivent les évolutions du marché de l'énergie de

³⁹ Voir numéro 20.

⁴⁰ Voir numéro 25.

⁴¹ Voir numéro 27.

court à moyen terme. Elles sont caractérisées par un prix fluctuant et plus erratique. L'évolution est moins erratique chez les clients basse tension qui ont basé leur prix énergie sur Ne, Nc et lem (numéros 21-28).

Après la forte hausse des prix de l'électricité en 2008 et l'effondrement qui a suivi en 2009 (causé principalement par la crise économique et son impact sur les marchés des matières premières), les prix de l'électricité sont à nouveau en train de remonter en 2010 (figures 3.1 – 3.6 et numéros 93-99).

V.2. Gaz Naturel

109. On constate une hausse moyenne de 20,00% du prix total facturé à l'utilisateur final entre janvier 2007 et août 2010 pour les différents clients-type pour le gaz naturel (numéro 63). La principale fondement de cette hausse réside dans l'évolution du prix fournisseur et des paramètres y afférents.

110. Le prix fournisseur a augmenté en moyenne de 20,00% par rapport à 2007 pour le client-type T2 (client résidentiel) et de 22,00% pour le client-type T4 (PME). Les hausses constatées (en fonction du fournisseur) sont le résultat de plusieurs modifications des formules tarifaires/paramètres et de l'indexation effectuée sur la base des paramètres. Hormis ces modifications tarifaires, il existe une corrélation étroite entre Electrabel et Luminus par le biais de la structure des formules tarifaires, en particulier du paramètre d'indexation commodity. Les évolutions pour Nuon et Essent diffèrent légèrement en raison d'une indexation différente à partir de 2010 (numéros 73-75).

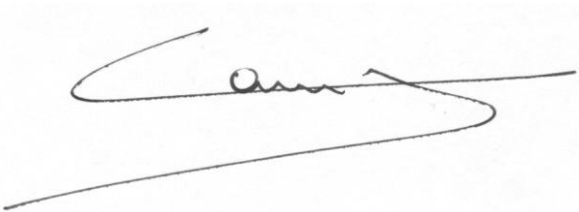
Depuis 2009, Lampiris achète son gaz sur le marché spot (TTF⁴²) et bénéficie, de ce fait, d'un avantage concurrentiel non négligeable par rapport aux autres fournisseurs, comme l'illustrent les figures 13.1 et 13.3.

⁴² Indice exprimé en EUR/MWh pour les contrats de gaz naturel forward aux Pays-Bas, tel que publié en € par MWh dans le « European Spot Gas Markets » (« ESGM ») par ICIS Heren sous le titre « Heren Monthly Indices » et le sous-titre « TTF ».

Comme pour l'électricité, l'on observe à nouveau une hausse en 2010 pour le gaz naturel, après qu'il ait connu une hausse importante en 2008 et une nouvelle diminution en 2009 (occasionnée principalement par la crise économique et l'impact de celle-ci sur les marchés des matières premières, renforcée accessoirement par une offre excessive de gaz naturel sur les marchés internationaux en raison de la découverte de *shale gas* et de la capacité excédentaire de GNL). Le niveau de 2008 ne sera toutefois pas atteint (numéro 74).

En 2009-2010, nous observons également un découplage des prix du gaz naturel par rapport aux prix du pétrole. Ce découplage s'est avéré avantageux sur la période 2009-2010 pour les fournisseurs qui achètent leur gaz naturel via le marché spot, comme Lampiris (numéro 101).

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



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Président du Comité de direction

ANNEXE A

Les paragraphes suivants donnent une explication méthodologique de la définition et du calcul des différentes composantes pour l'électricité. La présente étude traite uniquement de l'évolution pour les clients type Dc, Ic et Ic1. En outre, les évolutions des clients Db, Dc1 et Ib sont disponibles. Chaque client type est défini ci-dessous :

- Db est un client domestique (ménage de 2 personnes – 300 kWh gratuits en Flandre) consommant 1.200 kWh par an sans comptage de nuit.
- Dc est un client domestique consommant 3.500 kWh par an. La consommation de ce client se répartit entre heures de jour et heures de nuit de la façon suivante:
 - jusque décembre 2006, l'étude tient compte de la définition d'Eurostat se basant sur une consommation de 2.200 kWh le jour et de 1.300 kWh la nuit;
 - à partir de janvier 2007, l'étude tient compte de l'extension des heures creuses au week-end, faisant passer les consommations à 1.600 kWh le jour et à 1.900 kWh la nuit:

Les calculs tiennent compte d'un ménage de 4 personnes (500 kWh gratuits en Flandre).

- Dc1 est un client domestique dérivé du client type Dc Eurostat et consommant la même quantité d'énergie (3.500 kWh), mais ne disposant pas d'un compteur de nuit.
- Ib est un client professionnel ayant une capacité annuelle maximum de 55 kVA et consommant 50.000 kWh par an sans compteur de nuit (soit une utilisation d'approximativement 1.000 heures/an). Il est alimenté en BT (0,23 à 0,4 kV).
- 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 heures de jour et heures de nuit de la façon suivante :
 - jusque décembre 2006, l'étude tient compte de la définition d'Eurostat se basant sur une consommation de 144.000 kWh le jour et de 16.000 kWh la nuit ;
 - à partir de janvier 2007, suite à l'extension heures creuses au week-end, les consommations se répartissent entre 135.000 kWh le jour et 25.000 kWh la nuit.

- Ic1 Les clients professionnels, et en particulier le client Ic, peuvent être raccordés à un niveau de tension supérieur à la BT. La présente étude montre également les principales évolutions des composantes du prix d'un client dont le profil de consommation est identique à celui de Ic mais dont le raccordement est réalisé en moyenne tension (réseau 26-1kV).

Comme mentionné au numéro 5, le prix final au consommateur comporte 6 composantes.

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. A 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 per typeklant	Dc	Ic	Ic1
Electrabel	Electrabel Energyplus	Electrabel expert laagspanning	Electrabel expert middenspanning
Luminus	Luminus Actief	Luminus Optimum Pro laagspanning	Luminus Optimum Pro middenspanning
Nuon	Nuon Comfort/Comfort 3 jaar	Nuon laagspanning	Nuon middenspanning
Lampiris	Lampiris elektriciteit	zelfde tarief als Dc	zelfde tarief als Dc
Essent	Essent variabel/Essent groen variabel	Essent vast/ Essent groen vast	zelfde tarief als Ic

Les suppositions suivantes figurent dans l'étude:

- 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.
- Il est important de tenir à l'œil lors de l'interprétation des résultats que le tarif « Luminus standard » appliqué jusqu'en octobre 2004, constitue un tarif « all-in »⁴³. Le prix du fournisseur (prix de l'énergie) a par conséquent été estimé selon la différence entre le tarif « all-in » et les autres composantes tarifaires. Ce calcul ne fournit donc qu'une approche du prix du fournisseur (prix de l'énergie).
- Afin de disposer de séries complètes de composantes à partir de juillet 2003 pour Electrabel et Luminus, les calculs du prix final au consommateur en région wallonne et région de Bruxelles-Capitale ont été établis en supposant que tous les clients étaient éligibles depuis 2003, en application des tarifs du réseau de transport et de distribution approuvés par la CREG. Le prix du fournisseur utilisé

⁴³ Y compris les coûts de transport et de distribution, mais hors cotisation fédérale et taxe sur l'énergie.

dans les calculs est celui appliqué aux clients éligibles en Flandre. Pour la même raison (exhaustivité des séries), l'étude suppose en outre que Luminus est actif dans le segment des clients résidentiels de la Région de Bruxelles-Capitale. De plus, les mêmes formules tarifaires ont été utilisées en Wallonie et en Flandre.

- Pour Lampiris, le même tarif est repris pour tous les clients types.
- Pour Essent, le tarif pour Ic est aussi appliqué à un client type Ic1.
- A partir de janvier 2010, Nuon Comfort 3 ans est le tarif de référence à la place de Nuon Comfort.
- Le tarif Nuon comfort de mai 2007 a aussi été appliqué à la période janvier-avril 2007.

2. Cotisations énergie renouvelable et cogénération

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

- Les fiches tarifaires de Luminus ne comportent jusque janvier 2007 aucune cotisation pour l'énergie renouvelable qui étaient d'application en région wallonne et dans la région de Bruxelles-Capitale. Par conséquent, l'on part de l'hypothèse selon laquelle, pour la période précédant janvier 2007, les cotisations ont été facturées au montant de l'amende administrative fixée par l'autorité régionale. Cela correspond à la méthode de calcul décrite dans les conditions générales du tarif Luminus Actief de 2008.
- Dans la région de Bruxelles-Capitale, la cotisation pour l'énergie renouvelable a été appliquée en juillet 2004. Pour les autres régions, les calculs se basent sur une application à compter de 2003.
- Seule Electrabel a fourni des cotisations spécifiques pour les clients professionnels. A partir de 2010, Electrabel facture un pourcentage d'amende supérieur pour les clients professionnels que pour les clients résidentiels⁴⁴.
- Pour les autres fournisseurs, les mêmes cotisations ont été reprises pour les clients résidentiels et professionnels.

⁴⁴ Dans les tarifs Electrabel Expert BT et Electrabel Expert MT, 85 % de l'amende des CV et de la cogénération est facturé. Dans le tarif Electrabel Energyplus, cela revient à 75 % pour les CV et à 80 % pour la cogénération.

3. Transport (hors prélèvements publics)

Les tarifs du réseau de transport sont ceux 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).

Les suppositions suivantes figurent dans l'étude:

- IEH a informé la CREG du fait qu'elle n'avait pas facturé de coûts du réseau de transport en 2003. Pour IEH, cette composante n'est donc pas reprise en 2003.
- Les tarifs du réseau de transport appliqués par Inter-Energa en 2003 n'ont pas été communiqués à la CREG. Pour cet année, l'étude s'est donc basée sur les tarifs mentionnés dans les fiches tarifaires d'Electrabel.

La composante réseau de transport comporte 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;
 - la gestion des congestions.

Pour la plupart des GRD et pendant la plupart des années, les tarifs des services auxiliaires sur le réseau de transport se retrouvent dans les tarifs publiés par les gestionnaires du réseau de distribution. Pour Inter-Energa et Tecteo, dont on ne retrouvait pas les tarifs des services auxiliaires en 2003 et 2004, l'étude se base sur la supposition selon laquelle une même part proportionnelle qu'auprès des autres GRD a été constatée. Cette hypothèse semble réaliste car la part des services auxiliaires dans les tarifs du réseau de transport des autres GRD s'élevait partout à environ à 20 % en 2003 et 2004. Pour Sibelga, qui a utilisé pendant toute la période étudiée un tarif moyen applicable à tous les groupes de clients, cette part a été fixée sur la base de la ventilation de la facture annuelle fournie par Sibelga aux fournisseurs.

- Transport – excédent/déficit reporté. Il s'agit de la différence entre les tarifs du réseau de transport appliqués par les GRD et les tarifs du réseau de transport estimés en annulant les excédents/déficits des exercices précédents résultant des décisions bonus/malus prises par la CREG⁴⁵. Les calculs prennent en compte les excédents/déficits d'exploitation (décisions bonus/malus) qui sont mis en avant dans les coûts d'Elia System Operator et ceux qui sont mis en avant à partir de l'application de la cascade des tarifs du réseau de transport par les gestionnaires du réseau de distribution.

Les valeurs calculées pour cette composante doivent être interprétées avec prudence, en raison des suppositions suivantes:

1. Les excédents/déficits d'exploitation constatés au niveau d'Elia System Operator sont supposés avoir été répartis de manière égale parmi les différents groupes de clients de la distribution. Ce n'est pas le cas pour les GRD qui appliquent une tarification différenciée par niveau de tension⁴⁶.

⁴⁵ L'excédent/déficit reporté est donc isolé pendant l'exercice d'exploitation pendant lequel il est facturé sur les tarifs (en principe deux ans après l'exercice d'exploitation pendant lequel il est apparu).

⁴⁶ Pour les GRD qui répartissent les coûts du réseau de transport de manière différenciée par groupe de clients, une modification des tarifs du réseau de transport n'est pas répartie proportionnellement parmi les groupes de clients. Idéalement, chaque GRD aurait du recalculer l'ensemble des tarifs du réseau de transport des différentes années sur la base des tarifs du réseau de transport d'Elia System Operator, hors excédent/déficit d'exploitation. Un tel calcul ne relevait cependant pas de cette étude.

2. Pour la plupart des GRD et la plupart des exercices pris en considération dans l'étude, on ne retrouve pas l'excédent/déficit d'exploitation⁴⁷, qui est propre à la cascade des tarifs du réseau de transport appliquée par les GRD. Cela est par conséquent compris dans l'excédent/déficit d'exploitation des tarifs du réseau de distribution. Gaselwest et Imewo ont tenu compte depuis 2007 d'un report spécifique sur les tarifs du réseau de transport et ont fourni un calcul des tarifs du réseau de transport des années 2007 et 2008 dans lequel l'excédent/déficit d'exploitation propre au transport est isolé. IEH a également donné une estimation de ce chiffre pour 2008.
 3. Sibelga a rendu les excédents/déficits cumulés au 31/12/2006 en les reportant en une seule fois dans les tarifs du réseau de transport de 2008.
 4. Inter-Energa dispose d'un réseau local 70-kV doté d'une fonction de transport, dont les coûts sont regroupés avec ceux d'Elia System Operator pour calculer les tarifs du réseau de transport du GRD. Les excédents/déficits d'exploitation de cette infrastructure sont repris depuis 2006 dans les tarifs du réseau de transport. Inter-Energa a fourni une estimation des tarifs du réseau de transport qui neutralisent ces reports d'exploitation.
- 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 ».

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 voirie »⁴⁸ et la « taxe de voirie »⁴⁹ ont été déduites du tarif de gestion du réseau pour être à nouveau reprises comme prélèvements

⁴⁷ Les excédents/déficits d'exploitation ont été réalisés dans le cadre des décisions bonus/malus de la CREG.

⁴⁸ Applicable en région wallonne.

⁴⁹ Applicable en région de Bruxelles-Capitale.

publics (voir ci-après). Les prélèvements publics qui ont été déduits des tarifs du réseau de distribution sont illustrés ci-après.

Chaque comparaison entre GRD doit tenir compte du fait que, pour les périodes étudiées, le degré de libéralisation des marchés n'était pas le même d'une région à l'autre. De ce fait, les coûts couverts par les tarifs correspondent à différentes réalités.

Le tarif du réseau de distribution comporte les composantes suivantes:

- Distribution – services auxiliaires. Cela concerne la partie des tarifs du réseau de distribution couvrant les coûts de compensation des pertes du réseau de distribution. Cette composante a été calculée sur la base des tarifs approuvés par la CREG en compensation des pertes de réseau.
- Distribution – OSP. Cette composante reflète la partie des tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) due aux obligations de service public (OSP) imposées par l'autorité régionale. Elle a été calculée d'après la différence entre les tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) appliqués par les GRD et les tarifs du réseau de distribution estimés en annulant les coûts des OSP couvertes par les tarifs. Depuis 2009, s'il y a des tarifs approuvés, les obligations de service public constituent une composante tarifaire séparée.
- Distribution – excédent/déficit reporté. Il s'agit de la différence entre :
 - o les tarifs du réseau de distribution appliqués par les GRD ;
 - o 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).

Comme énoncé précédemment, les résultats doivent être interprétés avec prudence. 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 ».

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 du 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 certificat vert

Par le biais du tarif du 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.

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, et à la cotisation fédérale pour la période juillet 2003-avril 2004, durant laquelle la TVA n'a pas été appliquée. 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).

ANNEXE B

Les paragraphes suivants donnent une explication méthodologique de la définition et du calcul des différentes composantes pour le gaz naturel. La présente étude traite uniquement de l'évolution pour les clients types T2 et T4. En outre, les évolutions sont cependant disponibles pour un client type T1 et T4. Chaque client type est défini ci-après :

- T1 est un client domestique avec une consommation de 2.326 kWh/an et une capacité estimée de 0,5 m³/h.
- T2 est un client domestique avec une consommation de 23.260 kWh/an et une capacité estimée de 2,5 m³/h.
- T3 est un client tertiaire (150 à 1.000 MWh/an). Etant donné qu'il n'y a pas de client type Eurostat correspondant, la CREG a repris un client type ayant une consommation moyenne de 330.000 kWh/an et une capacité estimée de 20 m³/h.
- T4 est un petit client industriel (de 1.000 à 10.000 MWh/an) avec une utilisation annuelle 200 jours/an. Etant donné qu'il n'y a pas de client type Eurostat correspondant, la CREG a repris un client type ayant consommation moyenne de 2.300.000 kWh/an et une capacité estimée de 100 m³/h.

Comme mentionné au numéro 9, le prix final à l'utilisateur comporte 5 composantes.

1. Prix du fournisseur (prix de l'énergie)

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

A la demande de la CREG, Electrabel, Luminus, Nuon, Essent et Lampiris ont transmis leur fiche tarifaire.

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

Tarief per typeklant	T2	T4
Electrabel	Electrabel Energy Plus (GAS 30)	Electrabel Expert (ECS 4000)
Luminus	Luminus Actief	Luminus Optimum
Nuon	Nuon aardgas	Nuon aardgas
Lampiris	Lampiris Gasprijs	Lampiris Gasprijs
Essent	Essent aardgas variabel (Essent 30)	Essent aardgas variabel (Essent 400)

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 fourni de fiches tarifaires ou formules tarifaires pour ce client. Pour eux, le tarif d'un client type T3 a été repris.
- Les calculs de prix des fournisseurs se basent sur des formules tarifaires mensuelles indexées sur la base des paramètres d'indexation applicables pour les mois en cours.
- Afin de disposer de séries de composantes complètes depuis 2004 pour Luminus et Electrabel, les calculs du prix final au consommateur en Wallonie et à Bruxelles se basent sur la supposition selon laquelle tous les clients sont éligibles depuis 2004, en application des tarifs du réseau de transport et de distribution approuvés par la CREG. Le prix du fournisseur utilisé dans ces calculs est celui applicable en Flandre. Pour la même raison (exhaustivité des séries) l'étude suppose également que Luminus est actif à Bruxelles, ce qui n'est pas le cas pour le moment. Les tarifs utilisés par Electrabel et Luminus sur le marché libéralisé en Flandre en 2004 étaient encore identiques aux tarifs sur le marché captif. La composante « prix du fournisseur » a donc été déterminée pour cet exercice par la déduction des autres composantes⁵⁰.
- Le tarif Nuon pour mai 2007 a aussi été appliqué à la période janvier - avril 2007.

⁵⁰ Pour rappel : les tarifs du réseau de distribution ont été fixés pour la première fois par la CREG en août 2004, avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2004.

2. Transport

Dans les fiches tarifaires des fournisseurs, les tarifs du réseau de transport de gaz sont repris dans le prix de l'énergie. Ils sont exprimés en 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, il s'applique ce qui suit au 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.

3. Distribution

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

Pour chaque comparaison entre les gestionnaires du réseau de distribution, il convient de tenir compte du fait que le degré de libéralisation des marchés n'était pas le même d'une région à l'autre. De ce fait, les coûts couverts par les tarifs correspondent à différentes réalités.

Le tarif du réseau de distribution comporte les composantes suivantes:

- Distribution - OSP. Cette composante reflète la partie des tarifs du réseau de distribution pour les obligations de service public (OSP) imposées par les autorités régionales. Elle a été calculée d'après la différence entre les tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) tels qu'approuvés par la CREG et les tarifs du réseau de distribution estimés après élimination des OSP.
- Distribution – excédent/déficit reporté. Il s'agit de la différence entre les tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) tels qu'approuvés par la CREG et les tarifs du réseau de distribution après élimination des excédents/déficits des exercices précédents.
- Distribution – hors excédent/déficit reporté et OSP. Ce tarif est calculé d'après la différence entre la composante « Distribution » et la sous-composante « Distribution - excédent/déficit reporté » et la sous-composante « Distribution - OSP ».

4. Prélèvements publics

Ce poste comporte les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires.

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

5. Taxe sur l'énergie et TVA

La TVA de 21 % a été appliquée à toutes les composantes, hormis à la surcharge clients protégés et à la redevance de raccordement wallonne, dont les montants ne sont pas soumis à la TVA. La « taxe sur l'énergie » s'élève à:

- c€ 0,09889/kWh depuis 2007 (auparavant c€ 0,11589/kWh) pour les clients T1 à T3;
- c€ 0,03640/kWh depuis 2007 (auparavant c€ 0,00/kWh) pour les clients T4.