



Commission de Régulation de l'Électricité 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)100107-CDC-934

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

7 janvier 2010

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
I. HYPOTHÈSES DE CALCUL	4
I.1. Description des clients type	4
I.2. Méthode de calcul	6
I.2.1. Electricité	6
I.2.1. GAZ NATUREL	14
II. CALCULS CLIENTS TYPES EN ÉLECTRICITÉ	18
II.1. Prix final au consommateur, toutes taxes comprises	18
II.2. Aperçu des principales composantes	23
II.3. Prix du fournisseur (énergie).....	33
II.4. Tarif du gestionnaire de réseau de transport.....	40
II.6. Prélèvements publics.....	64
II. 7. Cotisations énergie renouvelable et de cogénération.....	70
II.8. Taxe sur l'énergie et TVA (pour la clientèle résidentielle).....	72
III. CALCULS CLIENTS TYPES GAZ NATUREL	76
III.1. Prix final au consommateur, toutes taxes comprises	76
III.2. Aperçu des principales composantes.....	81
III.3. Prix du fournisseur (énergie).....	87
III.4. Tarif du gestionnaire de réseau de transport.....	91
III.5. Tarif des gestionnaires de réseau de distribution	92
III.6. Prélèvements publics.....	103
III.7. Taxe sur l'énergie et TVA	106
IV. EVOLUTION 2008-2009	108
IV.1. Electricité	108
IV.1.1 Clients résidentiels	108
IV.1.2 Clients professionnels	110
IV.2. Gaz	112
IV.1.1 Clients résidentiels	113
IV.1.2 Clients professionnels	114
V. PRINCIPALES CONCLUSIONS	117
V.1. Electricité	117
V.2. Gaz Naturel	118

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. A l'automne 2009, le ministre du Climat et de l'Energie a demandé qu'une mise à jour de l'étude soit réalisée pour la période octobre 2008-octobre 2009. Etant donné que tous les paramètres sont connus jusqu'en décembre 2009, cette étude aborde l'évolution des prix pour l'électricité et le gaz naturel pour la période juillet 2003 – décembre 2009.

L'étude est structurée de la façon suivante. Le chapitre I expose la méthodologie de l'étude (description des clients types et méthode de calcul des composantes). 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 2008-décembre 2009. La conclusion figure au Chapitre V.

I. HYPOTHÈSES DE CALCUL

I.1. Description des clients type

I.1.1. ELECTRICITÉ

1. L'étude se base sur les définitions des clients types d'Eurostat. De manière à assurer la consistance des évolutions tarifaires dans le temps, l'étude tient compte pour les clients types Dc et Ic (Ic1) du changement de répartition entre consommations de jour et de nuit induit par l'extension des heures creuses aux week-ends à partir de janvier 2007.

2. Les clients types électricité sont définis de la manière suivante.

- Db est un client domestique consommant 1.200 kWh par an sans comptage de nuit. Il a une puissance de raccordement entre 3 et 4 kW¹ et est alimenté en basse tension (BT). Il est représentatif d'un logement de 70 m² composé de 3 pièces plus cuisine. Les calculs tiennent compte d'un ménage de 2 personnes (300 kWh gratuits en Flandre).
- 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.

Ce client est représentatif d'un logement de 90 m² composé de 4 pièces plus cuisine. Les calculs tiennent compte d'un ménage de 4 personnes (500 kWh gratuits en Flandre).

1 Pour le calcul du montant du droit prélevé pour le financement des obligations de service public en Région de Bruxelles-Capitale, l'étude tient compte du droit s'appliquant à une puissance de raccordement située entre les bornes suivantes [1,44 kVA ; 6 kVA].

- Dc1 est un client domestique dérivé du client Dc Eurostat et consommant la même quantité d'énergie (3.500 kWh), mais ne disposant pas de comptage de nuit.
- lb est un client professionnel ayant une puissance annuelle maximum de 55 kVA et consommant 50.000 kWh par an sans comptage de nuit (soit une utilisation d'approximativement 1.000 heures/an). Il est alimenté en BT (0,23 à 0,4 kV).
- lc 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 des critères de répartition de consommation Eurostat dont l'application résulte en 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.
- 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.

I.1.2. GAZ NATUREL

3. Les clients types gaz naturel sont définis de la manière suivante.

- T1 est un client domestique avec application « cuisine - eau chaude » (0 à 5 MWh/an). Le client type Eurostat correspondant est le D1 avec une consommation de 2.326 kWh/an et une capacité estimée de 0,5 m³/h.
- T2 est un client domestique avec application « chauffage » (5 à 150 MWh/an), anciennement tarif B. 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.
- T3 est un client tertiaire (150 à 1.000 MWh/an). Il n'y a pas de client type Eurostat correspondant, la CREG a repris un client type d'une consommation moyenne de 330.000 kWh/an et d'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. 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.

I.2. Méthode de calcul

I.2.1. Electricité

4. Les paragraphes suivants reprennent un commentaire méthodologique quant à la définition et au calcul des différentes composantes en électricité.

5. Prix final au consommateur, toutes taxes comprises

Le prix final au consommateur² est calculé mois par mois sur la base de la somme des six composantes suivantes :

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

6. Prix du fournisseur (énergie)

Il s'agit du prix de l'énergie hors contribution pour l'énergie renouvelable et de cogénération et hors TVA et taxe sur l'énergie.

² L'étude ne retrace donc pas l'évolution, mois par mois, de la facture annuelle finale mais bien celle du prix final mensuel au consommateur. Retracer l'évolution, mois par mois, de la facture annuelle finale consisterait, pour chaque mois, à considérer le prix final au consommateur des 12 derniers mois ainsi que des volumes facturés pour chaque mois (répartition uniforme des consommations annuelles ou prise en compte des profils de consommations sur base des courbes SLP).

Sur demande de la CREG, les deux fournisseurs, Luminus et Electrabel, ont transmis les fiches tarifaires de leur tarif le plus représentatif pour les différents clients types couverts par l'étude. Luminus heeft volgende fiches overgemaakt voor laagspanning:

- « Luminus Standaard », (applicables jusque octobre 2004)
- « Luminus Actif », (applicables à partir d'octobre 2004)
- "Luminus Optimum LS" (van toepassing vanaf januari 2007 voor Ib en Ic typeklanten)

Electrabel a transmis les fiches tarifaires qui correspondent au tarif "EnergyPlus"³ et "EnergyProfessional" ainsi que, à partir du mois de septembre 2006, le tarif "Electrabel Expert". Les fiches transmises pour les différents clients types portent toutes sur une tarification en BT. Pour la MT, Electrabel a transmis les fiches tarifaires « Electrabel Expert Moyenne Tension » à partir de janvier 2007. Contrairement au client basse tension (qui bénéficie d'une formule tarifaire s'appuyant sur les paramètres Ne et Nc), un client moyenne tension se voit facturer un tarif faisant appel aux paramètres Ne et EBIq. Luminus a fourni, pour un client moyenne tension, les fiches tarifaires « Optimum Pro MT » à partir de janvier 2007. Ce tarif est lié à l'Endex 126 et à Ne depuis octobre 2008. Auparavant, les indices Ne et Nc déterminaient l'évolution du tarif.

Les calculs du prix des fournisseurs reposent sur les formules tarifaires mensuelles indexées sur la base des paramètres d'indexation applicables pour le mois en cours.

Il est important de garder à l'esprit, au moment de l'interprétation des résultats, que le tarif « Luminus standard », qui a été appliqué jusqu'en octobre 2004, est un tarif « all-in »⁴. Le prix du fournisseur (prix énergie) a, par conséquent, été estimé en fonction de la différence entre :

- le tarif « all-in »
- les tarifs de réseau de transport et de distribution, ainsi que les contributions pour l'énergie renouvelable et la cogénération.

Ce calcul ne fournit, par conséquent, qu'une approximation du prix du fournisseur (énergie).

Afin de disposer de séries complètes des composantes relatives au transport et à la distribution depuis 2003, les calculs du prix final au consommateur en Région wallonne et de Bruxelles-Capitale ont été réalisés en supposant que toute la clientèle était une clientèle éligible depuis 2003. Ils reposent donc sur les tarifs de réseau de transport et de distribution

3 Ou son équivalent avant la mise en service de l'appellation "EnergyPlus".

4 Coûts de transport et de distribution inclus, mais hors cotisation fédérale et impôt sur l'énergie.

approuvés par la CREG. Le prix des fournisseurs utilisé dans les calculs est celui appliqué à la clientèle éligible en Flandre. Pour la même raison (exhaustivité des séries), l'étude suppose également que Luminus est actif sur le segment de la clientèle résidentielle de la Région de Bruxelles-Capitale. Les mêmes formules tarifaires que celles appliquées en Wallonie et en Flandre ont été utilisées.

7. Cotisations énergie renouvelable et de cogénération

Les valeurs utilisées dans les calculs sont celles reprises par les fournisseurs dans leurs fiches tarifaires.

Les fiches tarifaires de Luminus ne comprenaient pas jusqu'en janvier 2007 les montants de cotisation sur l'énergie renouvelable applicables en régions wallonne et de Bruxelles-Capitale. Par conséquent, l'hypothèse a été prise selon laquelle, pour la période précédant janvier 2007, les montants de cotisations sont facturés à concurrence de l'amende administrative déterminée par l'autorité régionale. Ceci correspond à la méthode de calcul décrite dans les conditions générales du tarif Luminus Actif en 2008.

En Région de Bruxelles-Capitale, la cotisation énergie renouvelable est entrée en application en juillet 2004. Pour les autres régions, les calculs tiennent compte d'une application à partir de 2003.

8. Transport (hors prélèvements publics).

Les tarifs de réseau de transport sont ceux pratiqués par les gestionnaires des réseaux de distribution. Ils reposent sur les tarifs de réseau de transport approuvés pour Elia System Operator tels qu'ils sont répercutés par les gestionnaires du réseau de distribution (GRD) sur la base :

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

On retrouve en effet deux grands modes de tarification :

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

Les prélèvements publics qui ont été déduits des tarifs de réseau de transport sont présentés ci-dessous.

Notons que IEH a informé la CREG qu'elle n'avait pas facturé de coûts de réseau de transport en 2003. Pour IEH en 2003, cette composante n'est donc pas prise en compte dans les calculs.

Les tarifs de réseau de transport pratiqués par Inter-Energa en 2003 n'ont pas été communiqués à la CREG. Pour cette année, l'étude s'est par conséquent basée sur les tarifs repris dans les fiches tarifaires d'Electrabel.

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

- Transport - services auxiliaires. Il s'agit de la part des tarifs de réseau de transport qui couvre les services auxiliaires d'Elia System Operator, à savoir :
 - le réglage primaire de la fréquence, réglage de l'équilibre secondaire et service du black-start (incluant la compensation des pertes sur le réseau de transport);
 - le réglage de la tension et de la puissance réactive ;
 - la gestion des congestions.

Pour la plupart des GRD et des années, les tarifs des services auxiliaires sur le réseau de transport sont identifiables dans les tarifs publiés par les gestionnaires de réseaux de distribution. Pour Inter-Energa et Tecteo dont les tarifs pour services auxiliaires n'étaient pas identifiables en 2003 et en 2004, l'étude suppose une part relative identique à celle observée chez d'autres GRD. Cette hypothèse paraît réaliste dans la mesure où la part des services auxiliaires dans les tarifs de réseau de transport s'établissait en 2003 et 2004 uniformément chez les autres GRD à approximativement 20 %. Pour Sibelga qui a pratiqué pour l'ensemble de la période étudiée un tarif moyen applicable à l'ensemble des groupes de clients, cette part a été identifiée sur la base de la découpe de la facture annuelle émise par Sibelga aux fournisseurs.

- Transport - excédent/déficit reporté. Il s'agit de la différence entre
 - o les tarifs de réseau de transport appliqués par les GRD
 - o des tarifs de réseau de transport qui sont estimés en annulant les excédents/déficits des exercices précédents découlant des décisions de bonus/malus prises par la CREG⁵.

Les calculs prennent aussi bien en compte les excédents/déficits d'exploitation (décisions de bonus/malus) qui apparaissent dans les coûts d'Elia System Operator que ceux qui apparaissent en application de la cascade des tarifs de 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. il a été supposé que les excédents/déficits d'exploitation constatés au niveau d'Elia System Operator se répartissent uniformément entre les différents groupes de clients de la distribution, ce qui n'est pas le cas pour les GRD pratiquant une tarification différenciée par niveau de tension ⁶.
2. Pour la plupart des GRD et la plupart des années prises en considération dans l'étude, on ne retrouve pas l'excédent/déficit d'exploitation⁷ propre à la cascade des tarifs du réseau de transport appliqués par le GRD. Celui-ci est par conséquent englobé dans l'excédent/déficit d'exploitation des tarifs de réseau de distribution. Gaselwest et Imewo ont tenu compte depuis 2007 d'un report spécifique sur les tarifs de réseau de transport et ont fourni un calcul des tarifs de réseau de transport des années 2007 et 2008 dans lequel l'excédent/déficit d'exploitation propre au transport a été isolé. IEH a également fourni une estimation de ce chiffre pour 2008.
3. Sibelga a rendu les excédents/déficits cumulés le 31/12/2006 en les reportant en une fois vers les tarifs de réseau de transport de 2008.

5 L'excédent/déficit reporté est donc isolé durant l'exercice d'exploitation auquel il est imputé sur les tarifs (en principe, deux années après l'exercice d'exploitation durant lequel il a été créé).

6 Pour les GRD répartissant les coûts de réseau de transport de manière différenciée par groupe de clients, une modification des tarifs de réseau de transport ne se répartit pas proportionnellement entre groupes de clients. Idéalement, chaque GRD aurait dû recalculer l'ensemble des tarifs de réseau de transport des différentes années sur la base des tarifs de réseau de transport d'Elia System Operator hors excédent/déficit d'exploitation. Un tel calcul était cependant hors de portée de la présente étude.

7 Les excédents/déficits d'exploitation sont réalisés dans le cadre des décisions de bonus-malus de la CREG.

4. Inter-Energa possède un réseau local de 70 kV ayant une fonction de transport et dont les coûts sont comptabilisés avec ceux d'Elia System Operator pour calculer les tarifs de réseau de transport du GRD. Les excédents/déficits d'exploitation dégagés sur cette infrastructure sont intégrés depuis 2006 dans les tarifs de réseau de transport. Inter-Energa a fourni une estimation des tarifs de réseau de transport neutralisant ces reports d'exploitation.

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

9. Distribution (hors prélèvements publics)

Il s'agit en l'espèce des tarifs de réseau de distribution tels qu'approuvés par la CREG, hors prélèvements publics. Notons que pour améliorer la comparabilité des tarifs de distribution entre régions, la « surcharge pour occupation du domaine public » applicable en Région wallonne et la « redevance occupation de voirie » applicable en Région de Bruxelles-Capitale ont été déduites des tarifs de gestion du système pour être reprises en prélèvements publics (voir ci-dessous). Les prélèvements publics qui ont été déduits des tarifs de réseau de distribution sont présentés ci-dessous.

Toute comparaison entre GRD doit tenir compte du fait que, pour la période étudiée, le degré d'ouverture des marchés n'était pas identique d'une région à l'autre. De ce fait, les coûts couverts par les tarifs correspondent à des réalités différentes.

Le tarif de réseau de distribution comprend les composantes suivantes :

- Distribution - services auxiliaires. Il s'agit de la part des tarifs de réseau de distribution qui couvre les coûts de compensation des pertes de réseau de distribution. Cette composante a été calculée sur la base des tarifs de compensation des pertes de réseaux approuvés par la CREG.
- Distribution - OSP. Cette composante présente la part des tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics) imputable à des obligations de service public (OSP) imposées par les autorités régionales. Elle a été calculée par différence entre les tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics) appliqués par les GRD

et les tarifs de réseau de distribution estimés en annulant les coûts des OSP couverts par les tarifs. A partir de 2009, s'il existe des tarifs approuvés, les obligations de service public constitueront une composante tarifaire distincte.

- Distribution - excédent/déficit reporté. Il s'agit de la différence entre :
 - o les tarifs de réseau de distribution appliqués par les GRD ;
 - o des tarifs de réseau de distribution qui sont estimés en annulant les excédents/déficits des exercices précédents (découlant des décisions de bonus-malus prises par la CREG).

Comme déjà mentionné ci-dessus, il convient d'interpréter avec prudence les résultats. Les calculs des excédents/déficits d'exploitation (bonus/malus) réalisés dans le cadre des décisions de bonus/malus de la CREG ne permettent pas toujours d'identifier l'excédent/déficit d'exploitation propre à la cascade des tarifs de réseau transport. Celui-ci est en effet, dans certains cas, englobé dans l'excédent/déficit d'exploitation des tarifs de réseau de distribution.

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

10. Prélèvements publics

Ce poste comprend les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires :

- o Transport. Les prélèvements publics applicables à la sortie des transformateurs vers la MT ont été pris en comptes. Il s'agit de :
 - la surcharge pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) - Flandre uniquement ;
 - la surcharge pour occupation du domaine public (Flandre, jusqu'en décembre 2004 ; Wallonie « Taxe de Voirie » applicable sur l'ensemble de la période⁸) ;
 - la surcharge clients protégés (jusqu'au 1er octobre 2005, regroupé ensuite dans la cotisation fédérale) ;

⁸ La surcharge « redevance occupation de voirie » applicable en Région de Bruxelles-Capitale à partir du 1er juillet 2004 n'est pas applicable au niveau de la transformation vers les réseaux de moyenne tension d'ELIA SYSTEM OPERATOR.

- la cotisation fédérale (jusqu'au 1^{er} octobre 2005 – facturée ensuite par les fournisseurs – et à nouveau par Elia System Operator à partir de juillet 2009) ;
- la surcharge pour le raccordement des parcs éoliens offshore (à partir de 2008) ;
- la surcharge certificats verts à partir d'octobre 2008.

Les valeurs utilisées sont, dans la grande majorité des cas, celles utilisées par les GRD dans leurs tarifs de réseau de transport cascades et tiennent donc compte des taux de pertes spécifiques à chaque GRD. Lorsque le détail des tarifs de réseau de transport ne permettait pas d'identifier séparément les montants des surcharges, les valeurs hors correction pour taux de pertes ont été utilisées.

- Distribution. Les prélèvements publics suivants ont été pris en compte :
 - la surcharge pour occupation du domaine public - « Taxe de Voirie » Wallonie ;
 - la redevance occupation de voirie - Région de Bruxelles-Capitale, à partir du 1^{er} juillet 2004 ;
 - les impôts de compensation de revenus (avant 2007) ;
 - la cotisation en faveur des communes (« Elia-heffing » (uniquement en Flandre, à partir de juin 2005 jusqu'en 2008)) ;

Les valeurs utilisées ont été déterminées sur la base des tarifs de réseau de distribution approuvés par la CREG.

- Fourniture. Les prélèvements publics suivants ont été pris en compte :
 - la redevance de raccordement - Région wallonne, applicable depuis le 15 juillet 2003 ;
 - le droit pour le financement des obligations de service public - Région de Bruxelles-Capitale. Les calculs considèrent une prise en compte à partir du troisième trimestre de 2004 ;
 - la cotisation fédérale (facturée par les fournisseurs à partir du 1^{er} octobre 2005 jusqu'en juin 2009 inclus).

Les valeurs utilisées sont celles qui figurent dans les fiches tarifaires des fournisseurs à l'exception de la cotisation fédérale dont le montant facturé par les deux fournisseurs diffère de manière négligeable et qui a par conséquent été supposée identique pour les deux fournisseurs (les valeurs facturées par Electrabel ont été utilisées)⁹.

Pour les clients types Ib, Ic et Ic1, les calculs tiennent compte de la dégressivité de la cotisation fédérale.

11. Taxe sur l'énergie et TVA

Pour les clients résidentiels, la TVA de 21 % a été appliquée sur l'ensemble des composantes, 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 la TVA n'a pas été appliquée. Pour les clients professionnels, il n'a pas été tenu compte de la TVA déductible dans le calcul du prix final au consommateur.

La « taxe sur l'énergie » est de :

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

I.2.1. GAZ NATUREL

Comme pour l'électricité, la partie ci-dessous comporte un commentaire méthodologique de la définition et au calcul des différentes composantes en gaz naturel. Il est important de souligner que l'étude pour le gaz naturel prend 2004 comme point de départ, les premiers tarifs de réseau de distribution ayant été fixés par la CREG en 2004.

12. Prix final au consommateur, toutes taxes comprises

Il s'agit du prix au consommateur calculé mois par mois sur la base de la somme des six composantes suivantes :

1. le prix du fournisseur (énergie)
2. transport (hors prélèvements publics).
3. distribution (hors prélèvements publics)
4. les prélèvements publics
5. TVA et taxe sur l'énergie

⁹ En réalité, le montant de la cotisation facturé par chaque fournisseur dépend de son fuelmix (exonération pour l'énergie verte fournie accordée sur les composantes Kyoto et dénucléarisation de la cotisation fédérale).

13. Prix du fournisseur (énergie)

Il s'agit du prix de l'énergie. Contrairement à l'électricité, le prix de l'énergie (mentionné sur les fiches tarifaires) englobe la composante transport. Celle-ci a donc dû être estimée et retirée pour pouvoir identifier uniquement la composante *commodity*.

A la demande de la CREG, les deux fournisseurs, SPE et Electrabel, ont transmis les fiches tarifaires de leur tarif le plus représentatif pour les différents clients types visés.

SPE a transmis les fiches¹⁰:

- « Luminus Standard », applicables jusque fin 2004
- « Luminus actif » (résidentiel et PME < 1 GWh/an)
- « Luminus Optimum Pro »

Electrabel a transmis les fiches

- Aardgastarieven - Vlaams Gewest, applicables jusque fin 2004
- « Energy Plus » ;
- « Expert ».

Les calculs du prix des fournisseurs reposent sur les formules tarifaires mensuelles indexées sur base des paramètres d'indexation applicables pour le mois en cours.

Afin de disposer de séries complètes des composantes depuis 2004, les calculs du prix final au consommateur en Wallonie et à Bruxelles ont été réalisés en supposant que toute la clientèle était une clientèle éligible depuis 2004. Ils reposent donc sur les tarifs de réseau de transport et de distribution approuvés par la CREG. Le prix des fournisseurs utilisé dans les calculs est celui appliqué à la clientèle éligible 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 actuellement.

10 SPE n'a transmis ni fiches ni formules tarifaires relatives aux clients T4 (> 1 GWh/an). SPE a signalé que ces fiches tarifaires n'existent pas pour ce type de clientèle. Pour T4, SPE a ainsi uniquement transmis des moyennes de prix. En l'absence de formule tarifaire, la CREG n'est pas en mesure de vérifier si les chiffres communiqués sont conformes à la réalité. La CREG a donc dû utiliser des formules tarifaires applicables aux clients T3 afin de calculer elle-même le tarif T4.

Les tarifs pratiqués par Electrabel et Luminus sur le marché libéralisé en Flandre en 2004 étaient encore identiques aux tarifs du marché captif. La composante « prix du fournisseur » (énergie) a donc été déterminée pour cette année-là par la soustraction des autres composantes. Pour rappel : les tarifs de réseau de distribution de gaz ont été fixés pour la première fois par la CREG en août 2004 avec effet rétroactif au 1er janvier 2004.

14. Transport (hors prélèvements publics).

Comme indiqué plus haut, les tarifs de transport de gaz sont intégrés au prix de l'énergie dans les fiches tarifaires des fournisseurs. Ceux-ci sont exprimés en c€/kWh. Or, les tarifs de transport approuvés par la CREG sont exprimés en €/m³/h/an. Une estimation du prix du transport par client type par an a donc été effectuée. Pour le transport de gaz, contrairement à l'électricité :

- le prix est identique quel que soit la zone de distribution ;
- il n'existe pas de cascade des coûts ;
- il n'existe pas de prélèvements publics.

Le transport comporte les composantes suivantes.

- Transport - excédent/déficit reporté. Il s'agit de la différence entre les coûts/recettes de transport réels et les coûts/recettes de transport budgétés des exercices antérieurs résultant des décisions de bonus/malus relatives à Fluxys prises par la CREG.
- Transport - excédent/déficit exclusif reporté. Ce tarif est calculé par différence entre la composante « Transport » et la sous-composante « Transport - excédent/déficit reporté ».

15. Distribution (hors prélèvements publics)

Il s'agit des tarifs de réseau de distribution tels qu'approuvés par la CREG, hors prélèvements publics (voir plus loin).

Lors de toute comparaison entre les gestionnaires du réseau de distribution, il faut tenir compte du fait que le degré d'ouverture des marchés n'était pas identique d'une région à l'autre. De ce fait, les coûts couverts par les tarifs correspondent à des réalités différentes.

Le tarif de réseau de distribution comprend les composantes suivantes.

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

16. Prélèvements publics

Ce poste comprend les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires.

- Distribution. Les prélèvements publics suivants ont été pris en compte :
 - la redevance de voirie (Bruxelles et Flandre)
 - l'impôt des personnes morales sur les dividendes attribués au partenaire privé (GRD mixtes)
- Fourniture. Les prélèvements publics suivants ont été pris en compte :
 - la cotisation fédérale
 - la surcharge clients protégés
 - la redevance de raccordement (Wallonie)

17. Taxe sur l'énergie et TVA

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

- 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.

II. CALCULS CLIENTS TYPES EN ÉLECTRICITÉ

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

18. Les figures 1.1. à 1.12. présentent les évolutions du prix final au consommateur en indice juillet 2003=100. Les montants en valeurs absolues sont repris en annexe 1.

Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur – 07/2003=100

Figure 1.1. – Db – Electrabel – 07/2003=100

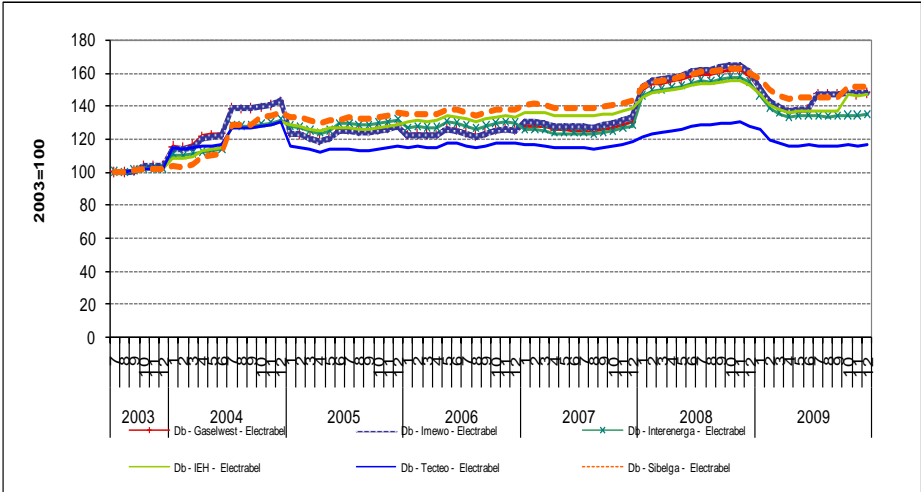


Figure 1.2. – Db – Luminus – 07/2003=100

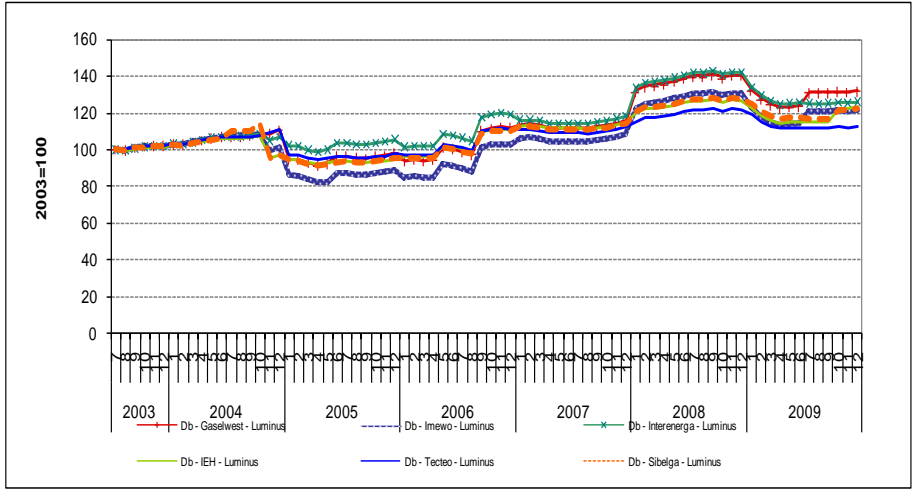


Figure 1.3. – Dc – Electrabel – 07/2003=100

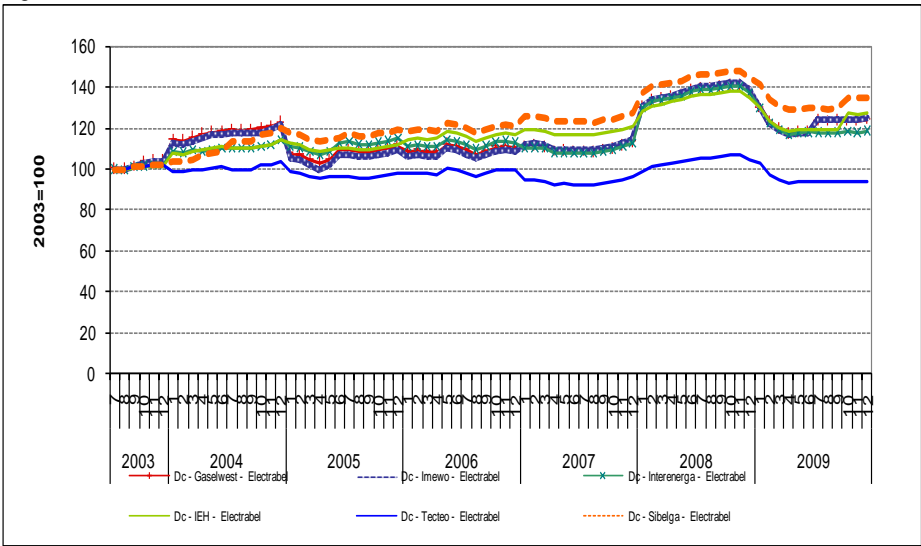


Figure 1.4. – Dc – Luminus – 07/2003=100

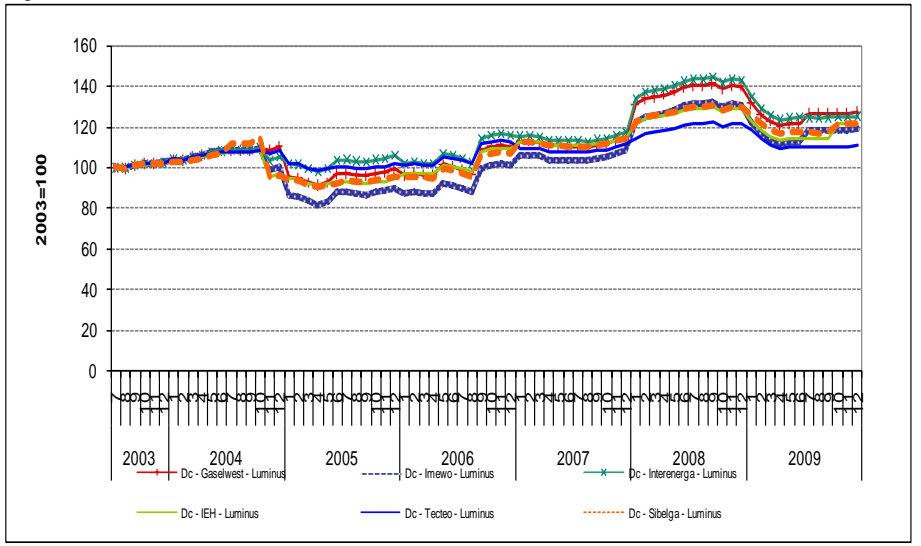


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur – 07/2003=100

Figure 1.5. – Dc1 – Electrabel – 07/2003=100

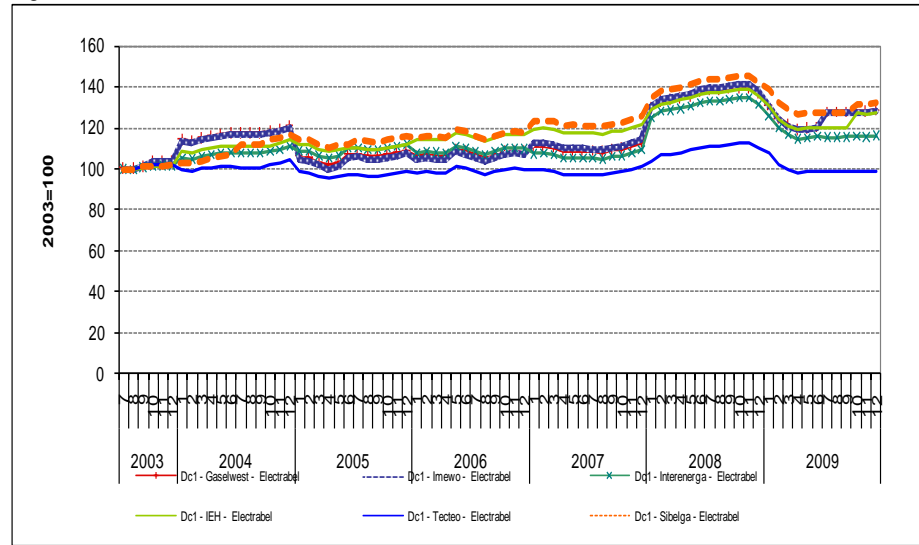


Figure 1.6. – Dc1 – Luminus – 07/2003=100

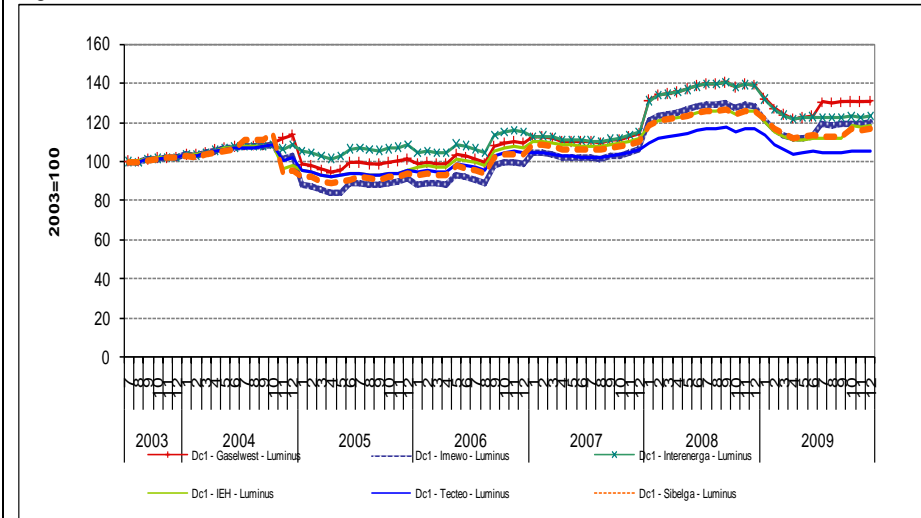


Figure 1.7. – Ib – Electrabel – 07/2003=100

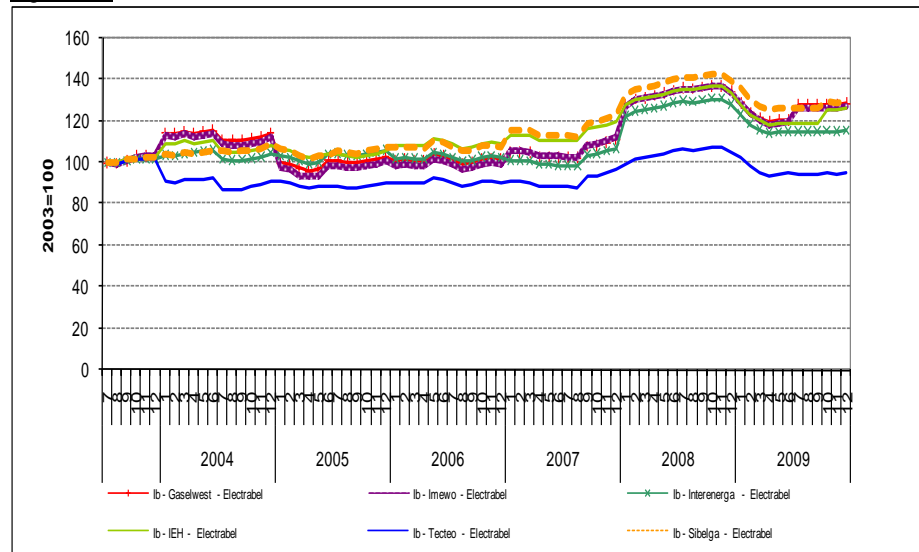


Figure 1.8. – Ib – Luminus – 07/2003=100

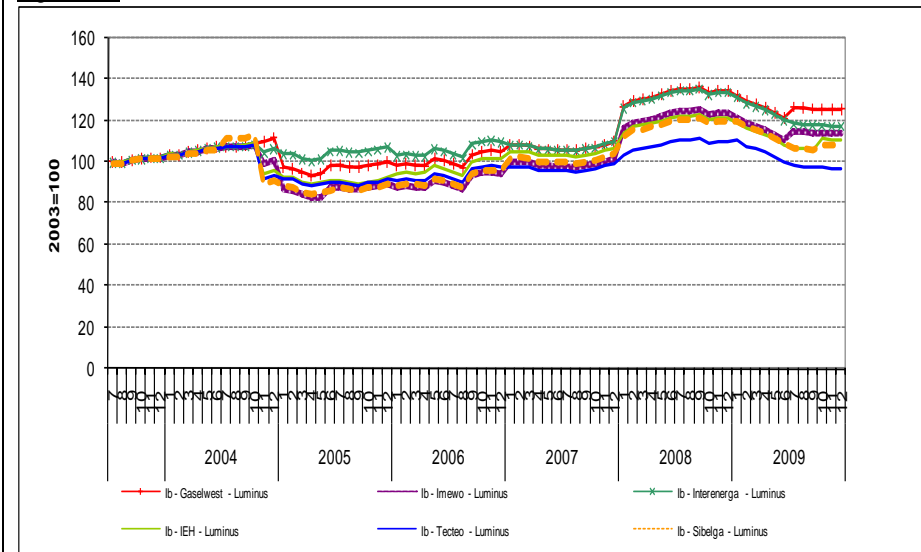


Figure 1 – Aperçu de l'évolution du prix final au consommateur – 07/2003=100

Figure 1.9. – Ic – Electrabel – 07/2003=100

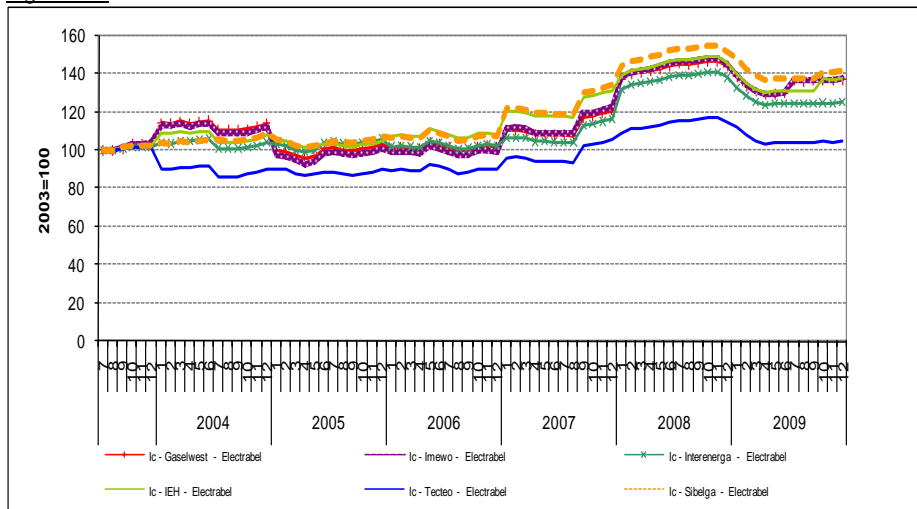


Figure 1.10. – Ic – Luminus – 07/2003=100

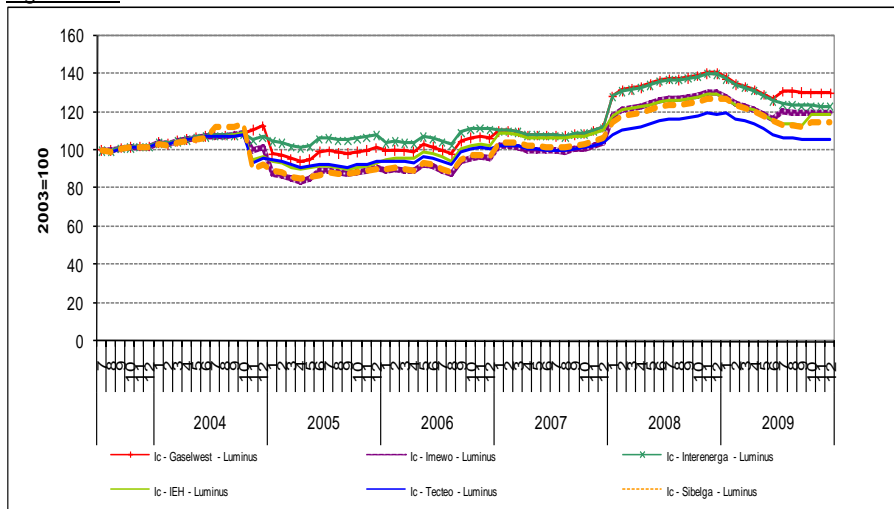


Figure 1.11. – Ic1 – Electrabel – 07/2003=100

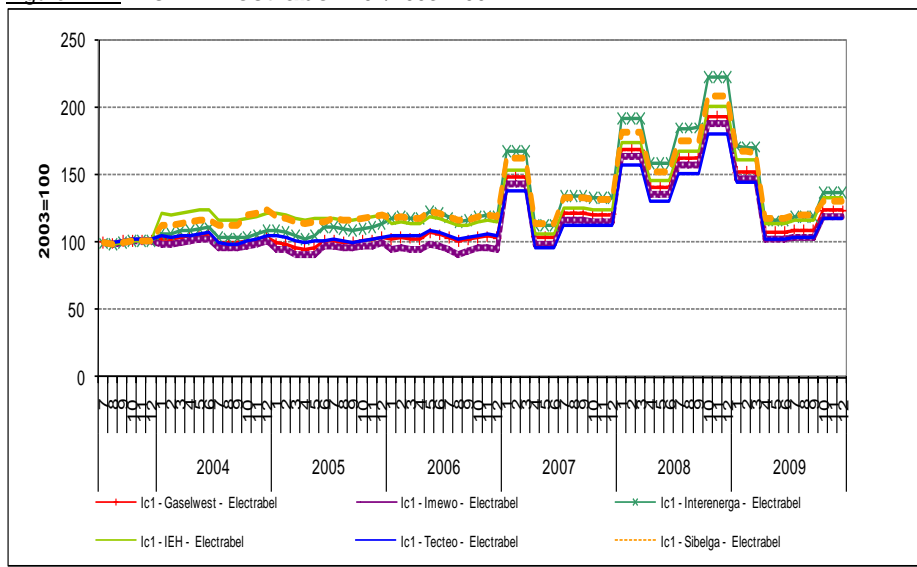
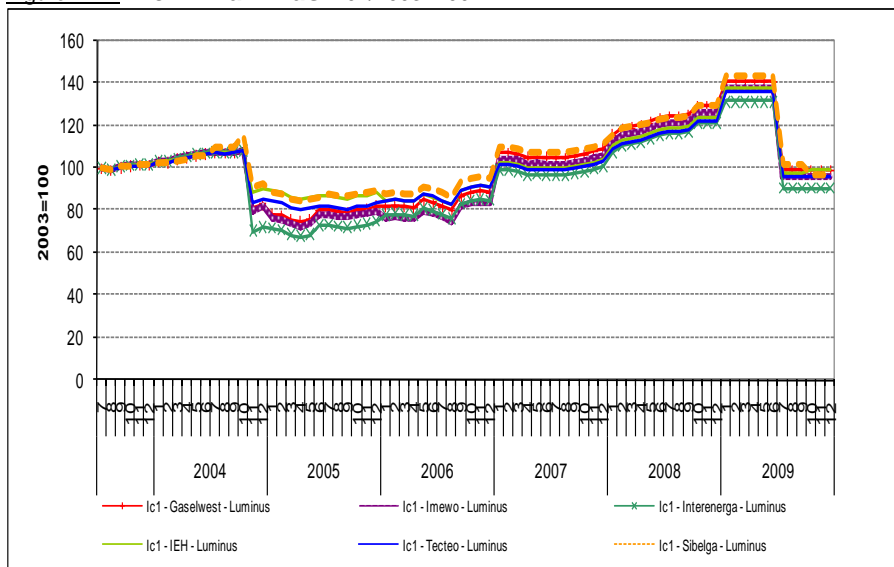


Figure 1.12. – Ic1 – Luminus – 07/2003=100



19. En novembre 2008, le prix final au consommateur est à son niveau le plus élevé depuis juillet 2003 et ce aussi bien pour les clients résidentiels que pour les clients professionnels.

20. Entre juillet 2003 et décembre 2009, on constate les évolutions suivantes du prix final au consommateur, toutes taxes comprises :

CLIENTS RESIDENTIELS

- Db subit une hausse de son prix final qui peut atteindre pour Electrabel, en moyenne, 40% de la facture de juillet 2003 (48% dans la zone Imewo ; Figure 1.1.). Chez Luminus, la hausse moyenne est de l'ordre de 23% (Figure 1.2.) ;
- Dc et Dc1 subissent en moyenne une hausse de prix de 21% (voir figure 1.3. à 1.6.). Une telle hausse est constatée chez les deux fournisseurs mais les zones de distribution qui connaissent les croissances les plus fortes sont différentes pour les deux fournisseurs. Ainsi, la hausse peut grimper à 35% chez Electrabel (voir figure 1.3.).

CLIENTÈLE PROFESSIONNELLE

- Chez Luminus, les clients professionnels Ib (sans consommation de nuit) et Ic (avec consommation de nuit) connaissent des croissances de prix similaires à celles constatées pour les clients résidentiels Dc1 (sans consommation de nuit) et Dc (avec consommation de nuit). Pour Ic1, on observe une diminution moyenne de 3,5% (Figure 1.12.).
- Chez Electrabel qui procède à une tarification de l'énergie différenciée en fonction du niveau de consommation, les croissances de prix sont légèrement plus contrastées. Elles atteignent en moyenne 20% pour Ib (Figure 1.7.), 31% pour Ic (Figure 1.9.) et 27% pour Ic1 (Figure 1.11).

Les différences de croissance entre les deux fournisseurs sont principalement liées à l'importance relative du prix du fournisseur (prix énergie) dans le prix final au consommateur. De plus, le prix facturé par Luminus en 2003¹¹ était un prix « all-in », ce qui appelle une interprétation prudente des résultats des indices.

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.).

On peut néanmoins conclure que le prix final au consommateur a cru de manière substantielle durant la période de libéralisation.

11 Et ce jusqu'en octobre 2004, ce qui apparaît clairement dans les graphiques par l'évolution quasi identique du prix final au consommateur dans les différentes zone de distribution.

II.2. Aperçu des principales composantes

21. Les figures 2.1. à 2.18. présentent les six principales composantes du prix final au consommateur en valeurs absolues pour les clients types Dc, Ic et Ic1. le prix du fournisseur (énergie) ;

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.

Les sections II.2. à II.9. passent en revue ces différentes composantes.

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

Figure 2.1. – Dc – Gaselwest – Electrabel – 500 kWh gratuits

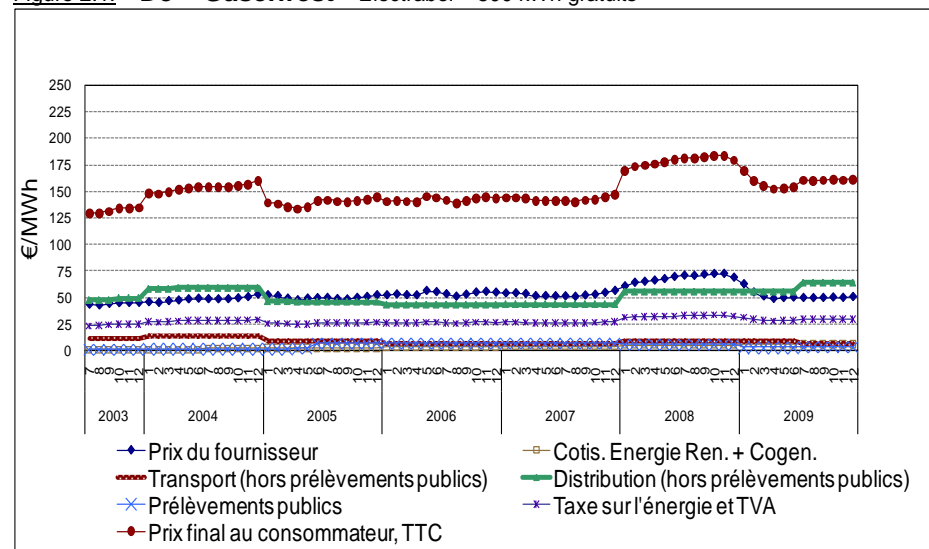


Figure 2.3. – Dc – IEH – Electrabel

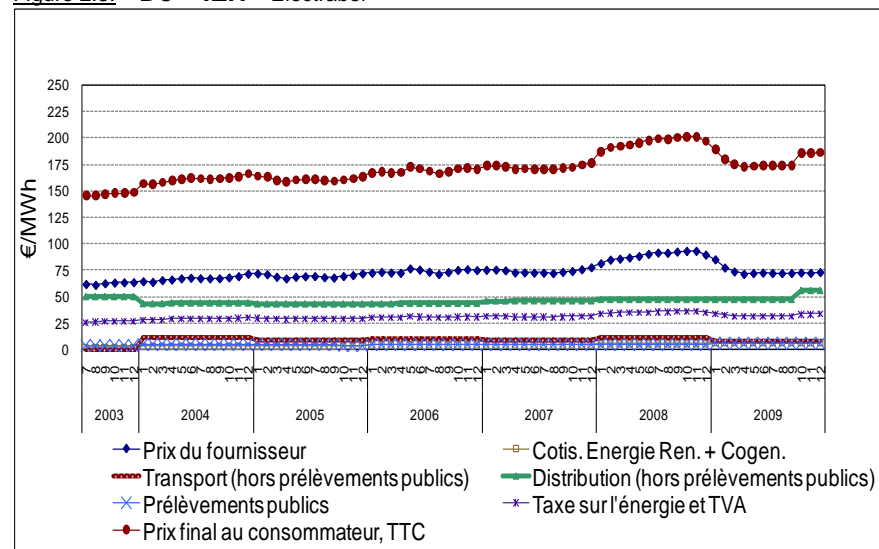


Figure 2.2. – Dc – Imewo – Electrabel – 500 kWh gratuits

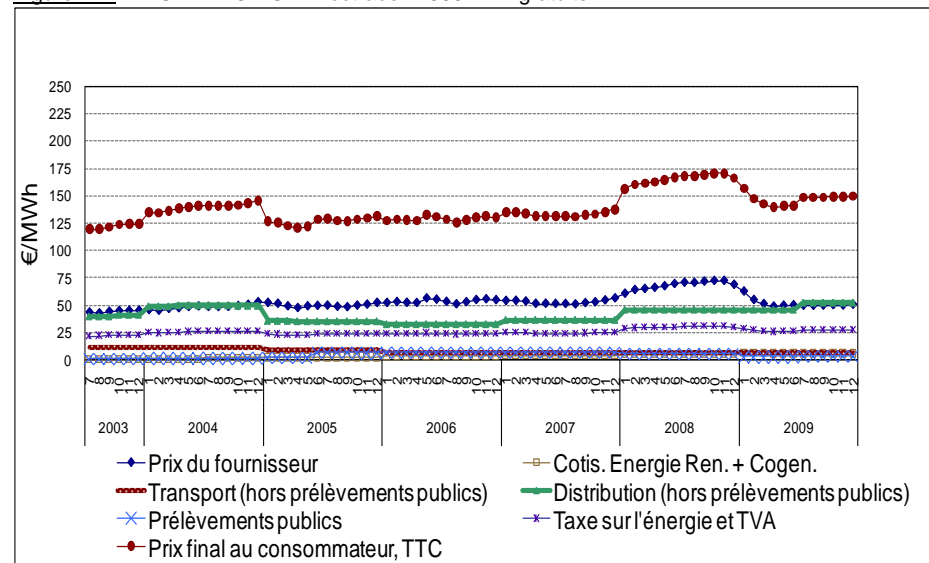


Figure 2.4. – Dc – Tecteo – Electrabel

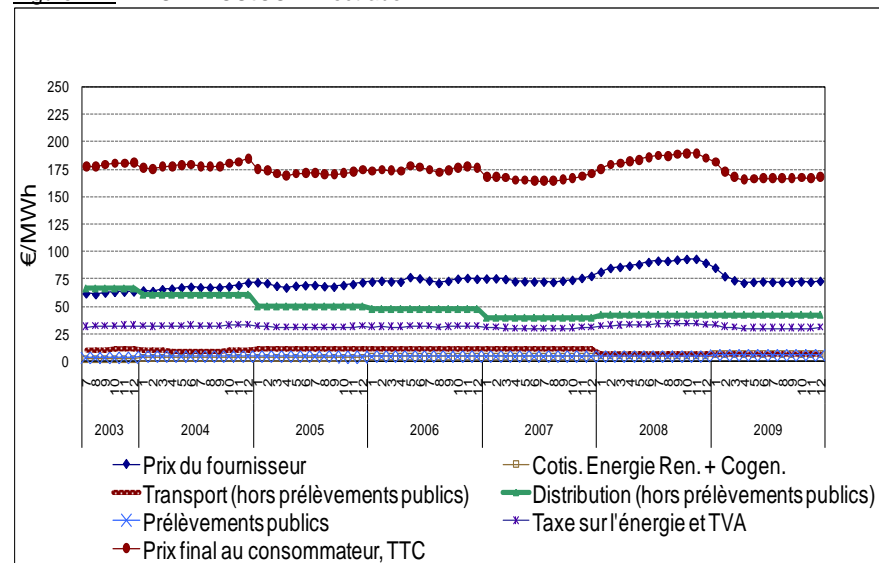


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur – €/MWh

Figure 2.5. – Dc – Inter-Energa - Electrabel – 500 kWh gratuits

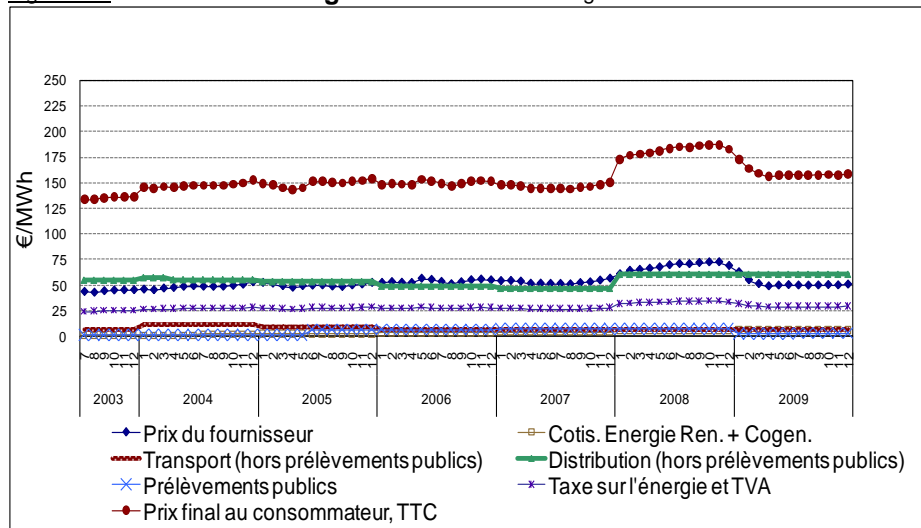


Figure 2.7. – Dc – Sibelga – Electrabel

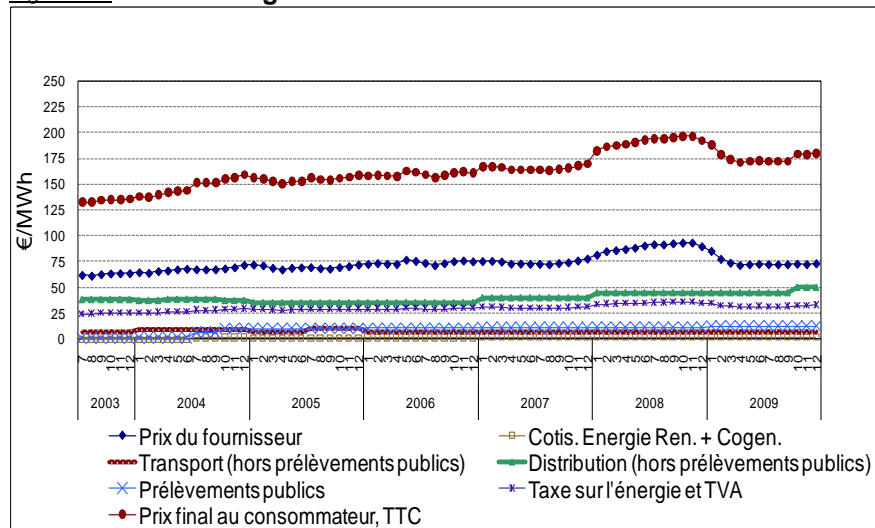


Figure 2.6. – Ic – Gaselwest – Luminus

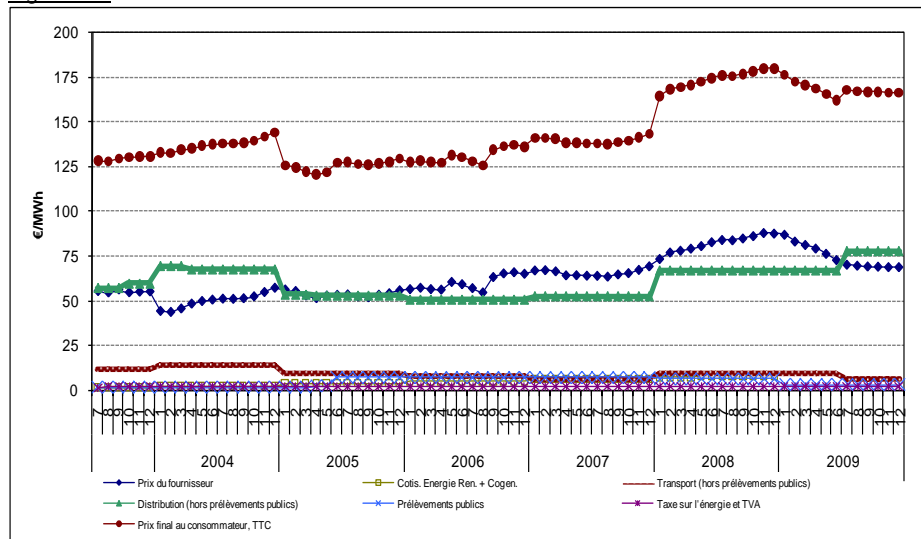


Figure 2.8. – Ic – IEH – Luminus

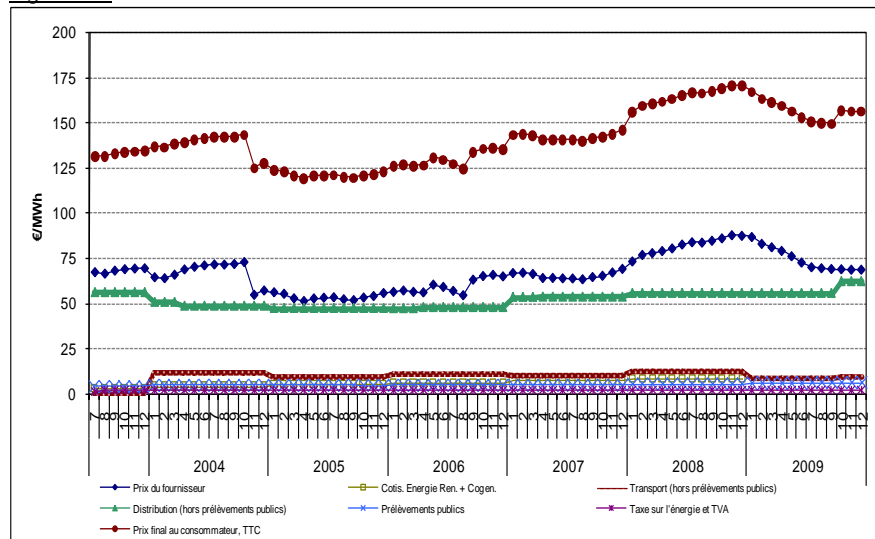


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur – €/MWh

Figure 2.9. – Ic – Imewo – Luminus

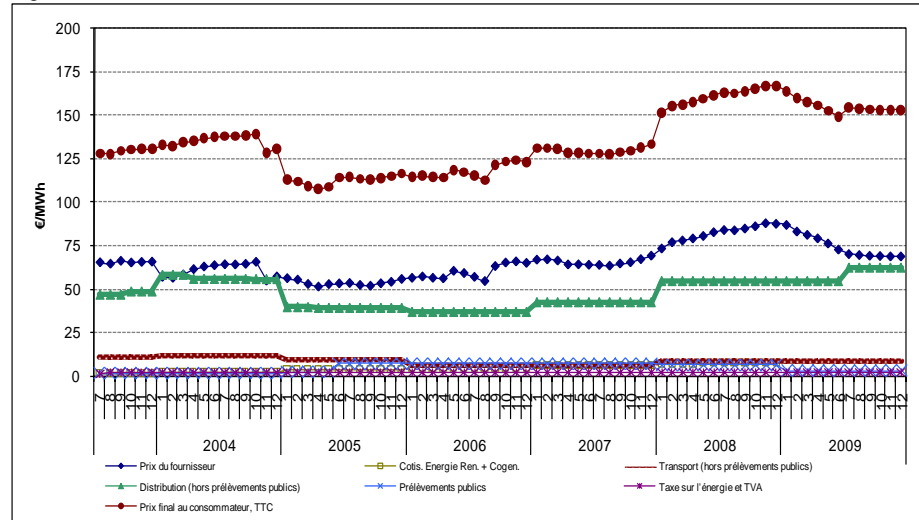


Figure 2.11. – Ic – Tecteo – Luminus

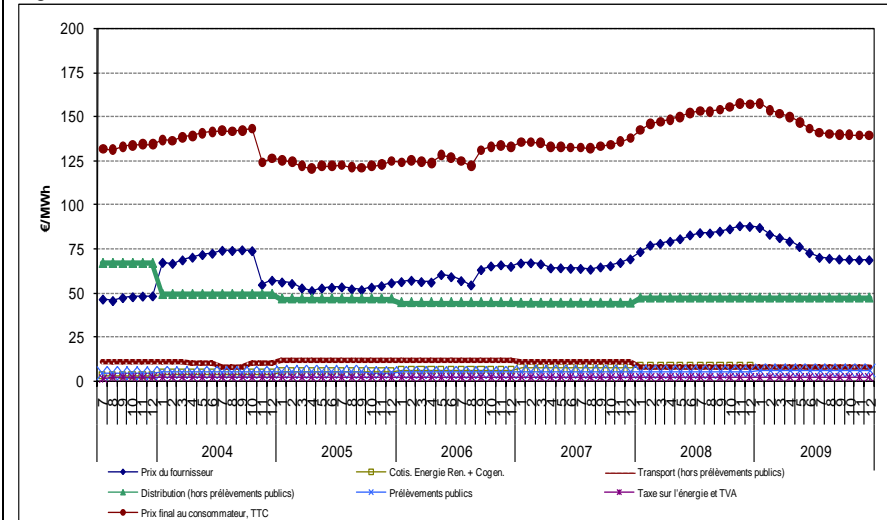


Figure 2.10. – Ic – Inter-Energa – Luminus

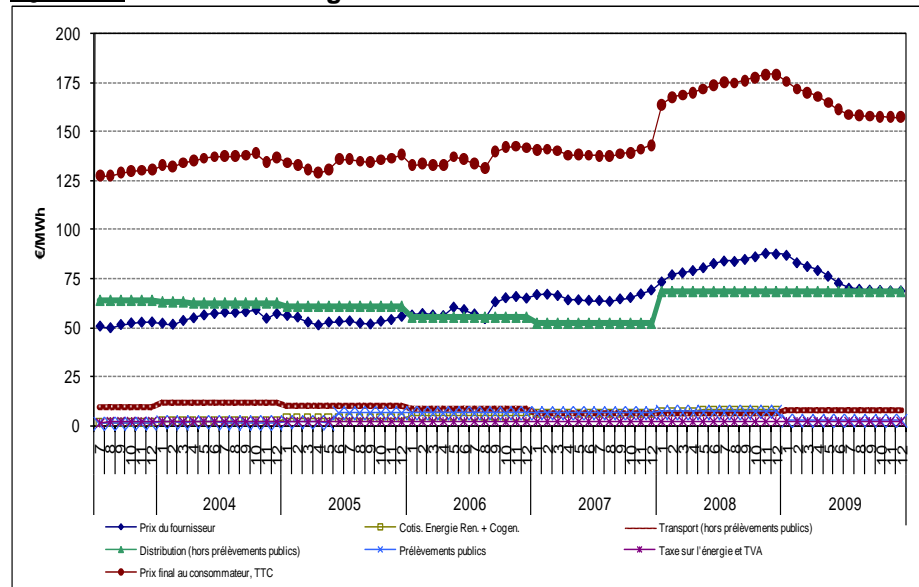


Figure 2.12. – Ic – Sibelga – Luminus

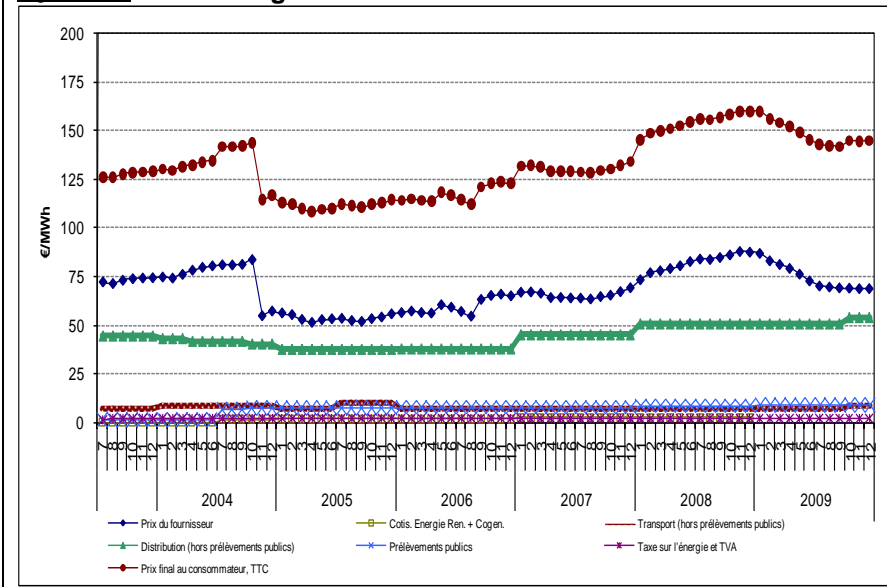


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur – €/MWh

Figure 2.13. – Ic1 – Gaselwest – Electrabel

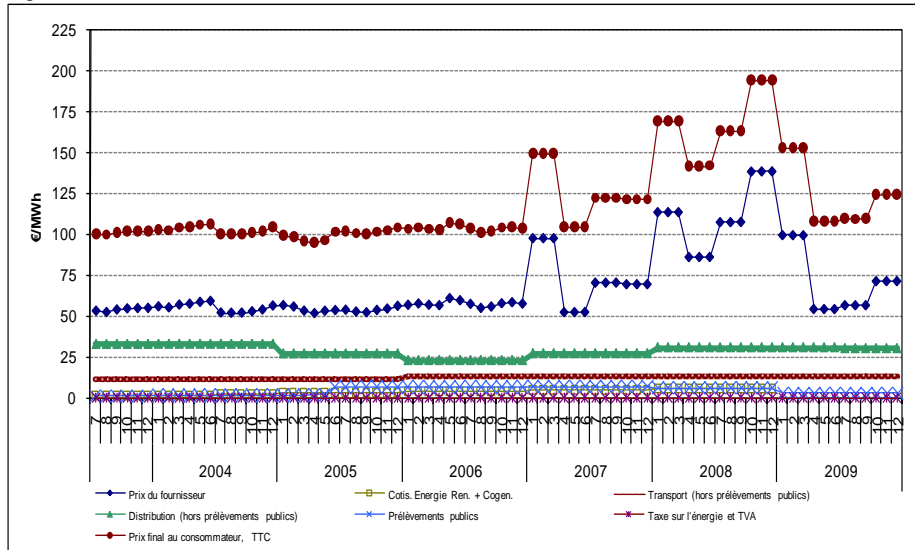


Figure 2.15. – Ic1 – IEH – Electrabel

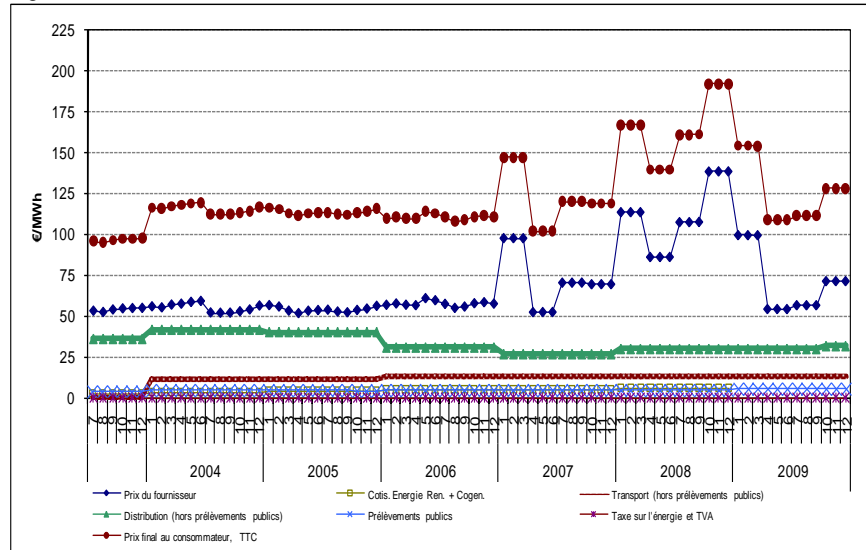


Figure 2.14. – Ic1 – Imewo – Electrabel

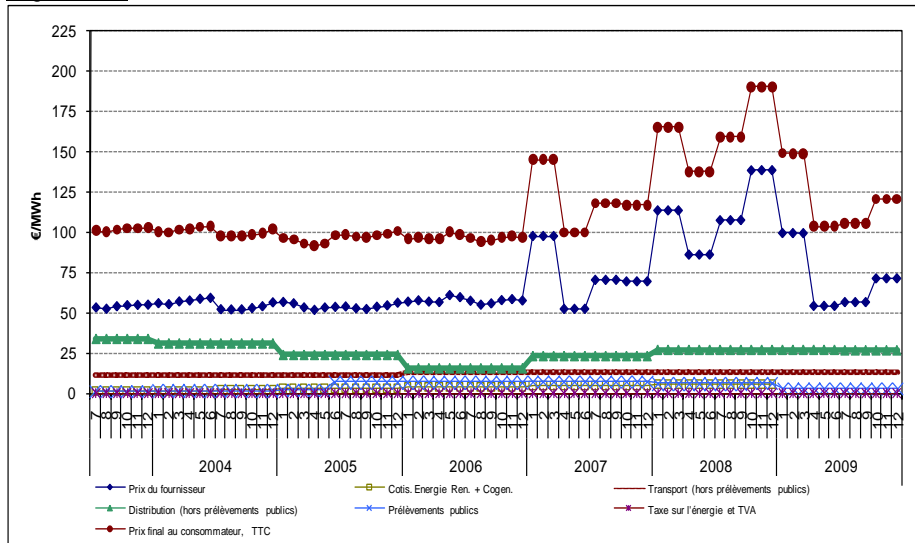


Figure 2.16. – Ic1 – Tecteo – Electrabel

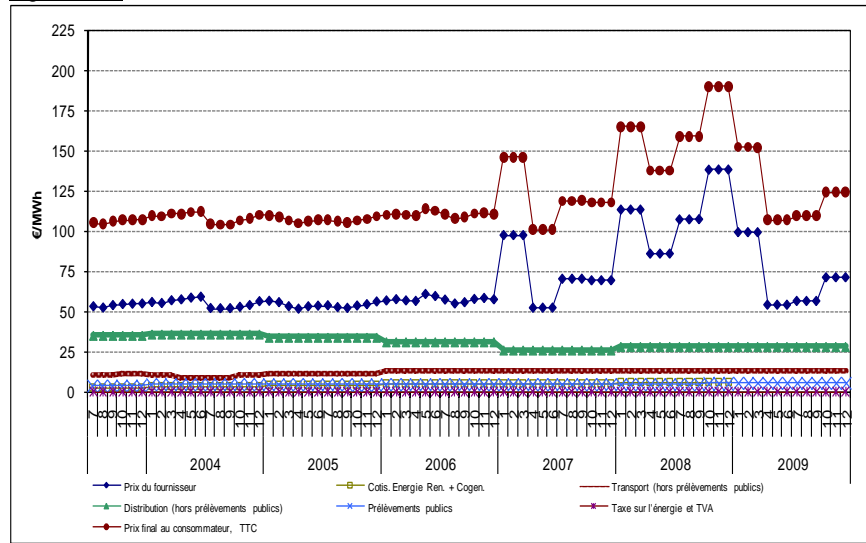


Figure 2 – Aperçu des principales composantes du prix final au consommateur – €/MWh

Figure 2.17. – Ic1 – Inter-Energa – Electrabel

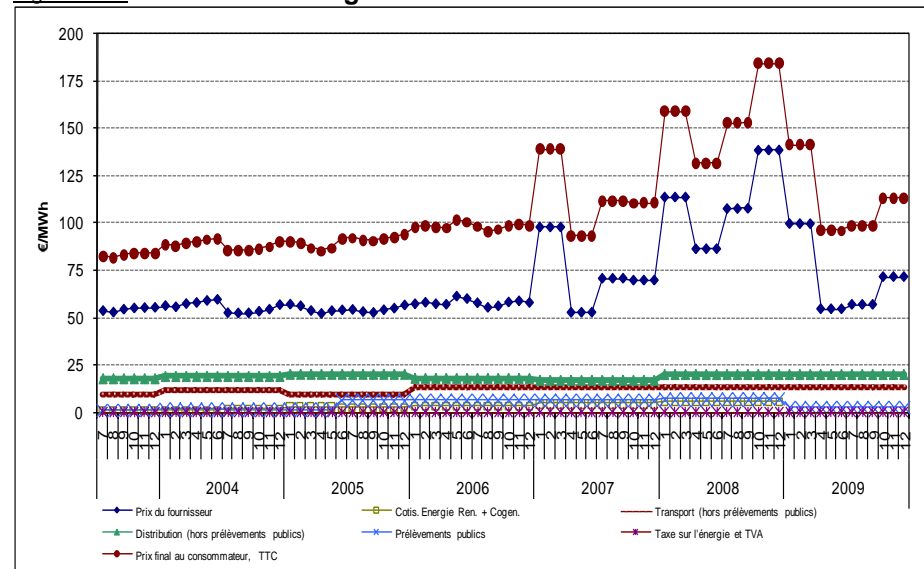
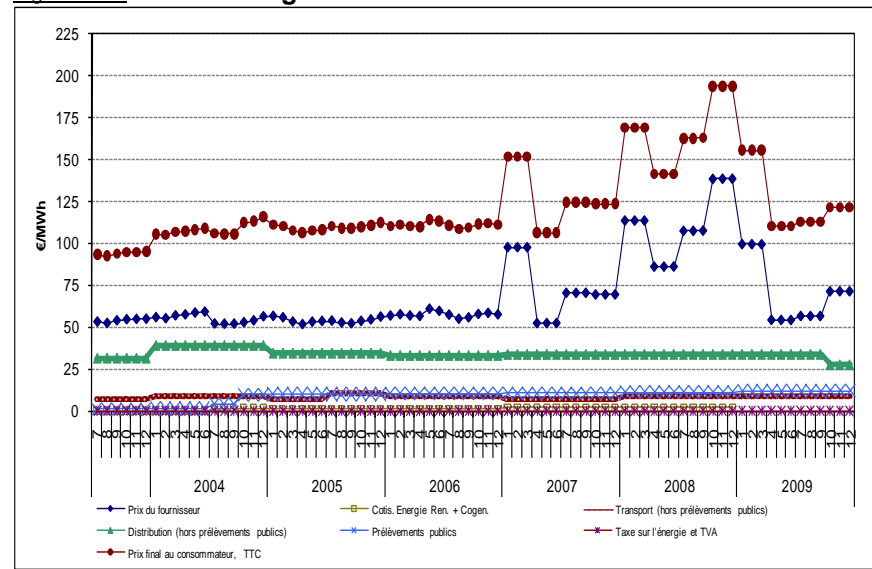


Figure 2.18. – Ic1 – Sibelga – Electrabel



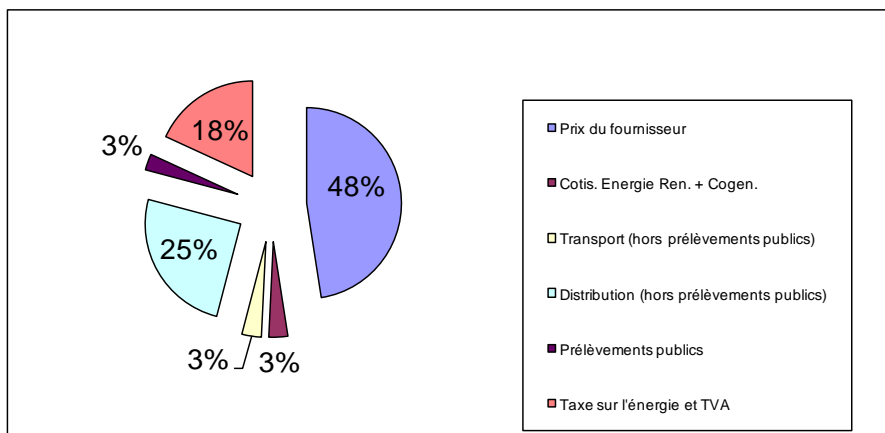
22. Les trois composantes tarifaires qui déterminent les grandes tendances des prix sont, dans l'ordre d'importance :

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 ¹²).

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 graphiquement comme la quatrième composante la plus importante (voir par exemple Figure 2.7.).

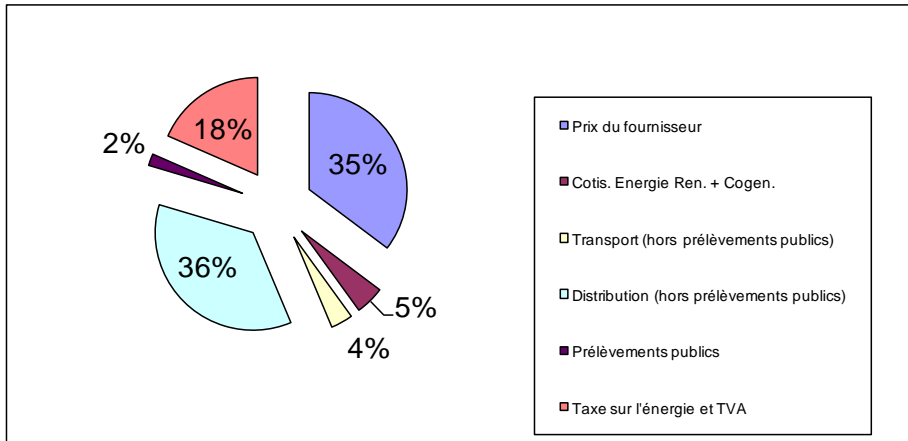
23. Comme l'illustrent les exemples suivants, (basés sur les chiffres de décembre 2009) les poids relatifs des différentes composantes peuvent varier fortement entre les clients types (profil de consommation et niveau de tension du raccordement), les zones de distribution, les régions ainsi que les fournisseurs.

Db Tecteo - Electrabel

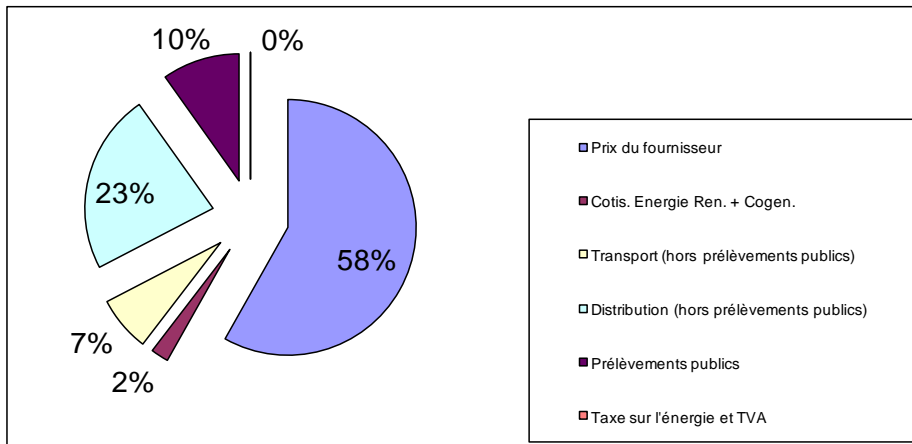


12 La TVA est déductible pour les professionnels.

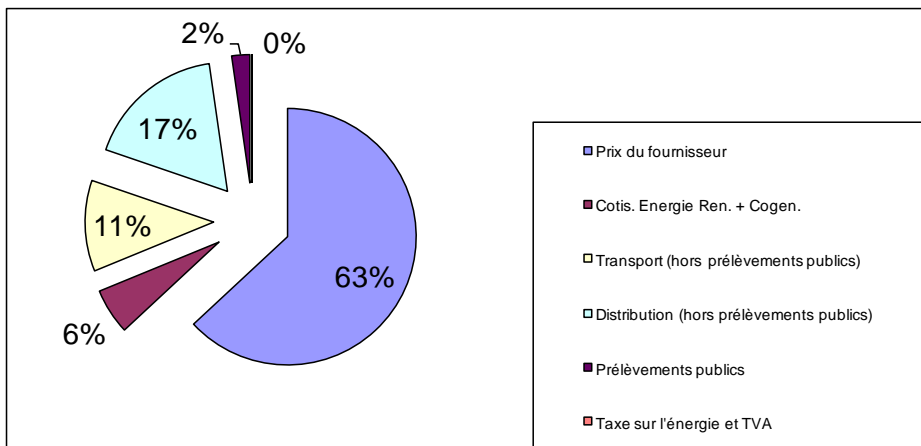
Dc Gaselwest - Luminus



Ic1 Sibelga - Luminus



Ic1 Inter-Energa - Electrabel

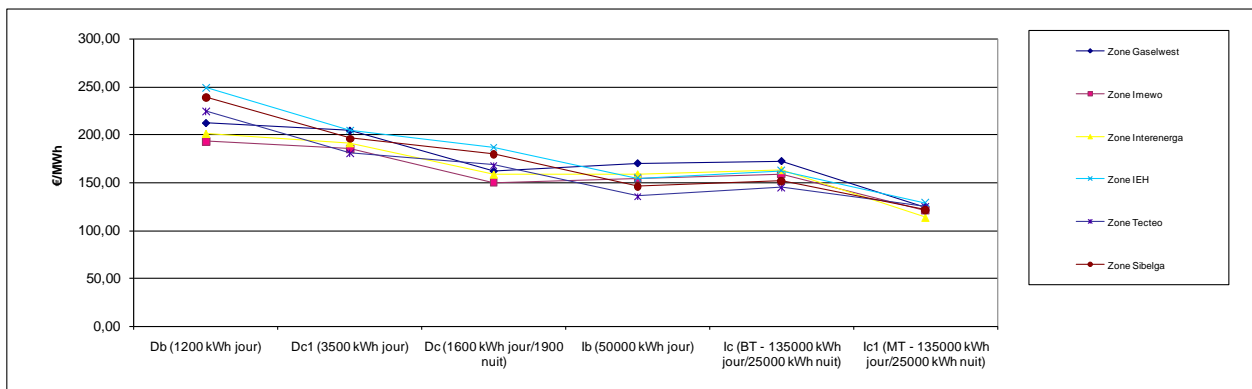


La composante « TVA et taxe sur l'énergie » qui représente environ 18 % du prix final des clients résidentiels BT (Db et Dc dans les exemples ci-dessus) est inexistante pour le client professionnel Ic1 raccordé en MT.

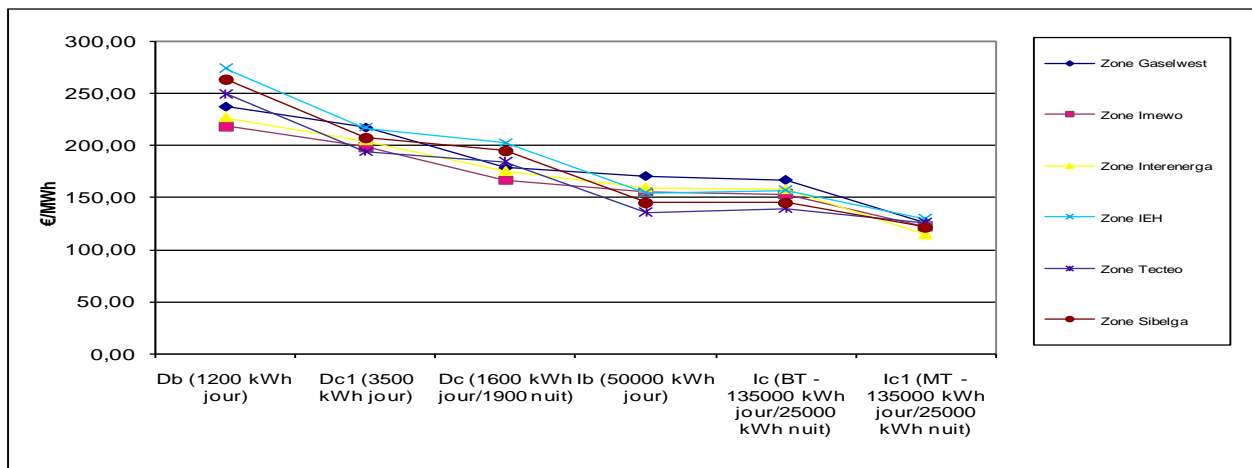
En raison de la cascade des coûts entre les niveaux de tension, la dégressivité des tarifs de réseau de distribution est importante. Le tarif MT n'atteint, dans la plupart des cas, que la moitié - voire même, dans le cas d'Inter-Energa, le tiers - de celui BT (par exemples : Figure 2.9. comparée à Figure 2.14. et Figure 2.10. comparée à Figure 2.17.). Ceci explique que le part du tarif de réseau de distribution dans le prix final peut baisser jusqu'à 17% pour Ic1 (Inter-Energa) alors qu'elle peut être près du double pour Dc (Gaselwest).

24. Les graphiques suivants présentent la dégressivité des prix (« all-in ») en décembre 2009 dans les différentes zones de distribution pour Electrabel et Luminus respectivement.

Electrabel – Décembre 2009



Luminus – Décembre 2009



La dégressivité des tarifs est en partie 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 niveaux de tension ;
- la TVA déductible chez les clients professionnels et la taxe énergie nulle pour les clients de la haute tension (>1 kV).

La comparaison du client Db au client Ic1 révèle clairement une convergence du prix final au consommateur entre les différentes zones de distribution. Cette convergence est le reflet de la part moins importante des tarifs du réseau de distribution dans le prix final au consommateur à mesure que l'on possède des puissances plus importantes et les consommations allant de pair avec celles-ci et, enfin, que l'on s'oriente vers des niveaux de tension plus élevés.

25. 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 (comparez p.ex. la figure 2.1. et 2.3. avec la figure 2.2. et 2.4.).

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 - 22,00 €/MWh en 2009) inférieur à celui pratiqué en régions wallonne et de Bruxelles-Capitale. Néanmoins, la récupération des manques à gagner sur les kWh gratuits se fait via une obligation de service public (OSP) imposée au GRD, ce qui alourdi les tarifs de réseau de distribution en Flandre (voir section II.5. Tarif des gestionnaires de réseau de distribution).

26. L'évolution des composantes souligne le fait que le prix du fournisseur (prix énergie) constitue la cause de la hausse du prix final au consommateur par rapport à juillet 2003.

27. Les évolutions de prix du fournisseur Luminus constatées jusqu'en octobre 2004 (voir par exemple figures 2.11. et 2.12.) sont liées au fait que le prix facturé jusqu'à cette date était un prix « all-in ». Le prix de l'énergie a été estimé en déduisant de ce prix les coûts de réseau de transport et de distribution ainsi que les cotisations énergie renouvelable et de cogénération.

II.3. Prix du fournisseur (énergie)

28. Les résultats présentés ci-dessous correspondent au prix du fournisseur (énergie) en Wallonie (sans kWh gratuits). Les figures de gauche présentent les résultats en valeur absolue tandis que les figures de droite présentent les indices (juillet 2003=100).

Figure 3 – Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (énergie) – €/MWh et 07/2003=100

Figure 3.1. – Db – Wallonie (pas de kWh gratuits) – €/MWh

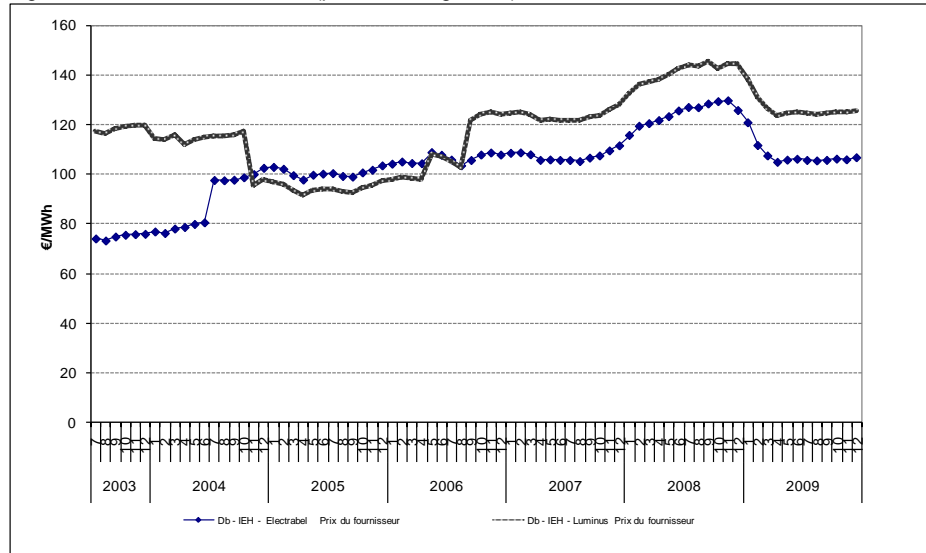


Figure 3.3. – Db – Wallonie– 07/2003=100

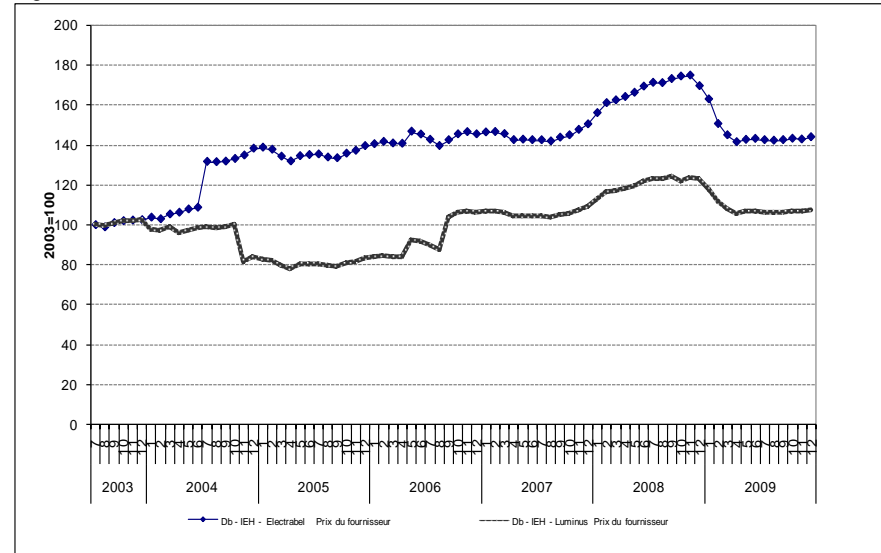


Figure 3.2. – Dc – Wallonie (pas de kWh gratuits) – €/MWh

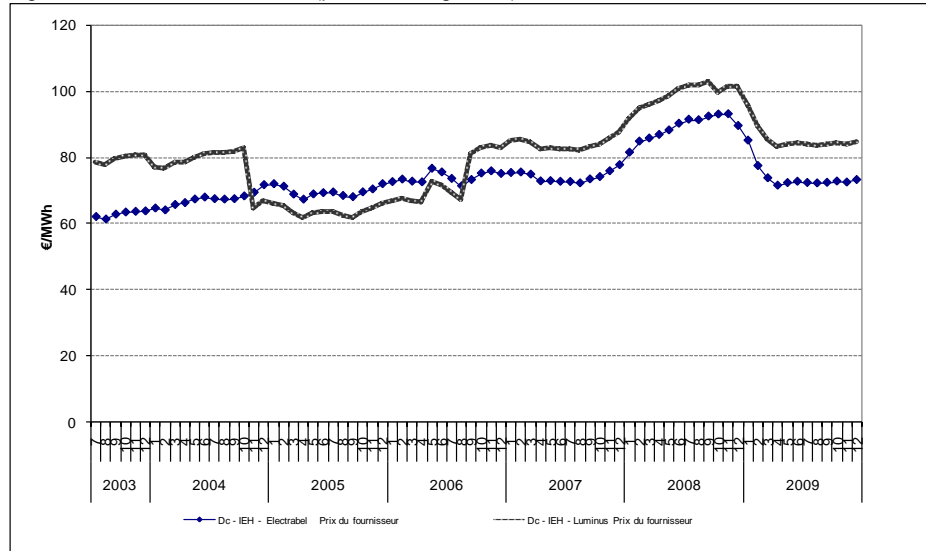


Figure 3.4. – Dc – Wallonie– 07/2003=100

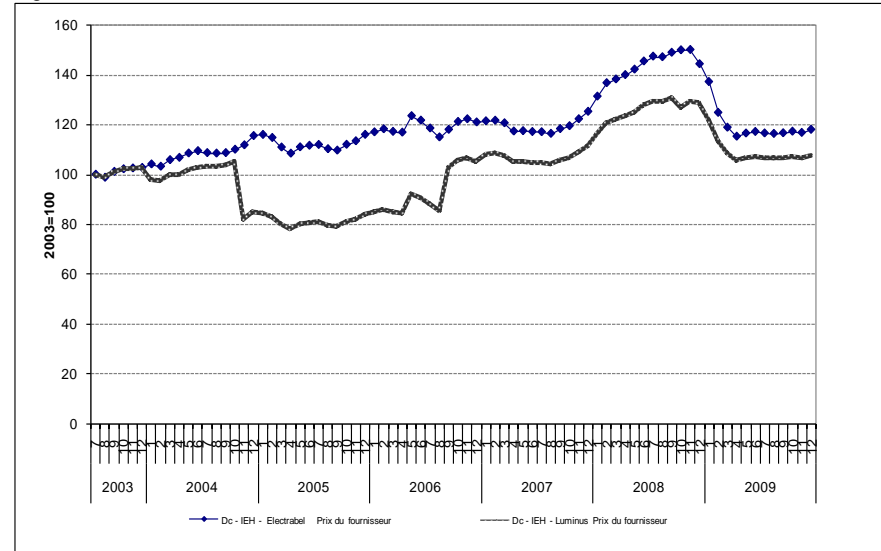


Figure 3 – Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (énergie) – €/MWh et 07/2003=100

Figure 3.5. – Dc1 – Wallonie (pas de kWh gratuits) – €/MWh

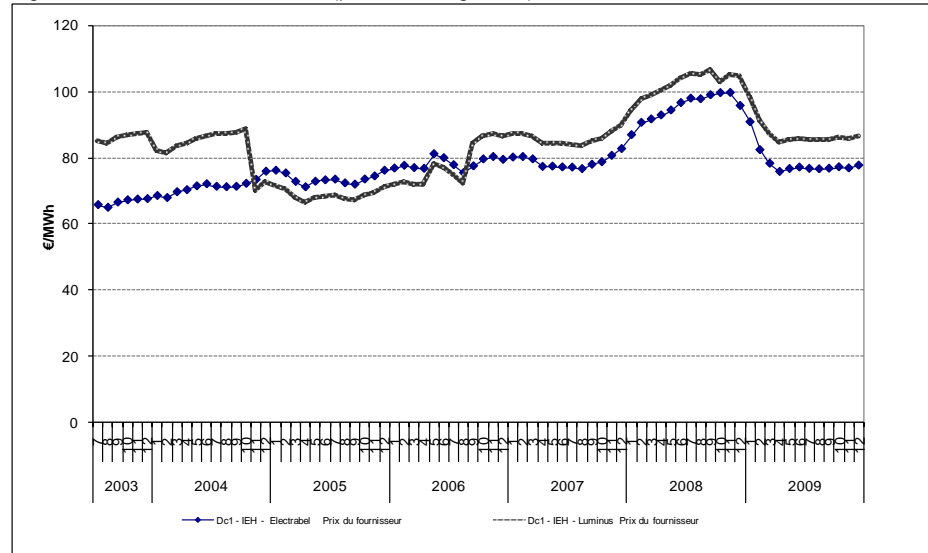


Figure 3.6. – Dc1 – Wallonie– 07/2003=100

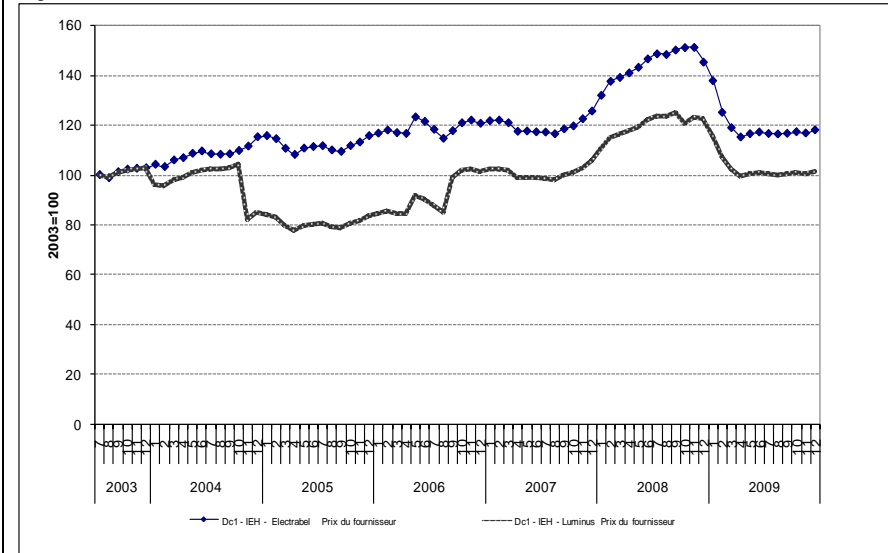


Figure 3.7. – Ib – Wallonie– €/MWh

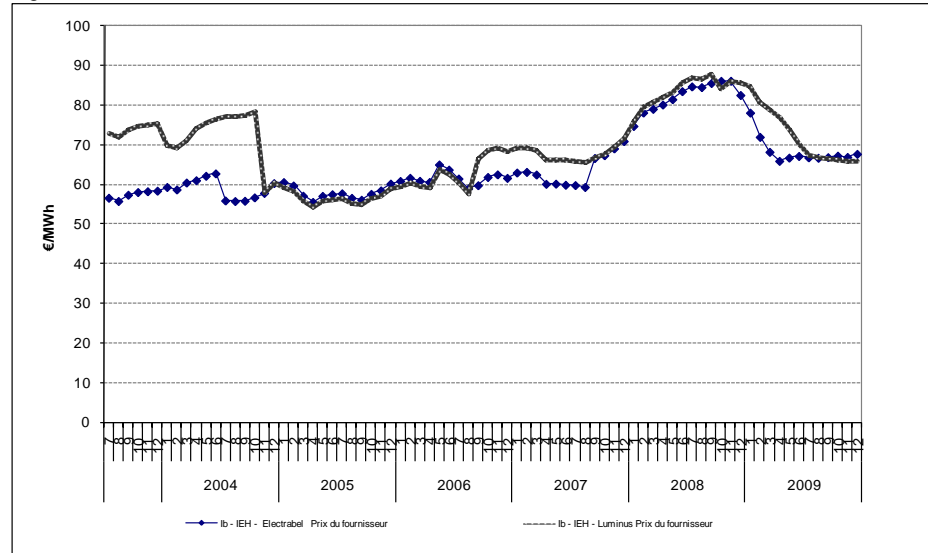


Figure 3.8. – Ib – Wallonie– 07/2003=100

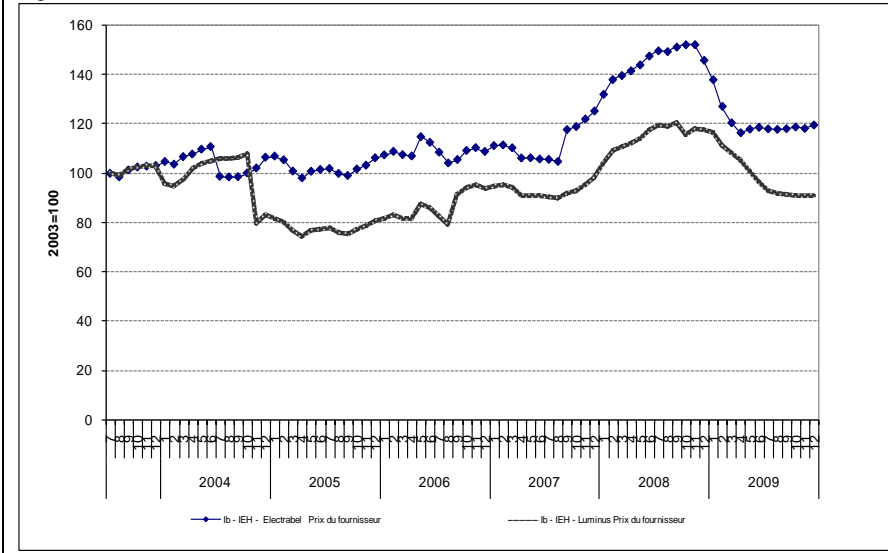


Figure 3 – Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (énergie) – €/MWh et 07/2003=100

Figure 3.9. – Ic – Wallonie– €/MWh

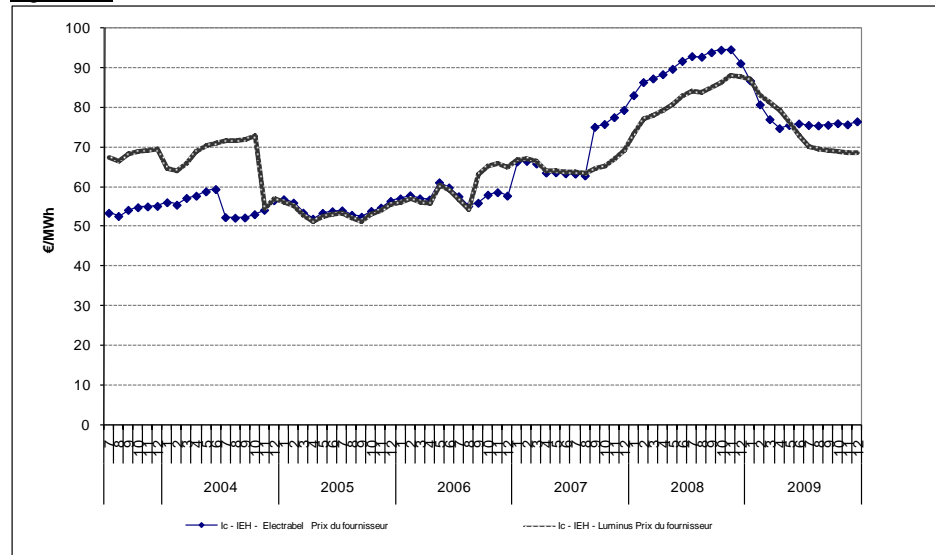


Figure 3.10. – Ic – Wallonie– 07/2003=100

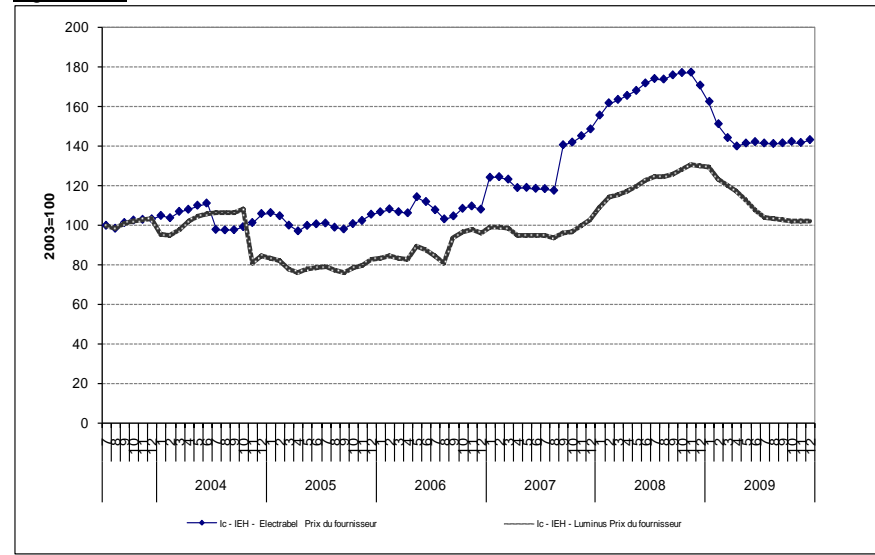


Figure 3.11. – Ic1 – Wallonie– €/MWh

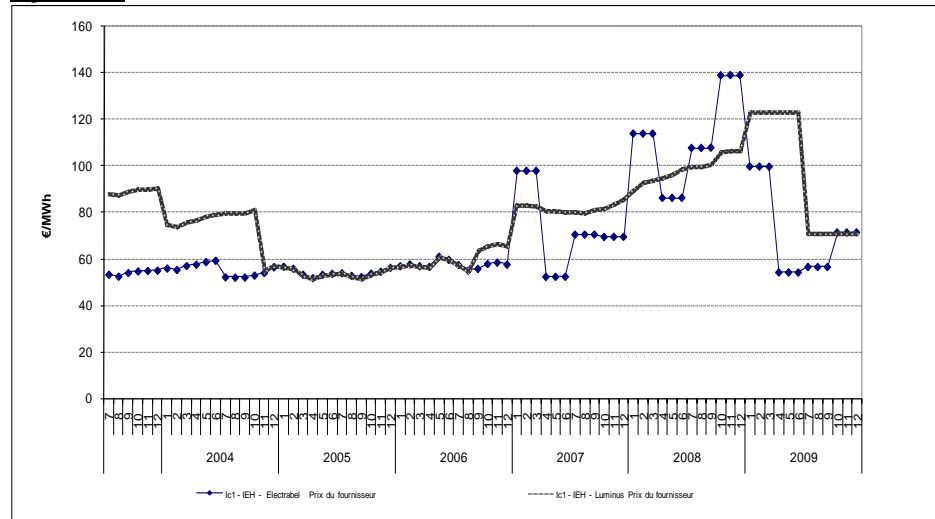
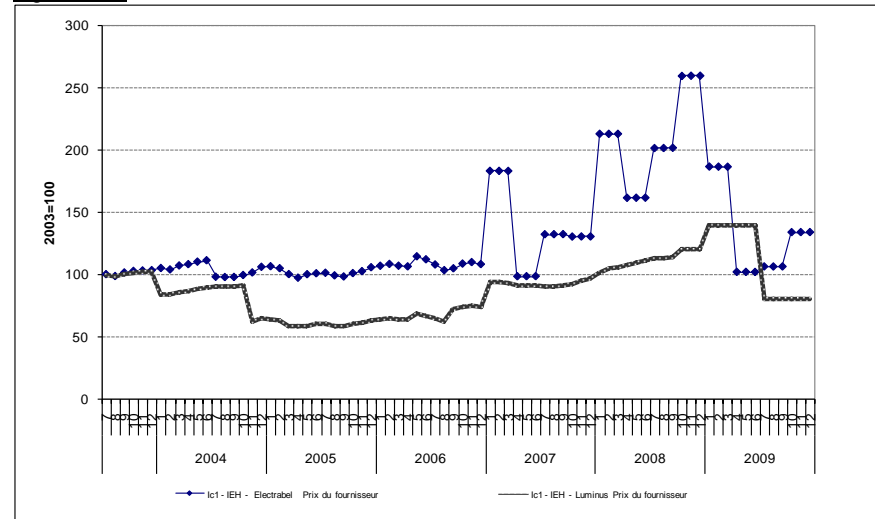


Figure 3.12. – Ic1 – Wallonie– 07/2003=100



29. Il y a lieu de constater, de manière générale, que le prix de l'énergie est en hausse de puis juillet 2003 jusqu'au novembre 2008. Cette hausse résulte de l'évolution des indices et des différentes modifications tarifaires effectuées chez Electrabel et Luminus. Après novembre 2008, on constate une diminution importante du prix de l'énergie. Celle-ci est causée par la diminution des indices.

30. Comme déjà mentionné ci-dessus, le tarif « Luminus standard » qui a été appliqué jusqu'en octobre 2004 est un tarif « all-in »¹³ couvrant le réseau de transport et de distribution. Dans la présente étude, le prix du fournisseur (énergie) a par conséquent été estimé par différence entre, d'une part, le tarif « all-in » et d'autre part les tarifs de réseau de transport et de distribution ainsi que les cotisations énergie renouvelable et de cogénération. Il convient par conséquent de considérer avec prudence les évolutions présentées pour le prix du fournisseur Luminus. A titre d'exemple, la baisse constatée en janvier 2004 dans n'est pas le résultat d'un changement de formule tarifaire mais bien du fait que jusqu'en janvier 2004, IEH n'a pas facturé de tarif de réseau de transport. Les fortes baisses constatées entre octobre et novembre 2004 illustrent le changement tarifaire marquant le passage des tarifs « all-in » à des tarifs ne portant que sur le prix du fournisseur (énergie).

31. En octobre 2008, Luminus a introduit un nouveau paramètre lem (en remplacement du Nc) pour les clients basse tension. Ce nouvel indice lem est représentatif du portefeuille SPE-Luminus. Selon Luminus, l'utilisation de cet indice s'inscrit dans une stratégie de couverture logique et naturelle et tient compte de la compétitivité du fournisseur.

32. 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 EBlq¹⁴ au trimestre Q est la moyenne des prix forward sur le marché de l'énergie Endex de la période commençant le quinzième jour calendrier du deuxième mois et se terminant le quinzième jour calendrier du troisième mois du trimestre Q-1. Les clients moyenne tension bénéficient donc d'un prix qui suit les évolutions à court et moyen terme du marché de l'énergie. Il est caractérisé par des fluctuations de prix et le 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.

13 Coûts de transport et de distribution inclus, mais hors cotisation fédérale et impôt sur l'énergie.

14 L'indice EBlq pour janvier-mars 2009 est la moyenne des prix settlement journaliers sur le marché belge de l'énergie du 15 novembre 2008 au 14 décembre 2008 inclus.

33. 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.

34. 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 126¹⁵ 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.

35. Les évolutions du prix du fournisseur (énergie) entre juillet 2003 et décembre 2009 appellent les remarques suivantes :

- la hausse de prix la plus prononcée d'Electrabel se produit pour le client type Db et Ic (figures 3.3. et 3.10). elle atteint 40%. Pour Ic1, la hausse constatée avoisine les 35% tandis qu'elle est de l'ordre de 20% pour les autres clients types. Les hausses plus importantes du prix d'Electrabel pour les clients types Db, Ic et Ic1 expliquent également les hausses plus marquées de leur prix final (voir paragraphe 21) ;
- chez Luminus, les hausses mesurées s'élèvent à 7% pour la plupart des clients type, à l'exception des clients Ib et Ic. Ils connaissent une diminution de, respectivement, 10 et 20% (figures 3.8. et 3.12.) ;
- les hausses constatées sont le résultat de différentes modifications des formules tarifaires des fournisseurs ainsi que de l'indexation sur la base des paramètres Ne et Nc calculés mensuellement par la CREG. Luminus a modifié six fois ses formules tarifaires sur la période envisagée¹⁶ tandis qu'Electrabel a modifié les siennes trois fois pour les clients résidentiels et trois fois pour les clients professionnels¹⁷.

15 La valeur Endex pour janvier – juin 2009 est la moyenne des prix *settlement* d'octobre 2008 sur le marché belge de l'énergie.

16 En novembre 2004, en janvier 2005, en mai et septembre 2006 ainsi qu'en janvier 2007 et octobre 2008.

17 Pour les clients résidentiels, en juillet 2004, janvier 2007 et février 2009.. Pour les clients professionnels, en juillet 2004, en janvier 2007 et en septembre 2007.

- contrairement à Luminus, Electrabel différencie sa tarification en fonction des tranches de consommation, ce qui explique des évolutions plus contrastées entre groupes de clients :
 - la hausse sensible du prix d'Electrabel constatée pour le client Db s'explique par une révision des formules tarifaires en juillet 2004 (Figure 3.4.). Cette révision tarifaire a eu un impact plus significatif pour des clients correspondant au profil Db dont le prix est calculé sur la base du tarif « normal » (sans prise en compte du terme de nuit) avec la formule « elec 20 » (consommation journalière inférieure à 2.000 kWh/an). En ce qui concerne les clients résidentiels, Electrabel a introduit une seconde modification des formules tarifaires en janvier 2007, suite à l'extension des heures creuses au week-end mais qui est restée sans influence sur les clients types résidentiels considérés ¹⁸;
 - la hausse de juillet 2004 n'est pas constatée pour les clients Dc et Dc1 dont le prix du fournisseur (énergie) apparaît comme peu affecté par le changement tarifaire. Pour ces clients types, on peut conclure que la hausse de prix du fournisseur Electrabel constatée sur la période étudiée est entièrement attribuable à l'évolution des paramètres d'indexation Nc et Ne ¹⁹;
 - la hausse plus sensible du prix d'Electrabel pour le client Ic s'explique par les révisions des formules tarifaires en janvier et en septembre 2007 (Figure 3.10.) qui ont un impact plus significatif sur ce client type (avec consommation de nuit). La révision tarifaire de septembre 2007 est spécifique aux clients professionnels ;
- hormis les changements des formules tarifaires, le prix du fournisseur Luminus suit une évolution dans le temps fortement corrélée à celle d'Electrabel (voir par exemple la Figure 3.7. dans laquelle la courbe de Luminus se confond en grande partie avec celle d'Electrabel). Cette corrélation s'explique par la structure des formules tarifaires (et en particulier par le coefficient multiplicateur du paramètre d'indexation Nc) sensiblement identique chez les deux fournisseurs. Pour le client type Ic1, l'on observe

18 La modification porte sur le tarif bi horaire d'Electrabel mais est calibrée de sorte qu'elle laisse inchangée la facture globale du client Dc.

19 Voir à ce sujet l'étude de la CREG (F)080221-CDC-752 relative à «l'annonce par Electrabel du blocage des prix de l'électricité et du gaz à la clientèle résidentielle».

toutefois une autre structure tarifaire chez les fournisseurs. Electrabel utilise l'indice EBlq depuis 2007, tandis que Luminus applique l'indice Nc. A partir d'octobre 2008, Luminus passe à l'Endex 126. Bien que l'Endex 126 et l'EBlq soient tous les deux calculés sur les prix forward sur le marché de gros, une différence peut être observée : ces deux indices présentent une durée différente, de respectivement 6 et 3 mois, dont la valeur d'indice est calculée à un moment différent.

36. Pour les clients résidentiels (Db, Dc et Dc1), alors que le prix de Luminus était resté inférieur à celui d'Electrabel durant la période de novembre 2004 à août 2006, il est passé à partir de septembre 2006 au dessus de celui d'Electrabel (voir par exemple Figure 3.2.).

II.4. Tarif du gestionnaire de réseau de transport

37. Les figures 4.1. à 4.12. 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 – €/MWh et 07/2003=100

Figure 4.1. – Db – €/MWh

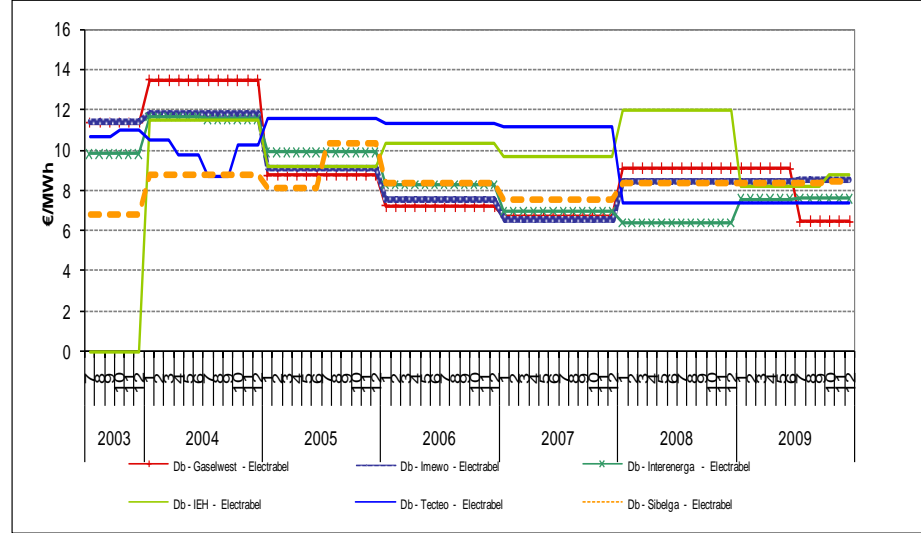


Figure 4.2. – Db – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)

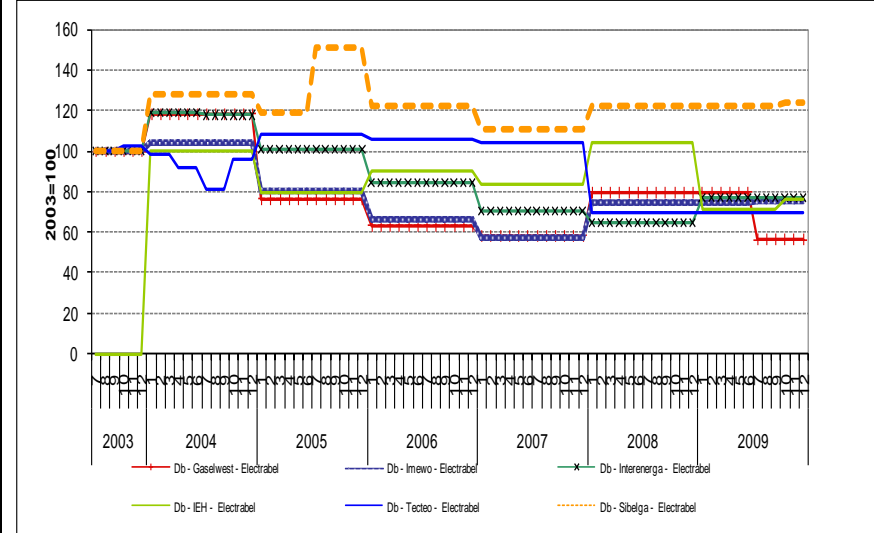


Figure 4.3. – Dc – €/MWh

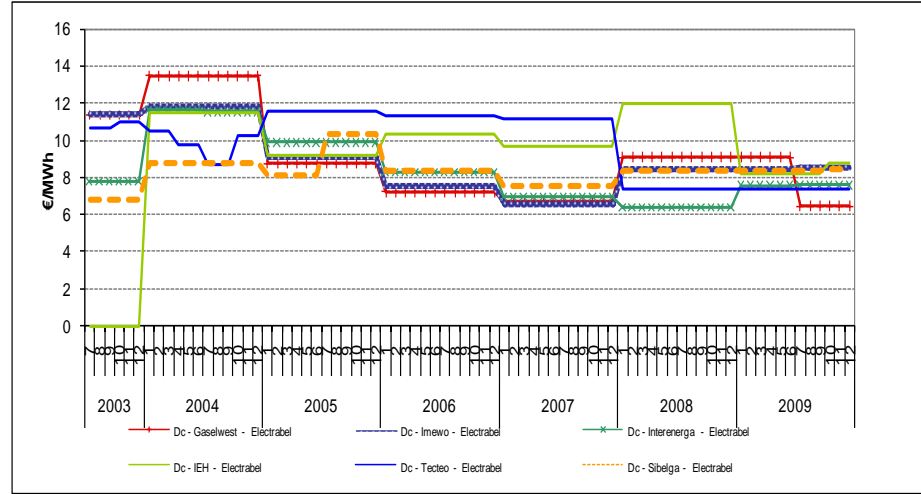


Figure 4.4. – Dc – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)

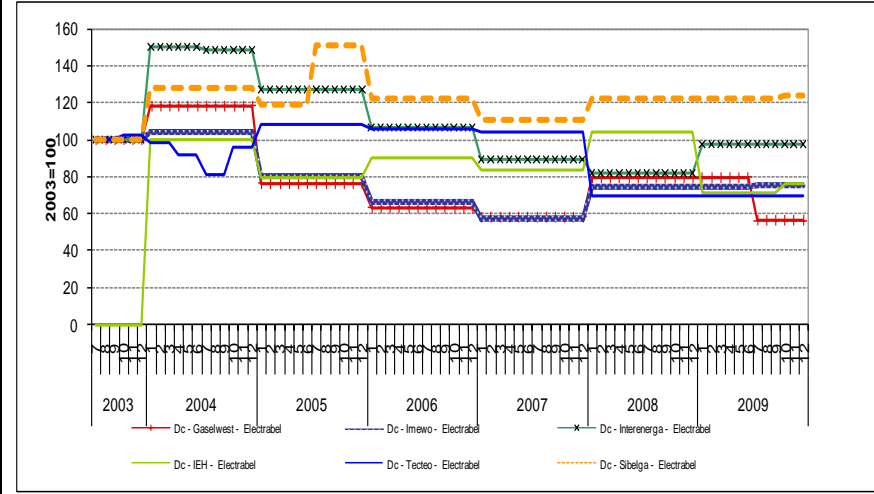


Figure 4 – Aperçu de l'évolution du tarif de transport – €/MWh et 07/2003=100

Figure 4.5. – Dc1 – €/MWh

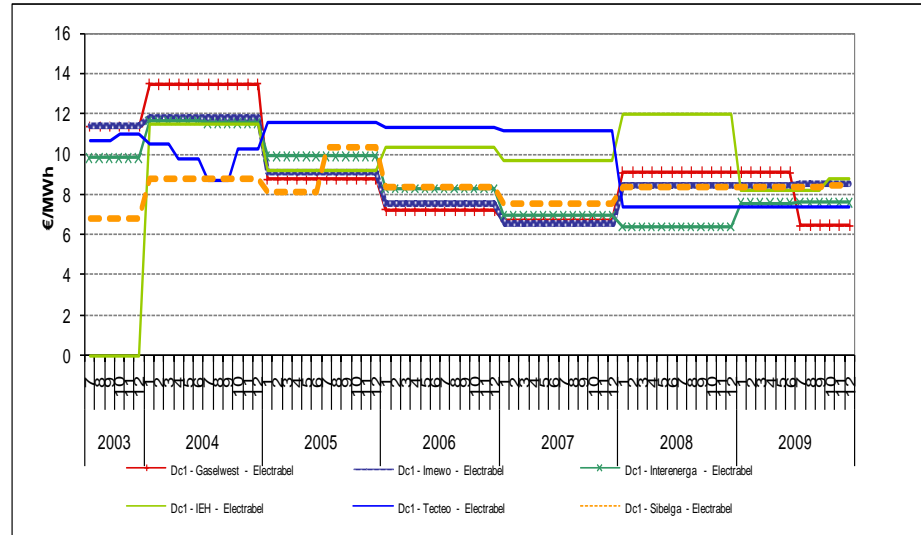


Figure 4.6. – Dc1 – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)

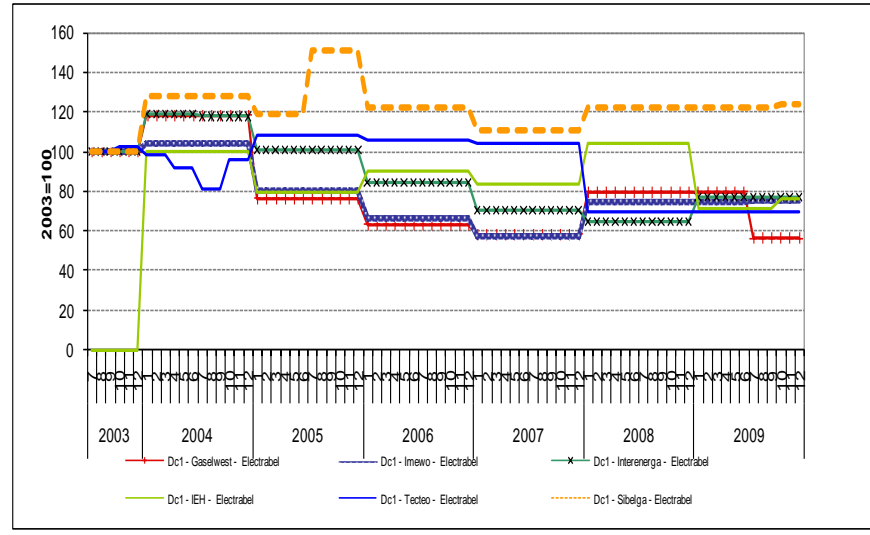


Figure 4.7. – Ib – €/MWh

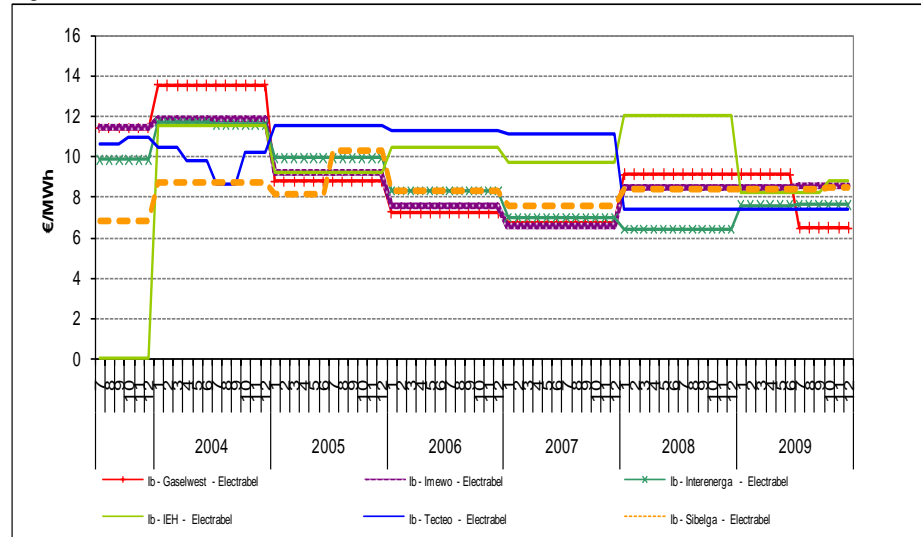


Figure 4.8. – Ib – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)

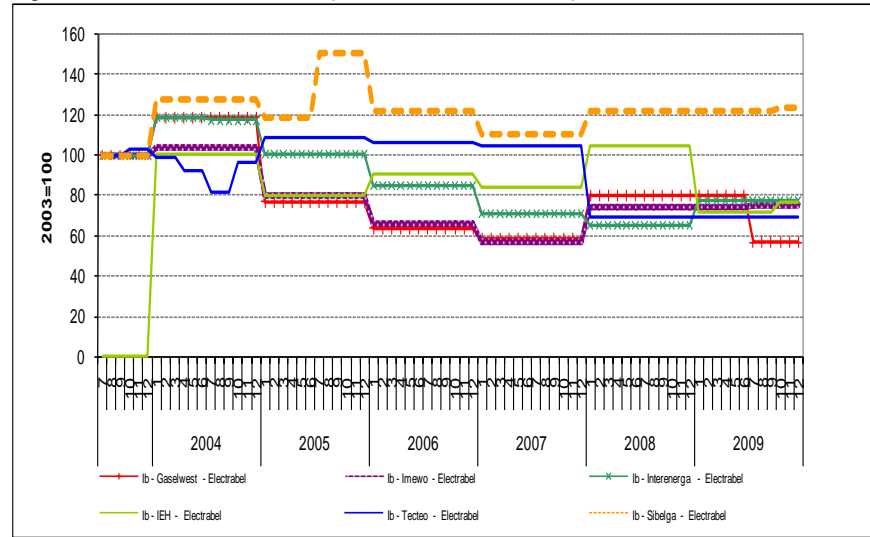


Figure 4 – Aperçu de l'évolution du tarif de transport – €/MWh et 07/2003=100

Figure 4.9. – Ic – €/MWh

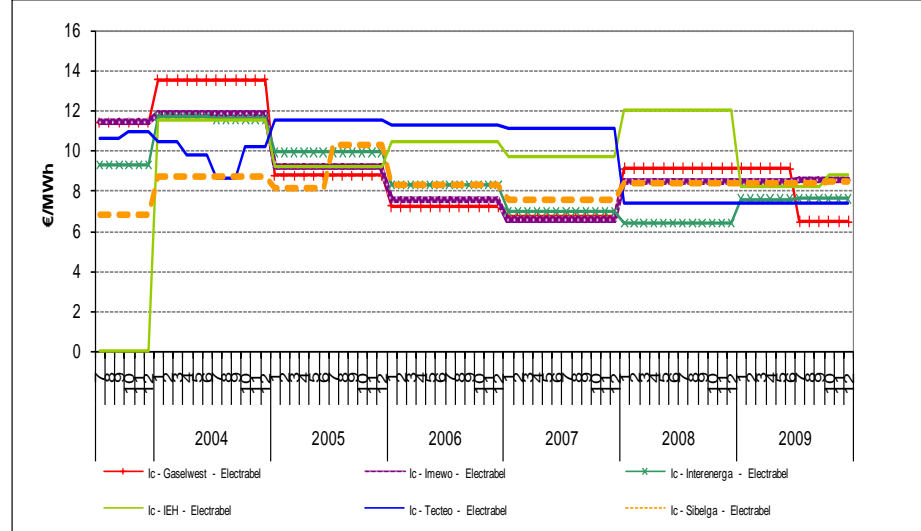


Figure 4.10. – Ic – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)

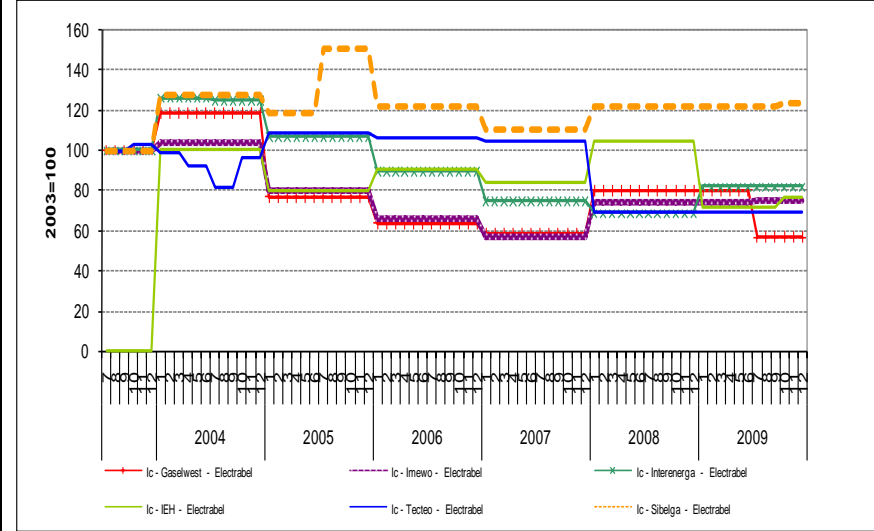


Figure 4.11. – Ic1 – €/MWh

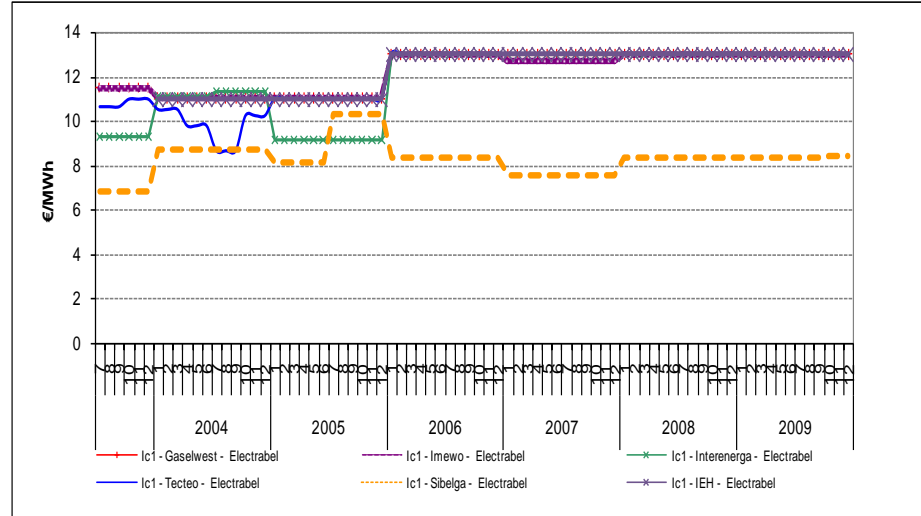
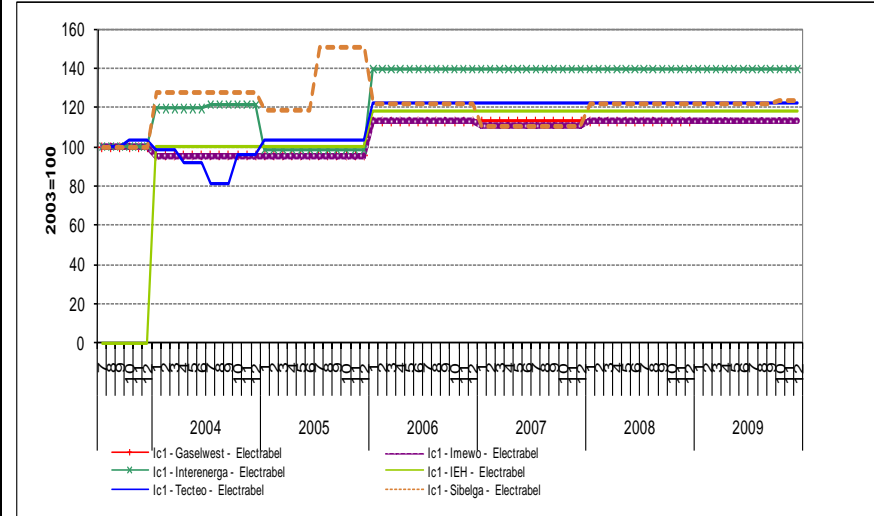


Figure 4.12. – Ic1 – 07/2003=100 ; (sauf IEH : 01/2004 =100)



38. La facturation des tarifs de réseau de transport pour 2009 dépend des tarifs de réseau de distribution approuvés pour 2009. Etant donné qu'il n'existait pas de tarifs de réseau de distribution approuvés à partir de janvier 2009, les tarifs de 2008 ont été prolongés jusqu'au moment où les tarifs approuvés pour le transport et la distribution 2009 étaient disponibles. La facturation des nouveaux tarifs de réseau de transport a eu lieu à partir de juillet 2009 pour Imewo et Gaselwest. Pour Sibelga et IEH, c'était en octobre 2009.

39. Mis à part dans la zone de distribution d'Inter-Energa où les tarifs de réseau de transport en 2003 sont calculés en tenant compte d'une différenciation heures pleines/heures creuses²⁰, les coûts de réseau de transport exprimés en €/MWh sont identiques pour les clients BT (Db, Dc, Dc1, Ib et Ic). Le client type Ic1 bénéficie d'une tarification MT fonction de la puissance prélevée, sauf dans la zone de Sibelga. Sibelga pratique une tarification moyenne non différenciée entre les différents groupes de clients.

40. Pour un client Ic1 (figure 4.11. et 4.12.), les tarifs de réseau de transport suivent depuis 2004 (depuis 2005 pour Tecteo²¹) 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.

Pour les autres clients types, les évolutions divergent entre les régions.

41. FLANDRE. 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 40% en décembre 2009 (Gaselwest) (voir par exemple figure 4.4.) Etant donné que les tarifs de réseau de transport

20 En l'absence de tarifs transmis à la CREG, l'étude se base sur les tarifs repris dans les fiches tarifaires d'Electrabel.

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

ont affiché une hausse entre 2003 et 2004²², 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.

42. BRUXELLES 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.

43. WALLONIE 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 éligible²³ et qui a contraint Tecteo à revoir les paramètres de sa tarification.

44. 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 noter 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 ;

22 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.

23 Excédent qui devra être restitué sur le prochain exercice.

- 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 appliqués 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 ;
- une attention particulière a été portée à l'application '*at arm's length*' lors de l'évaluation des coûts du gestionnaire de réseau de transport facturés par des entreprises liées. Ainsi, l'interprétation stricte par la CREG d'un fonctionnement conforme au marché a été à l'origine d'une baisse sensible et continue des coûts des services auxiliaires et des coûts d'engineering, avec pour conséquence la reprise d'un bureau d'étude ;
- 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 durée 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.

45. Figures 5.1. Les figures 5.1. à 5.6. s'interprètent de la manière suivante : les bâtonnets donnent les trois sous-composantes des tarifs de réseau de transport (1. tarif de réseau de transport hors prélèvements publics, services auxiliaires et excédents/déficits reportés ; 2. les tarifs des services auxiliaires ; 3. les excédents/déficits reportés). La somme des trois composantes donne donc le tarif de réseau de transport (hors prélèvements publics), représenté par une ligne. Notons que graphiquement, la ligne représentant les tarifs de réseau de transport (hors prélèvements publics) se situe dans la plupart des cas à un niveau inférieur à celui des

bâtonnets, ce qui s'explique par des excédents/déficits reportés négatifs (venant donc diminuer la hauteur des tarifs).

Etant donné que les tarifs de réseau de transport étaient identiques pour les clients de BT (clients type Db, Dc, Dc1, lb, lc), leur séparation a été illustrée pour Dc aux figures 5.1. à 5.6. Pour le client type MT (lc1), 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 – €/MWh

Figure 5.1. – Dc – Gaselwest – €/MWh

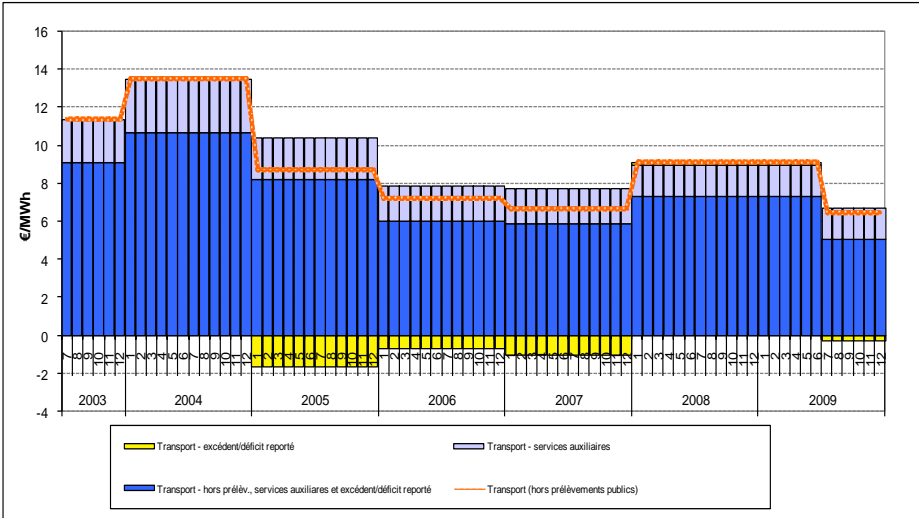


Figure 5.3. – Dc – IEH – €/MWh

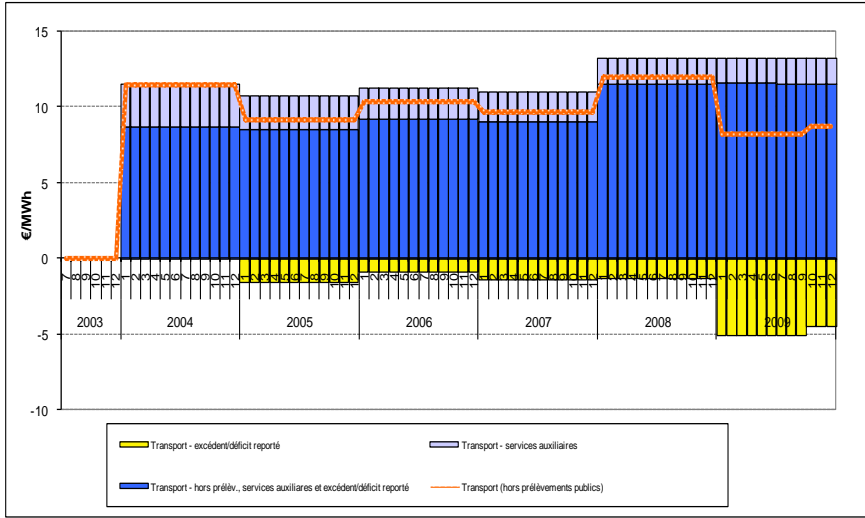


Figure 5.2. – Dc – Imewo – €/MWh

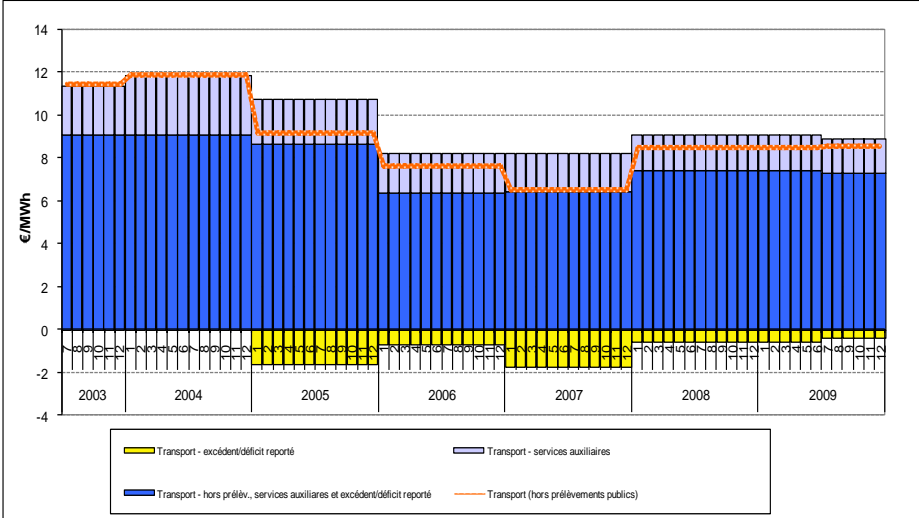


Figure 5.4. – Dc – Tecteo – €/MWh

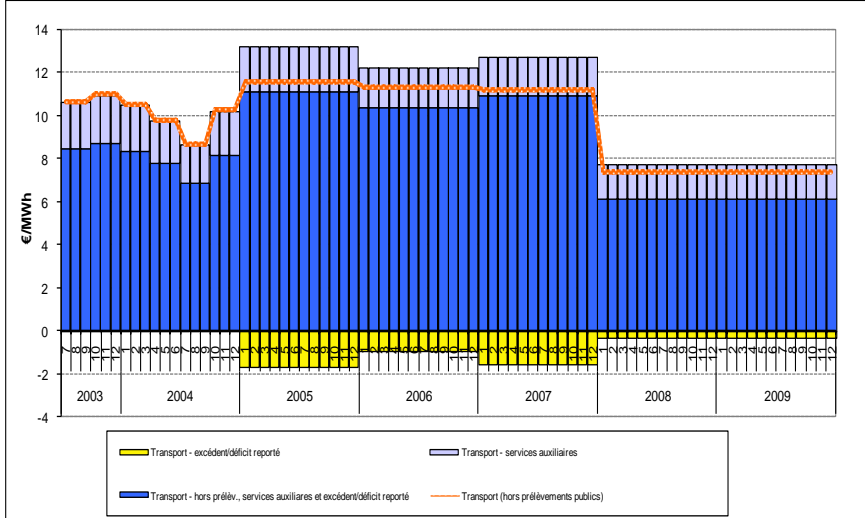


Figure 5 – Aperçu des principales composantes du tarif de transport – €/MWh

Figure 5.5. – Dc – Inter-Energa – €/MWh

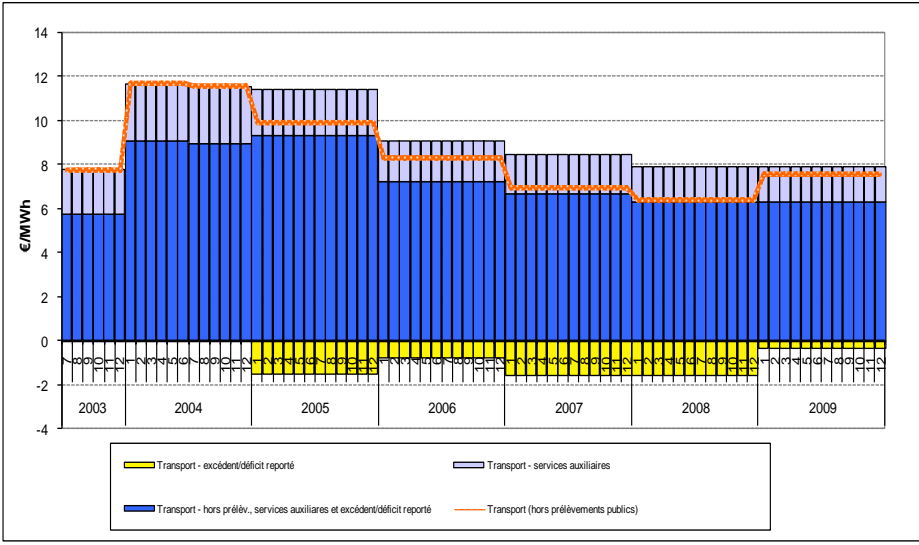
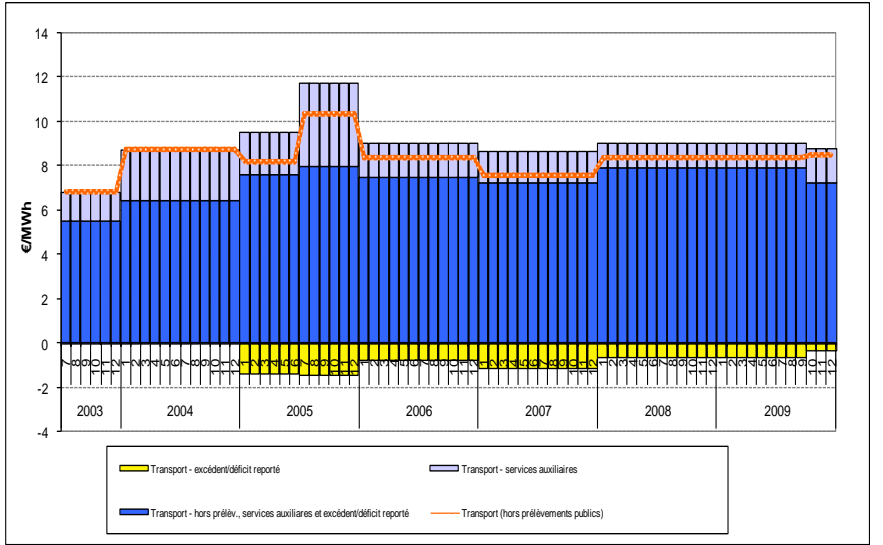


Figure 5.6. – Dc – Sibelga – €/MWh



46. Excédent/déficit reporté. 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. Comme déjà indiqué au numéro 8, 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.

Seul un report spécifique à l'application des tarifs de réseau de transport par les GRD a pu être identifié chez :

- Gaselwest et Imewo en 2007 (report de l'exercice 2005) et en 2008 (report de l'exercice 2006). Chez Gaselwest (Figure 5.1.), le report des tarifs de réseau de transport lié à la facturation par le GRD est faible (tant en 2007 et 2008) et l'excédent qui apparaît graphiquement est quasi entièrement celui dégagé au niveau d'Elia System Operator. Chez Imewo (Figure 5.2.), les reports constatés en 2007 et 2008 au niveau du GRD sont plus importants et viennent baisser, en supplément des reports d'Elia System Operator, les tarifs d'environ 10% en 2007 et de 2% en 2008 ;
- Inter-Energa a isolé de ses tarifs pour les années 2006 à 2008 les excédents/déficits d'exploitation (bonus/malus) constatés au niveau de son réseau 70 kV. L'excédent de 2006 (intégré dans les tarifs de 2008) est assez important, ce qui explique la baisse des tarifs de réseau de transport entre 2007 et 2008 (voir Figure 5.5.) ;
- IEH en 2008 (report de l'exercice 2006) qui vient de baisser les tarifs de réseau de transport d'environ 6 %, et ce, en supplément aux reports d'Elia System Operator (Figure 5.3.) ;
- Sibelga en 2008. Il s'agit de l'ensemble des reports cumulés au 31/12/2006 mais le montant reste limité. Sans l'incorporation de ces excédents, les tarifs de réseau de transport auraient été d'environ 2,5 % supérieurs à ce qu'ils ne sont (Figure 5.6.).

Tecteo n'a pas transmis les calculs permettant d'identifier l'excédent d'exploitation pris en compte dans les tarifs de 2008. L'excédent d'exploitation présenté graphiquement dans les tarifs de 2008 correspond donc à celui d'Elia System Operator (Figure 5.4.).

47. Services auxiliaires. Les tarifs des services auxiliaires, qui représentent une part importante des tarifs de réseau de transport (environ 20 %-25 %), ont baissé sensiblement durant la période étudiée. Ils 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.

Ces derniers ayant augmenté sensiblement suite à la hausse des prix de l'énergie, les baisses constatées au niveau de l'ensemble des services auxiliaires sont attribuables à une baisse des coûts des réserves et des moyens de réglages. Celles-ci s'expliquent à leur tour par :

- les contrôles approfondis de la CREG qui ont abouti pour plusieurs exercices à l'imposition par le ministre de prix maxima pour la fourniture des réserves sur la base de la procédure prévue à l'Arrêté Royal du 11 octobre 2002 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité ;
- 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 en même temps que les réserves en capacité.

II.5. Tarif des gestionnaires de réseaux de distribution

48. Les figures 6.1. à 6.12. 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.

Figure 6 – Aperçu de l'évolution du tarif de réseau de distribution – €/MWh et 07/2003=100

Figure 6.1. – Db – €/MWh

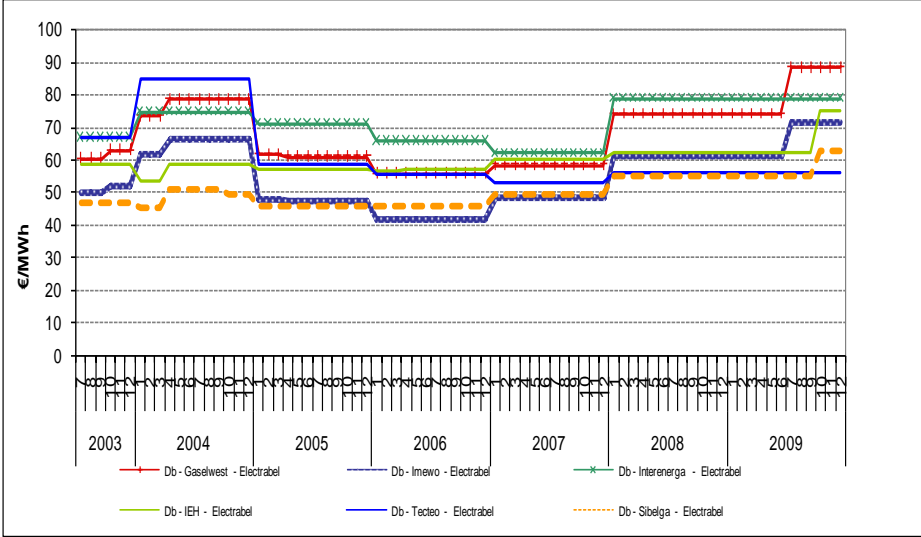


Figure 6.2. – Db – 07/2003=100

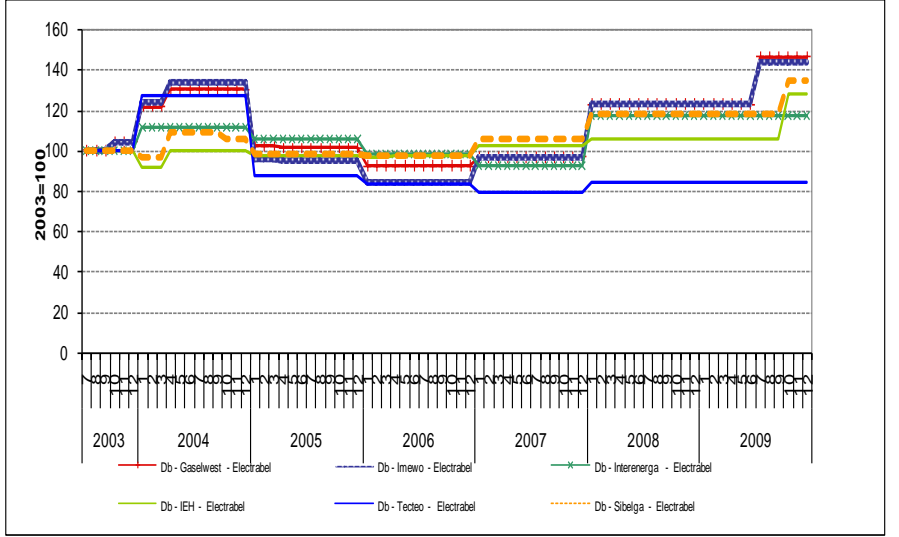


Figure 6.3. – Dc – €/MWh

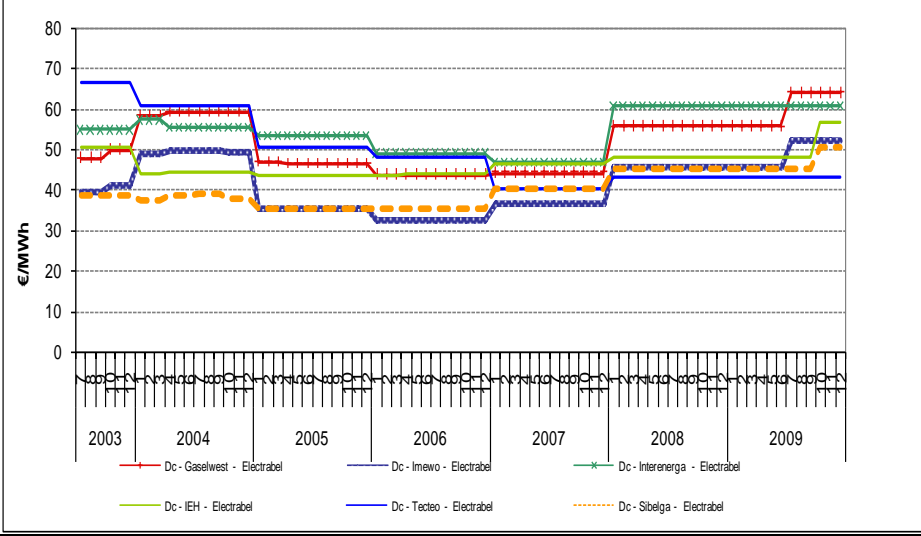


Figure 6.4. – Dc – 07/2003=100

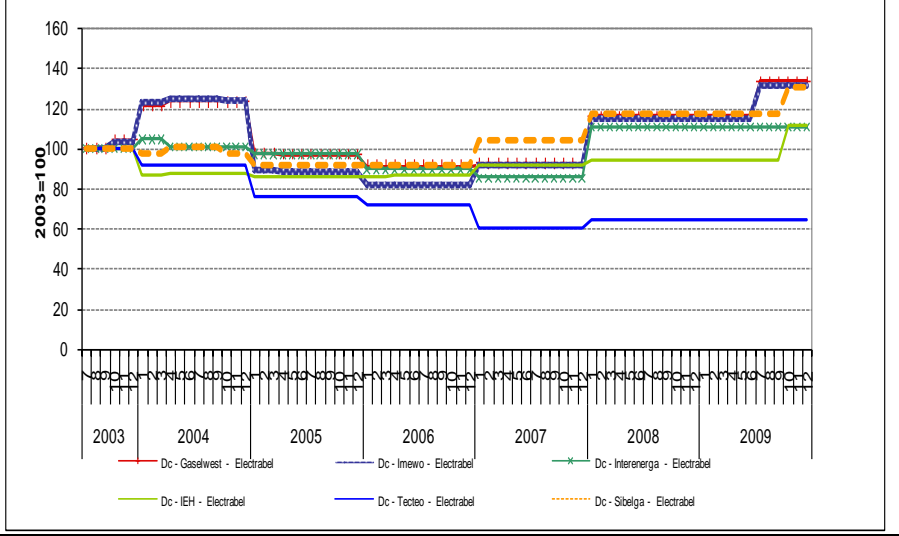


Figure 6 – Aperçu de l'évolution du tarif de réseau de distribution – €/MWh et 07/2003=100

Figure 6.5. – Dc1 – €/MWh

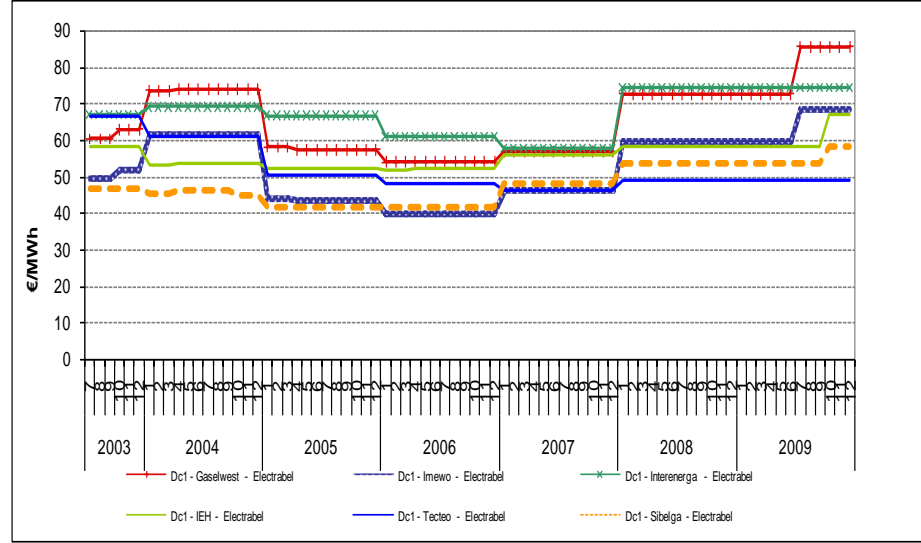


Figure 6.6. – Dc1 – 07/2003=100

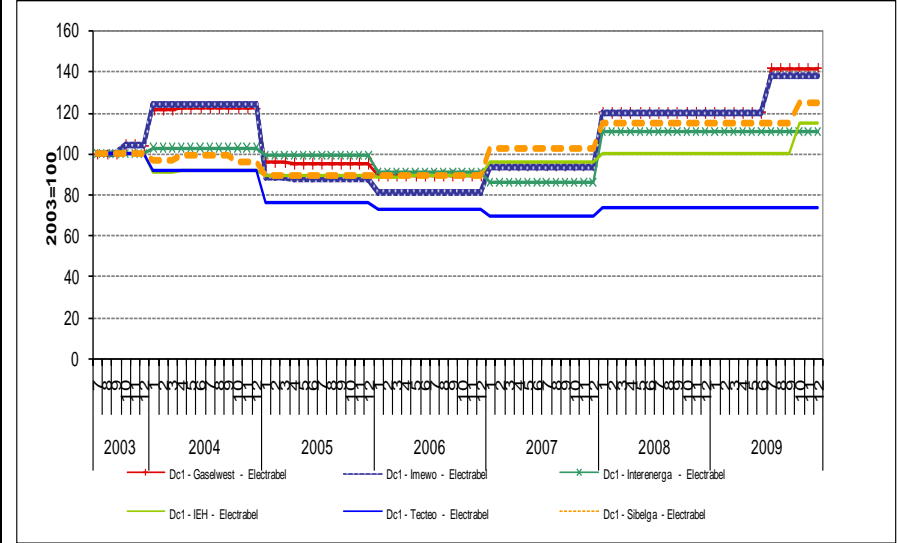


Figure 6.7. – Ib – €/MWh

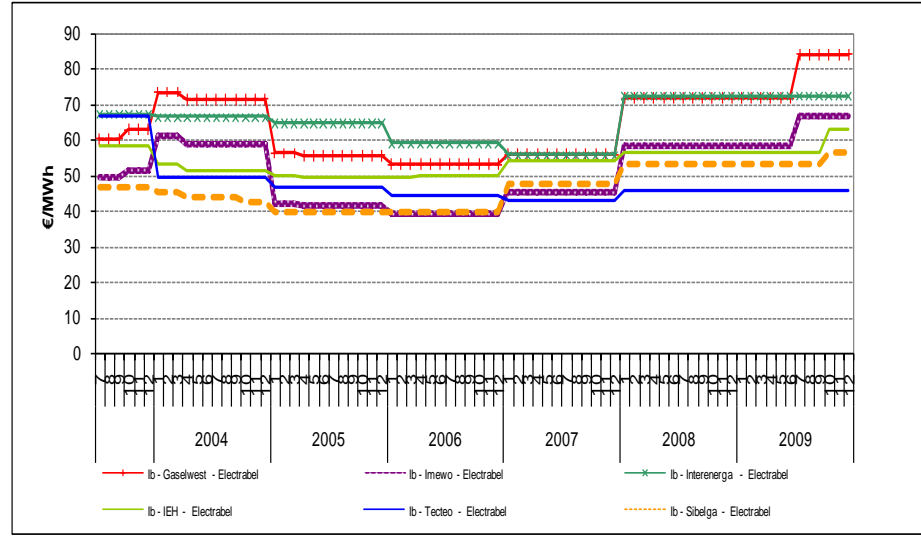


Figure 6.8. – Ib – 07/2003=100

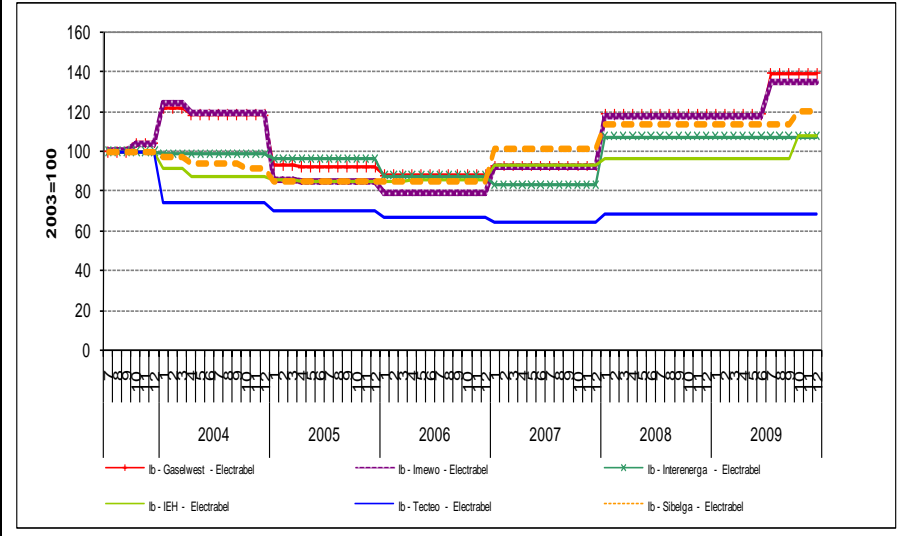


Figure 6 – Aperçu de l'évolution du tarif de réseau de distribution – €/MWh et 07/2003=100

Figure 6.9. – Ic – €/MWh

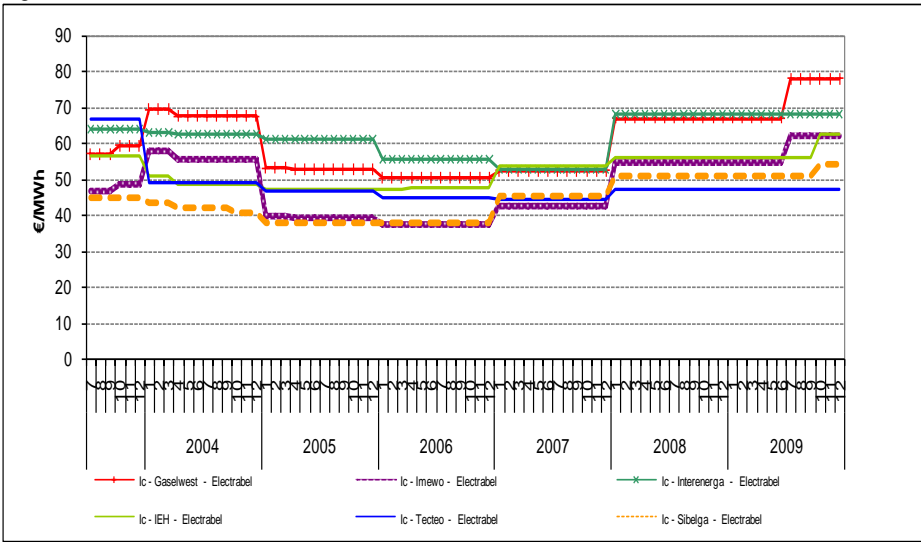


Figure 6.10. – Ic – 07/2003=100

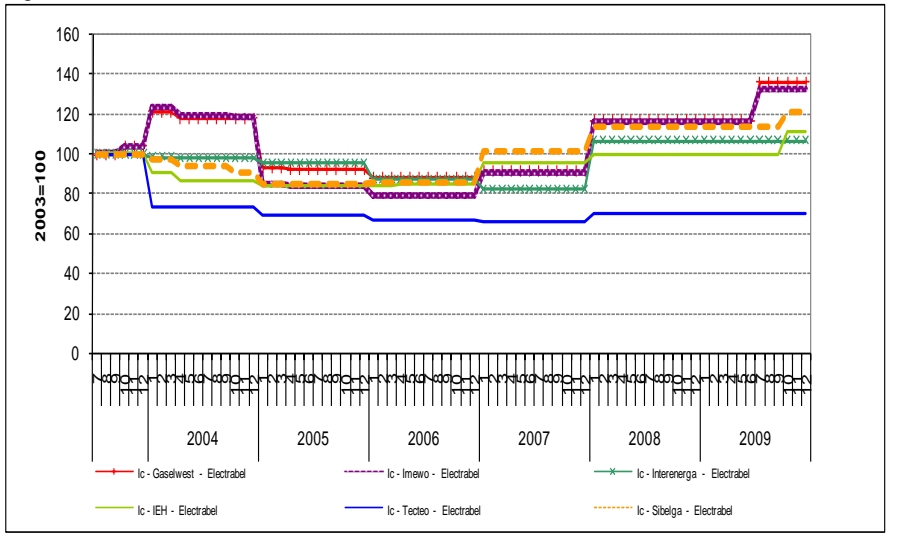


Figure 6.11. – Ic1 – €/MWh

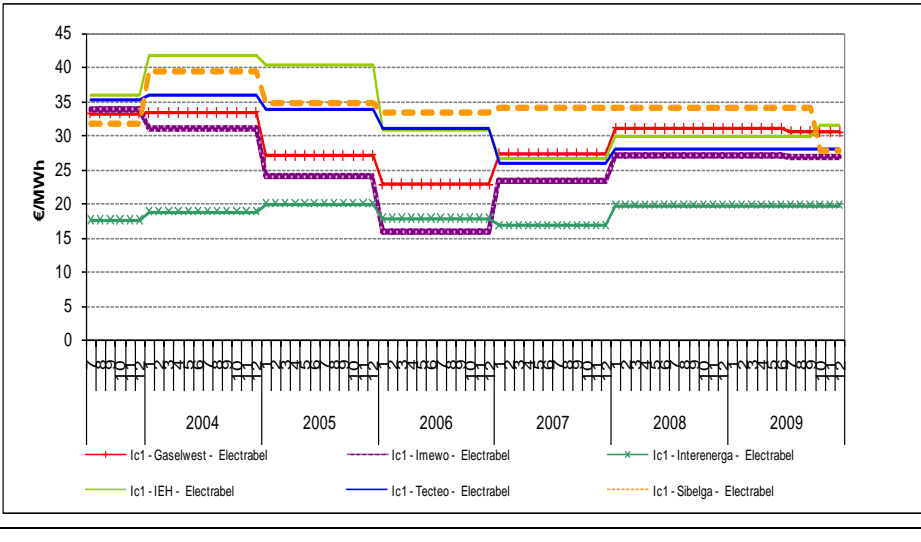
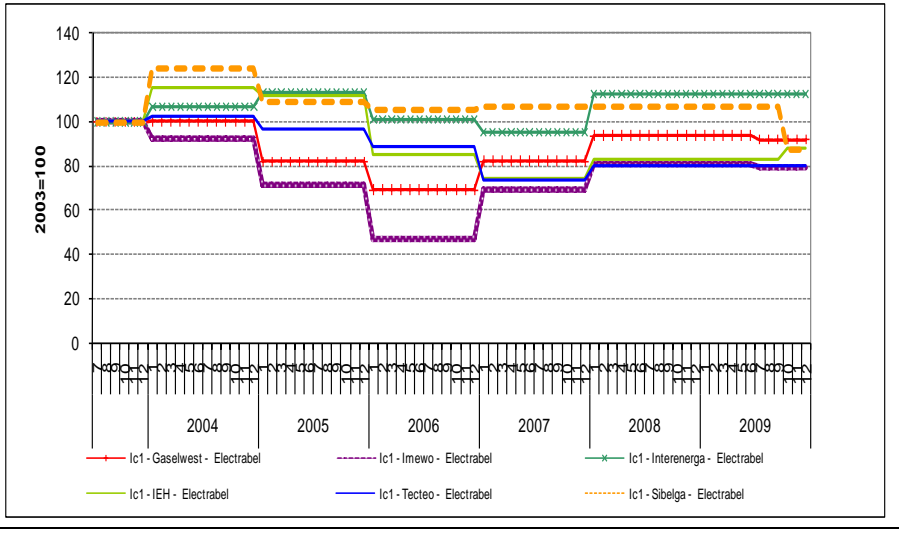


Figure 6.12. – Ic1 – 07/2003=100



49. BASSE TENSION (BT). Pour les clients BT (Db, Dc, Dc1, Ib, 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 6.4.). 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 composante des pertes du réseau, les coûts croissants des OSP et des *embedded costs* renforcent eux aussi cette hausse.

L'arrêté Royal du 2 septembre 2008²⁴ 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'en 2009, 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 Imewo et Gaselwest. 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, avec, entre autres, les amortissements sur les plus-values. Le chapitre IV contient plus d'explications à ce sujet.

En comparaison à 2003, en décembre 2009, les tarifs de réseau de distribution BT (hors prélèvements publics) ont varié dans une large fourchette suivant les zones de distribution et les clients types, couvrant des baisses avoisinant les 30% (zone Tecteo) à des hausses de près de 35% (Gaselwest, Imewo). En 2009, dans la zone IEH, les tarifs de réseau de distribution sont supérieurs de 15% à ceux de 2003. Les hausses constatées chez Inter-Energa oscillent de 7% à 20% selon le client type. Chez Sibelga, ce chiffre oscille entre 20% et 35%.

50. MOYENNE TENSION (MT) 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 2009 qu'en 2003 (figure 6.12). Seul Inter-

24 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).

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 (deux à trois fois) que les tarifs basse tension (figure 6.9. comparée à la figure 6.11.).

51. Une convergence des niveaux des tarifs est observée au cours de la période étudiée : en juillet 2003, les tarifs de réseau de distribution pour un client type Dc (Figure 6.3.) s'étaient dans une fourchette allant de 38,00 €/MWh (zone Sibelga) à 67,00 €/MWh (zone Tecteo), soit un écart de 29 €/MWh, alors qu'en janvier 2009, ils s'étaient dans une fourchette allant de 43,00 €/MWh (zone Tecteo) à 64 €/MWh (zone Gaselwest), soit un écart de 21,00 €/MWh. Cette convergence est encore accrue si l'on compare le « tarif de réseau de distribution hors prélèvements publics, coûts des services auxiliaires, coûts des OSP et excédents/déficits d'exploitation » (voir ci-dessous). Dans ce cas, en 2009, l'écart entre le tarif minimum (36,00 €/MWh) et le tarif maximum (50,00 €/MWh) de l'échantillon observé est de 14,00 €/MWh.

52. Les évolutions des tarifs de réseau de distribution divergent 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 ;
- un nettoyage et une meilleure visibilité 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 (bonus/malus) ;
- l'évolution des coûts des services auxiliaires.

53. L'effet des trois derniers facteurs explicatifs sur les tarifs de réseau de distribution est illustré dans les graphiques suivants. Il est très variable d'une zone de distribution à l'autre.

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

Figure 7.1. – Dc – Gaselwest - €/MWh

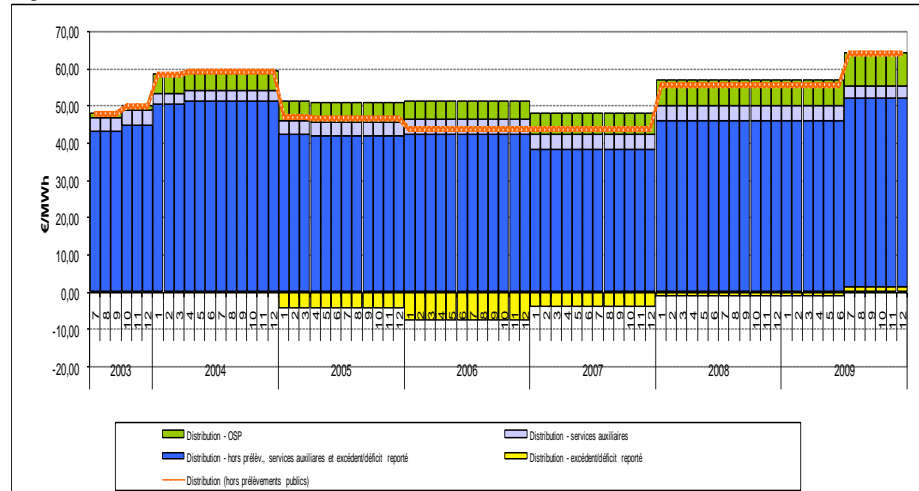


Figure 7.3. – Dc – IEH - €/MWh

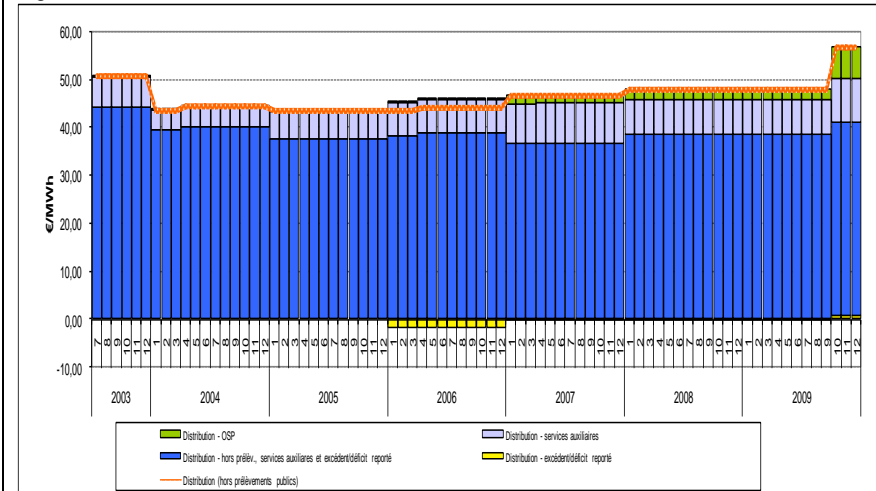


Figure 7.2. – Dc – Imewo - €/MWh

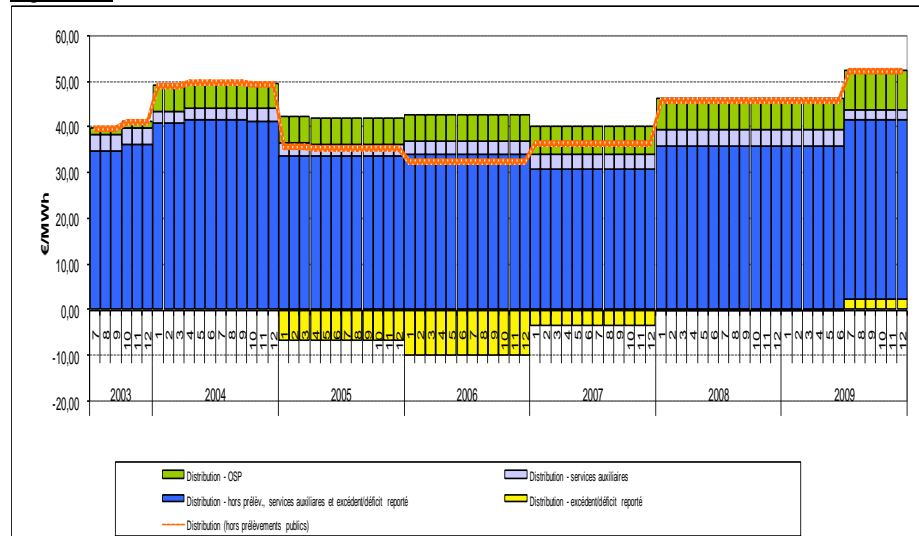


Figure 7.4. – Dc – Tecteo - €/MWh

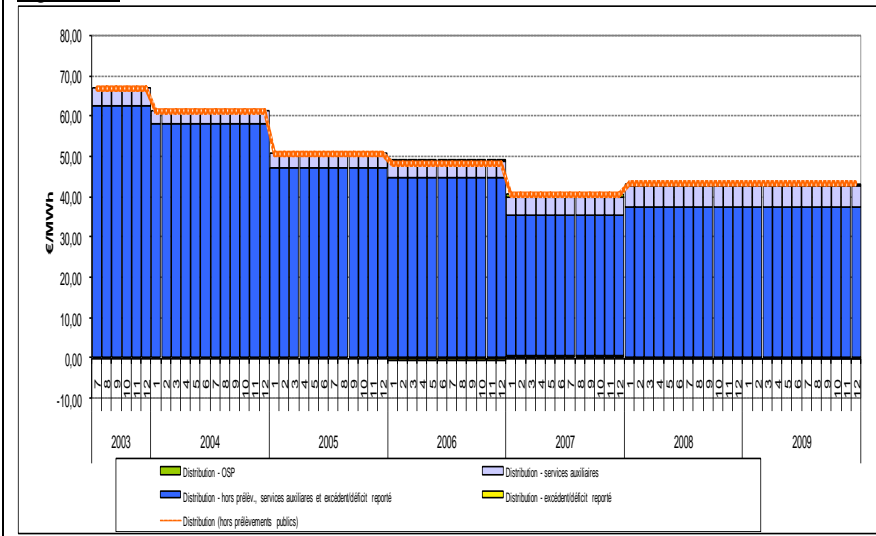


Figure 7 – Aperçu des principales composantes du tarif de réseau de distribution – €/MWh

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

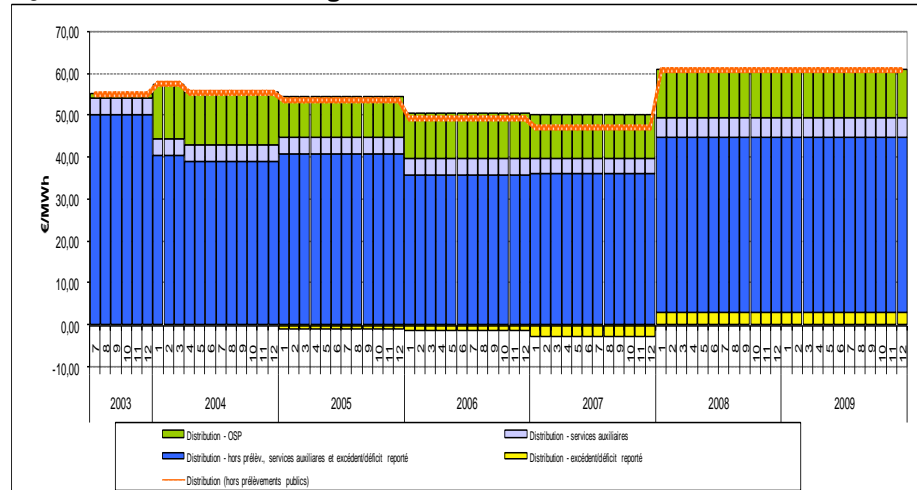


Figure 7.7. – Dc – Sibelga - €/MWh

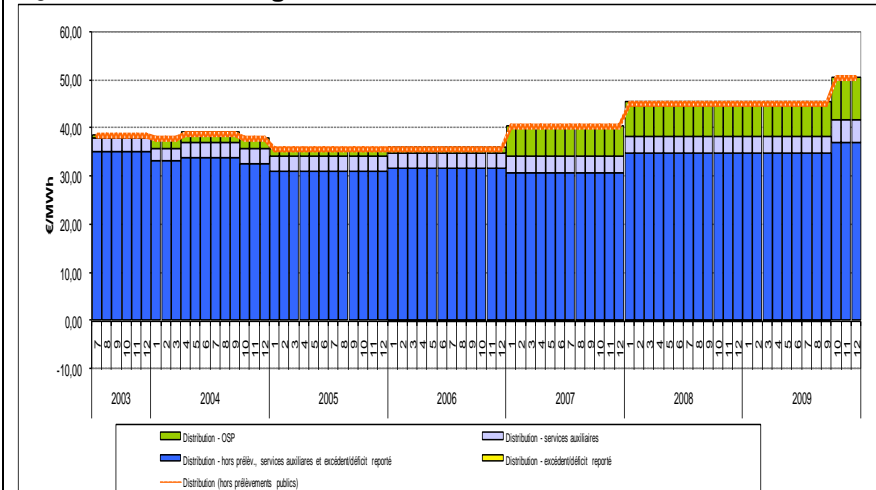


Figure 7.6. – Ic1 – Gaselwest - €/MWh

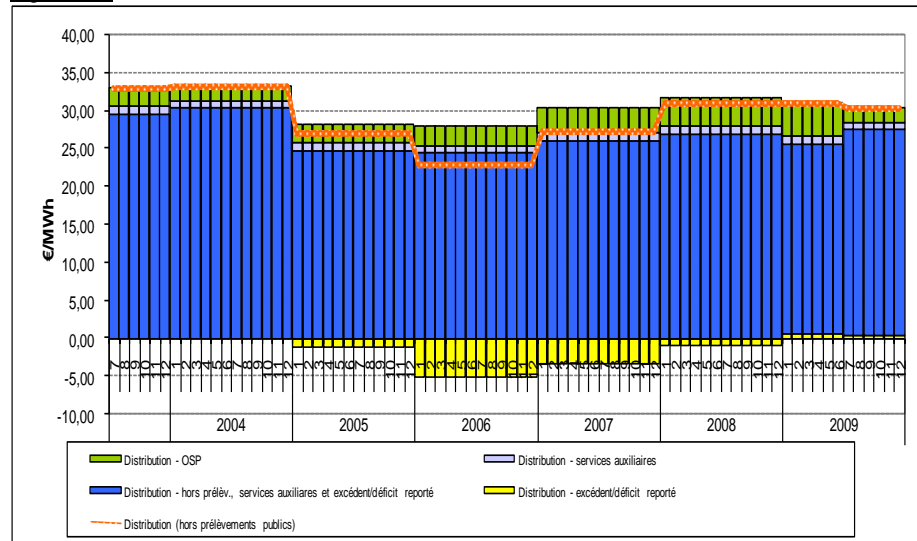


Figure 7.8. – Ic1 – IEH - €/MWh

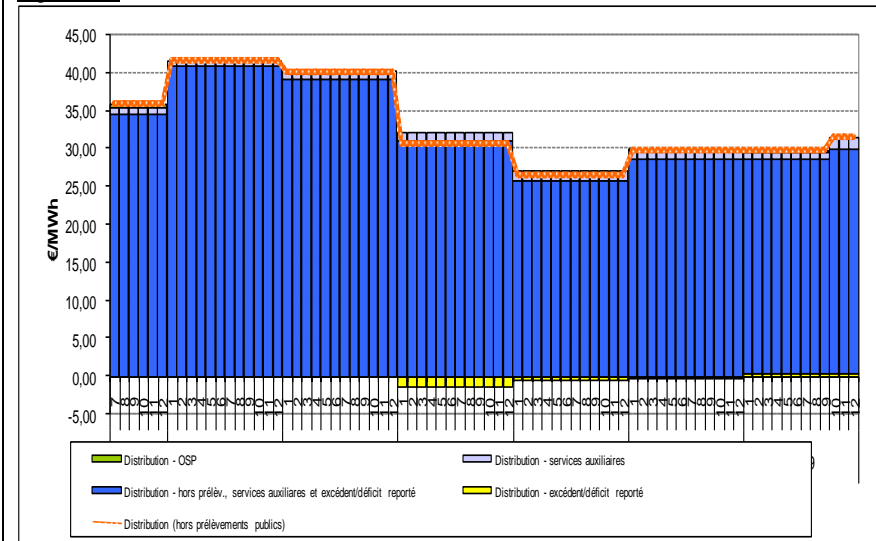


Figure 7 – Aperçu des principales composantes du tarif de réseau de distribution – €/MWh

Figure 7.9. – Ic1 – Imewo - €/MWh

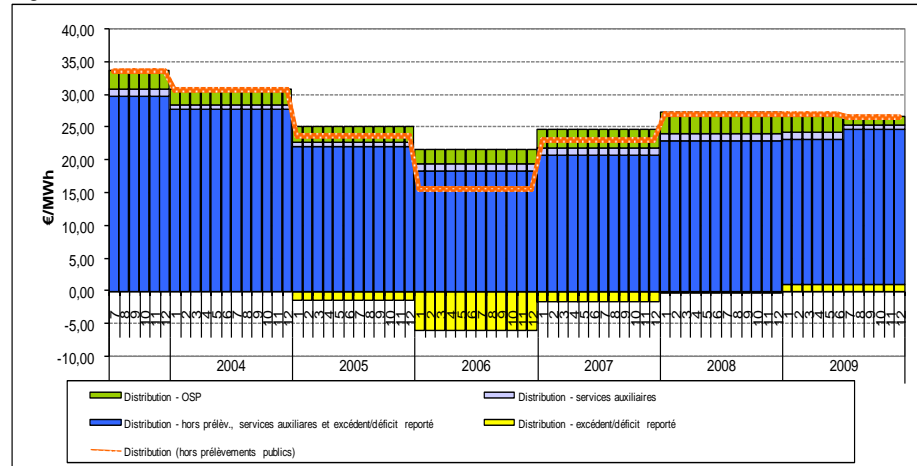


Figure 7.11. – Ic1 – Tecteo - €/MWh

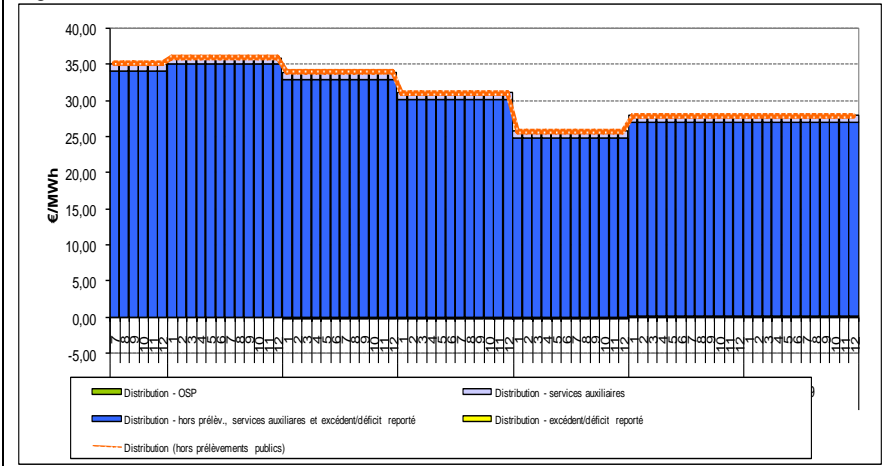


Figure 7.10. – Ic1 – Inter-Energa - €/MWh

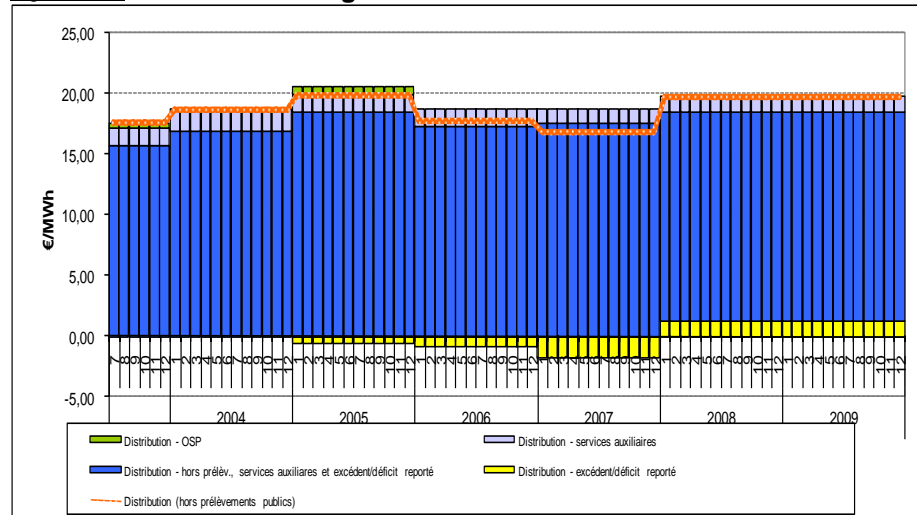
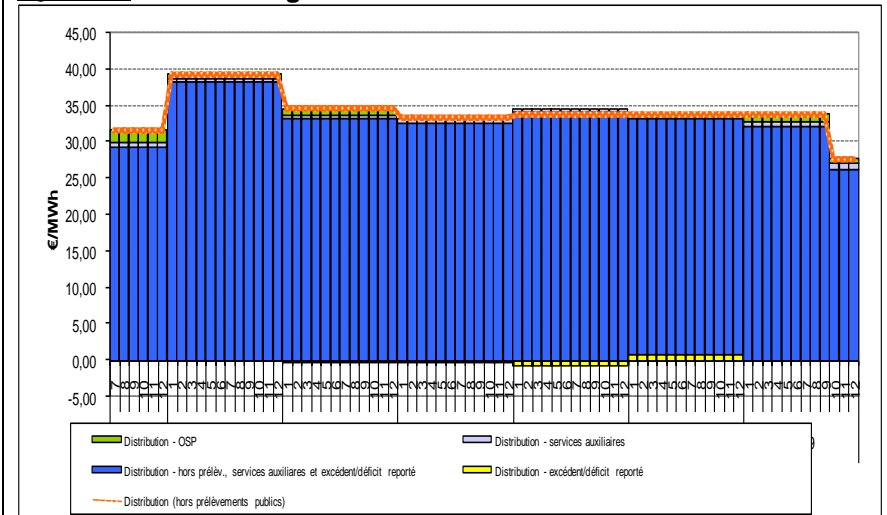


Figure 7.12. – Ic1 – Sibelga - €/MWh



54. Coûts des OSP Ceux-ci diffèrent fortement d'une région à l'autre.

FLANDRE 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 (hausse de plus de 65% entre 2004 et 2009), 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 BT²⁵ 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 2009 et représentent en moyenne 20 % des coûts servant de base au calcul des tarifs de réseau de distribution BT.

WALLONIE En Région wallonne, les coûts des OSP ont constitué une part négligeable des coûts de réseau de distribution jusqu'en 2007, année à partir de laquelle ils ont eu 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"²⁶.

BRUXELLES En Région de Bruxelles-Capitale, les coûts des OSP 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 ceux de l'achat de l'énergie qui constitue une OSP à Bruxelles. Ils représentent alors environ 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.). Il importe de noter qu'il ne s'agit là que d'une partie des coûts des OSP, à savoir celle couverte par les tarifs de réseau de distribution. En effet, les coûts sont en priorité couverts par un droit spécifique prélevé au niveau des fournisseurs (voir II.6. Prélèvements publics) et seule la fraction non couverte par ce droit est couverte par le tarif de réseau de distribution.

25 Hors tarifs de raccordement.

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

55. Excédent/déficit reporté.

FLANDRE Pour les GRD flamands, les décisions bonus / malus de la CREG ont permis d'identifier des excédents d'exploitation importants et ce particulièrement sur les premiers exercices d'exploitation (voir par exemple l'excédent de 2004 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.).

WALLONIE ET BRUXELLES. En régions wallonne et de Bruxelles-Capitale, les excédents d'exploitation (bonus / malus) sont restés nettement plus faibles qu'en région flamande étant donné que ceux-ci ne sont constatés que sur la clientèle éligible, qui est restée jusqu'en 2007 minoritaire au niveau de la basse tension.

56. Services auxiliaires.

Leur part 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 2009 et ce, pour certains GRD, jusqu'à atteindre des hausses de 70% sur la cette période (zone IEH). Ces hausses importantes ne se produisent pas en Flandre, où les tarifs sont restés relativement stables, notamment grâce à l'intervention de la CREG (évaluation caractère raisonnable des coûts). 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

57. Les figures 8.1. à 8.12. présentent les évolutions des prélèvements publics en valeurs absolues (figures de gauche) et en indice en base juillet 2003=100 (figures de droite).

Figure 8 – Aperçu de l'évolution des prélèvements publics – €/MWh en 07/2003=100

Figure 8.1. – Db – €/MWh

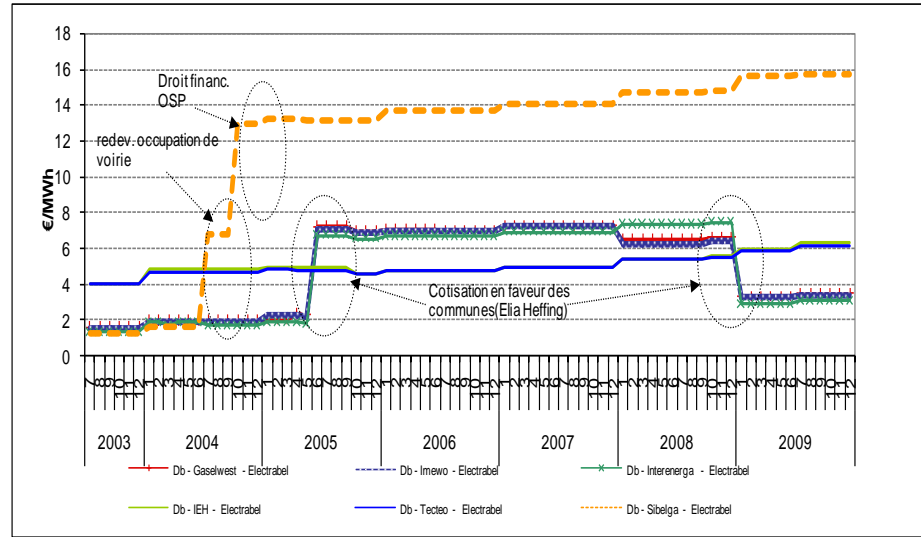


Figure 8.2. – Db – 07/2003=100

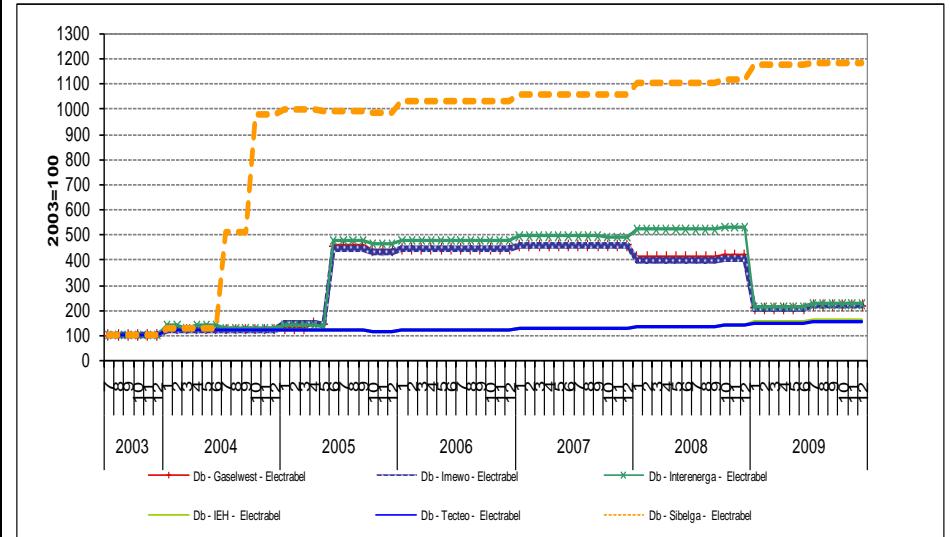


Figure 8.3. – Dc – €/MWh

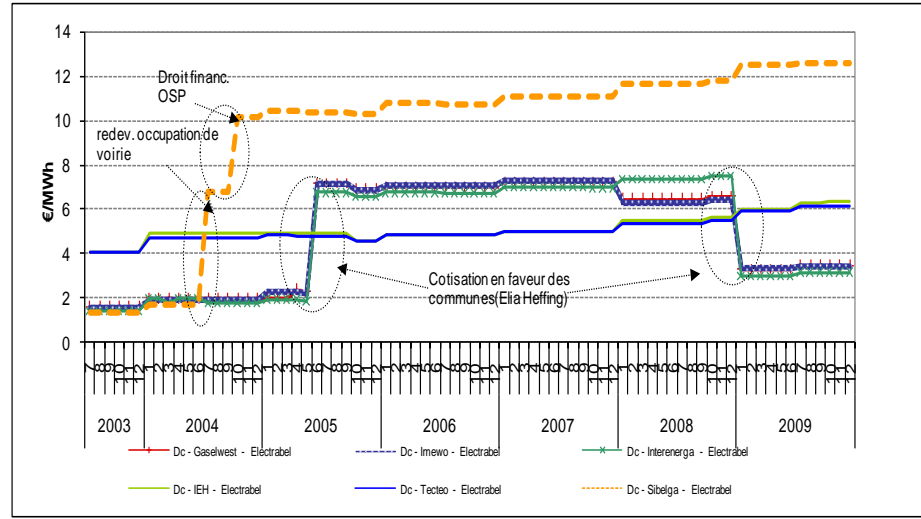


Figure 8.4. – Dc – 07/2003=100

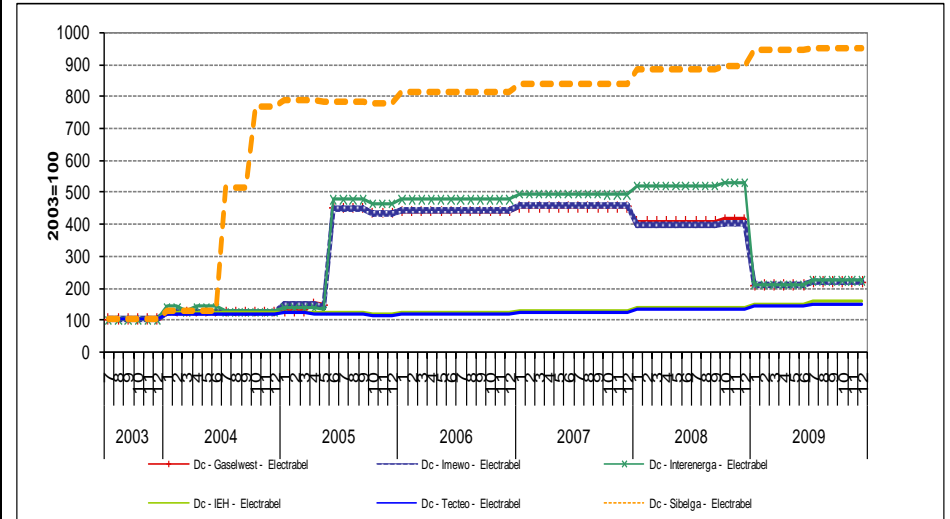


Figure 8 – Aperçu de l'évolution des prélèvements publics – €/MWh en 07/2003=100

Figure 8.5. – Dc1 – €/MWh

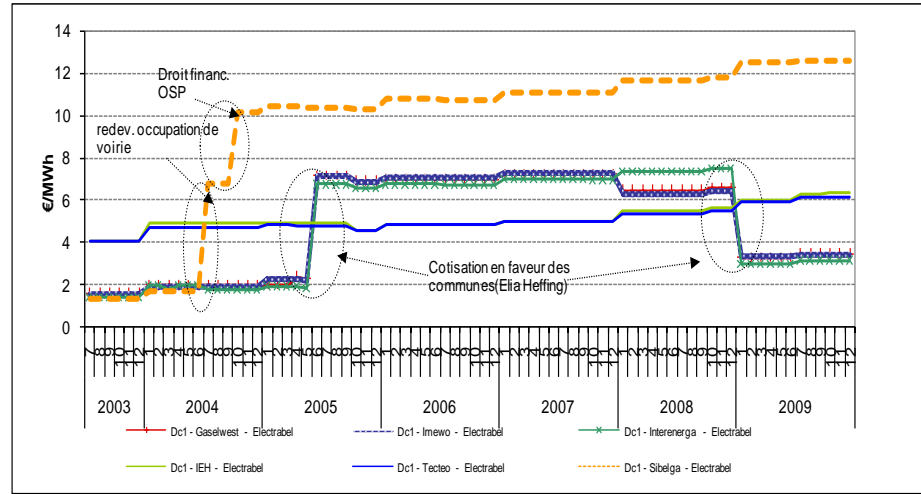


Figure 8.6. – Dc1 – 07/2003=100

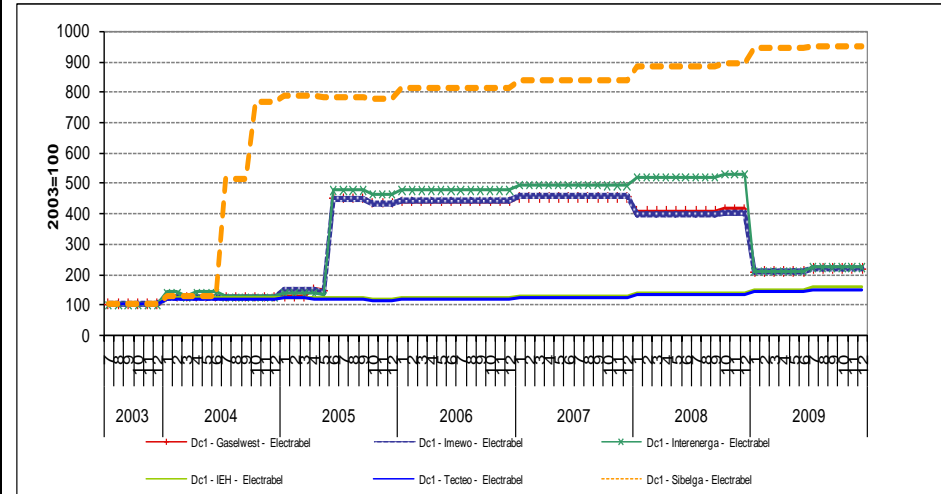


Figure 8.7. – Ib – €/MWh

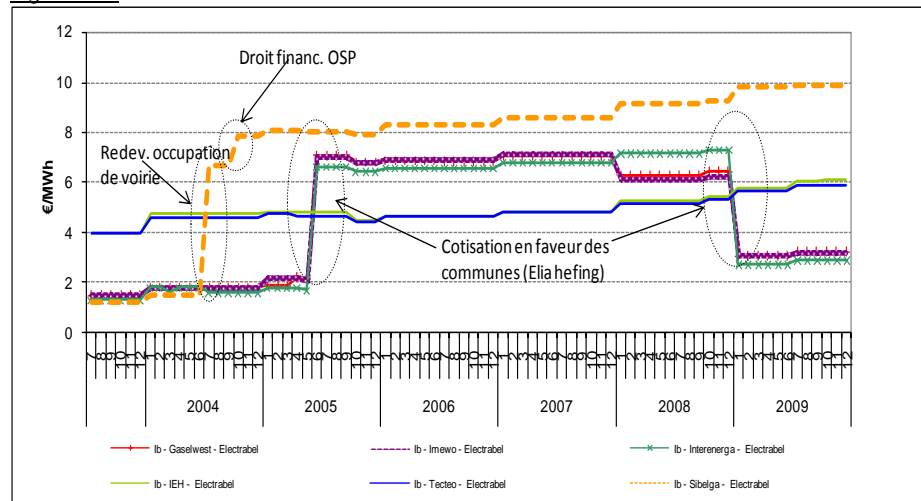


Figure 8.8. – Ib – 07/2003=100

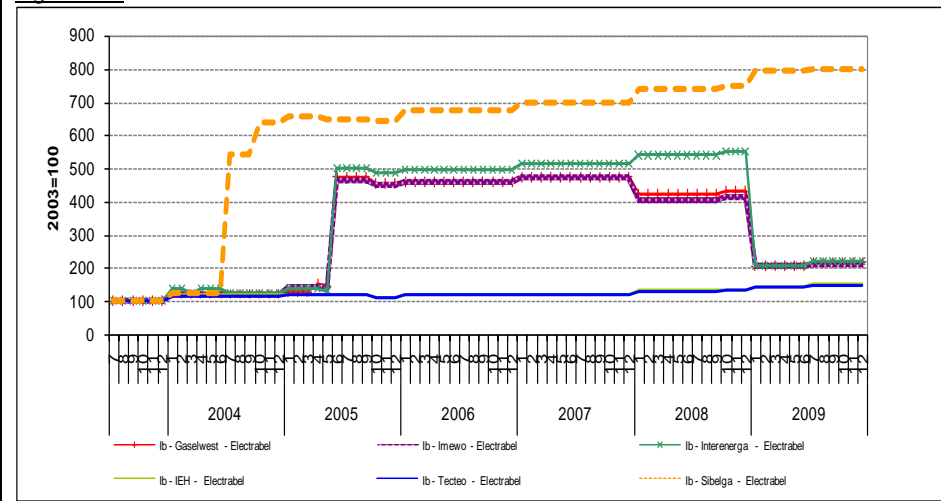


Figure 8 – Aperçu de l'évolution des prélèvements publics – €/MWh en 07/2003=100

Figure 8.9. – Ic – €/MWh

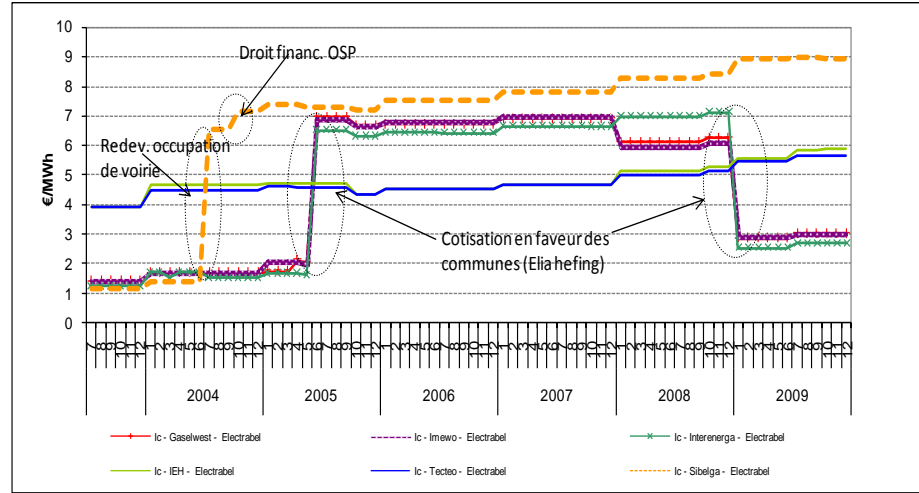


Figure 8.10. – Ic – 07/2003=100

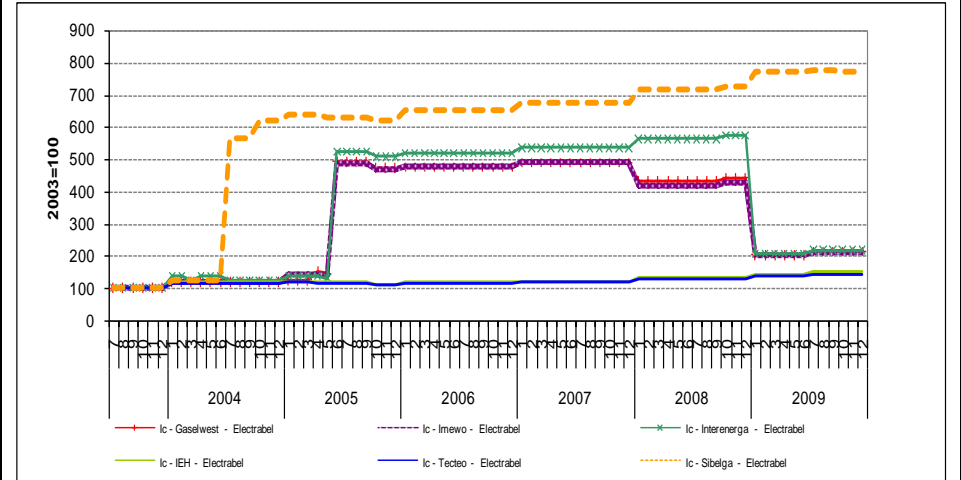


Figure 8.11. – Ic1 – €/MWh

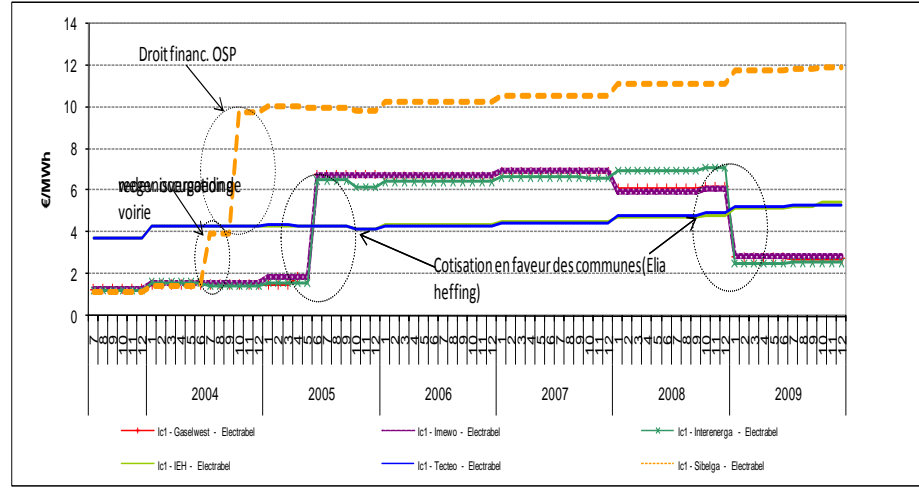
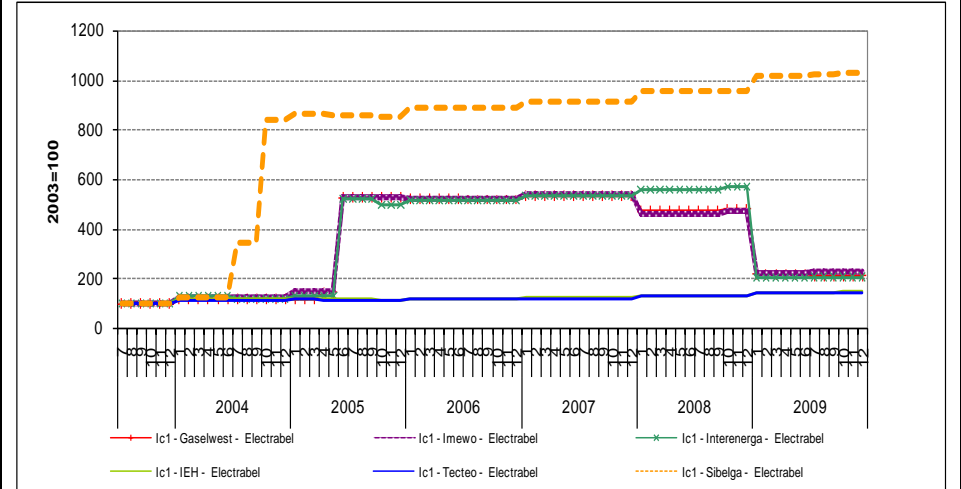


Figure 8.12. – Ic1 – 07/2003=100



58. BRUXELLES Les prélèvements publics sont les plus élevés en Région de Bruxelles-Capitale (voir par exemple Figure 8.1.). Pour les clients BT (Db, Dc, Dc1, Ib, Ic), on note une forte hausse des prélèvements publics en juillet 2004. Celle-ci correspond à la facturation de la « redevance occupation de voirie » dont le montant en BT dépasse les 5,00 €/MWh et est indexé chaque année. Pour le client en MT (Ic1 à la Figure 8.11.), 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 (>1 kV) est de la moitié de celle de BT (2,50 €/MWh majoré par l'inflation).

Vient s'ajouter à ce montant un droit prélevé pour le financement des OSP, pris en compte dans les calculs à partir du troisième trimestre 2004. Ce droit est également indexé chaque année. Pour la BT, ce droit 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. Dans nos calculs, le droit perçu par kVA sur le client en MT (Ic1) pèse plus lourd que le droit forfaitaire prélevé sur le même client type mais raccordé en BT (Ic), ce qui se traduit en septembre 2004 par une hausse plus importante des prélèvements publics chez ce premier client type.

Ce droit explique les niveaux différents des prélèvements publics entre les différents clients types dans la zone de Sibelga.

La dégressivité appliquée à la facturation de la cotisation fédérale à partir d'une consommation de 20 MWh constitue un autre facteur expliquant les niveaux de prélèvements différenciés entre les clients types. Cette dégressivité joue pour les clients professionnels (Ib, Ic et Ic1), ce qui explique leur niveau légèrement moindre des prélèvements publics.

59. FLANDRE La forte hausse des prélèvements publics constatée en juin 2005 chez les GRD flamands est due à l'entrée en vigueur de la cotisation en compensation de la perte de revenus des communes (« Taxe Elia » de 4,91 €/MWh), applicable pour la première fois aux consommations de ce mois (voir par exemple Figure 8.1.).

60. Notons que depuis le 1er octobre 2005, la cotisation fédérale regroupe la surcharge « clients protégés » facturée séparément auparavant. Le montant est depuis cette date 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). Les montants unitaires des surcharges ne sont à partir de cette date plus

corrigés pour tenir compte des pertes sur les réseaux de distribution et ils évoluent en fonction des surcharges unitaires calculées par la CREG et des certifications des fuelmix par les régulateurs régionaux.

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 cotisation, fixés par la CREG, pour les pertes du réseau.

61. 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 flamand²⁷. Les gestionnaires de réseau de distribution tentent ainsi de récupérer leurs créances ouvertes en montants préfinancés. 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.

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.

62. WALLONIE 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).

27 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).

63. Depuis le 1er 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.

II. 7. Cotisations énergie renouvelable et de cogénération

64. 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.

65. Les figures 9.1. à 9.4. présentent l'évolution des cotisations énergie renouvelable et de cogénération en valeurs absolues (figures de gauche) et en indice en base 2003=100 (figures de droite) pour Electrabel et Luminus. Les cotisations énergies renouvelables et de cogénération sont exprimées en €/MWh et sont par conséquent identiques pour les différents clients types. Leur évolution est illustrée pour Dc.

Figure 9 – Aperçu de l'évolution de la composante cotisations énergie renouvelable et de cogénération – €/MWh et 07/2003=100

Figure 9.1. – Electrabel – Dc – €/MWh

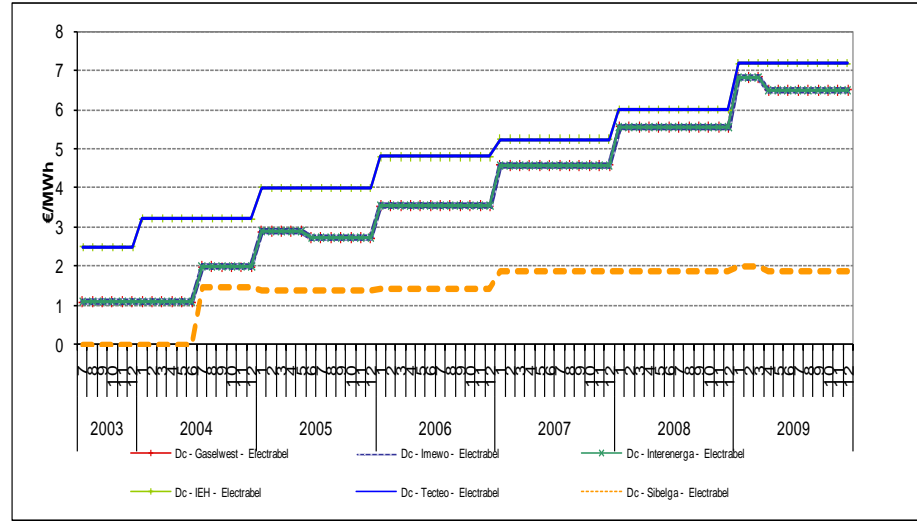


Figure 9.2. – Electrabel – Dc – 07/2003=100 ; Sibelga 07/2004=100

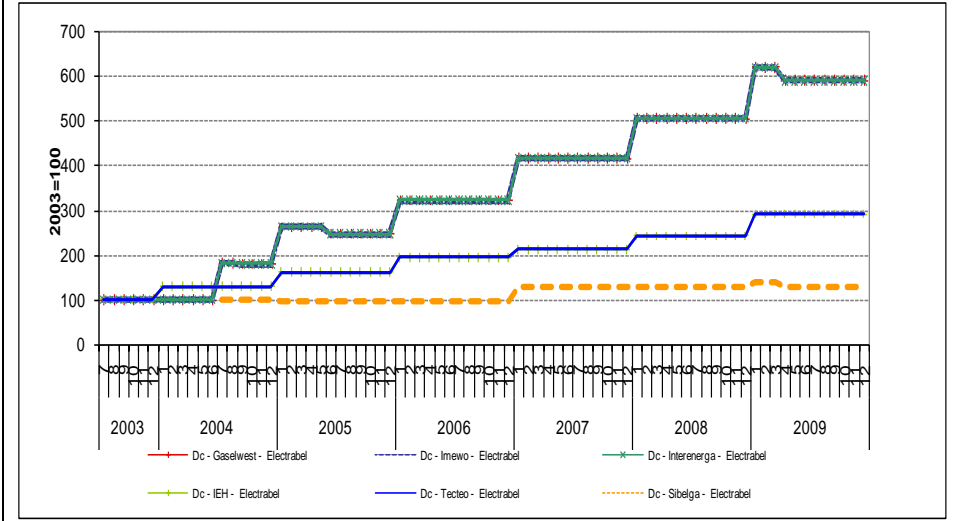


Figure 9.3. – Luminus – Dc – €/MWh

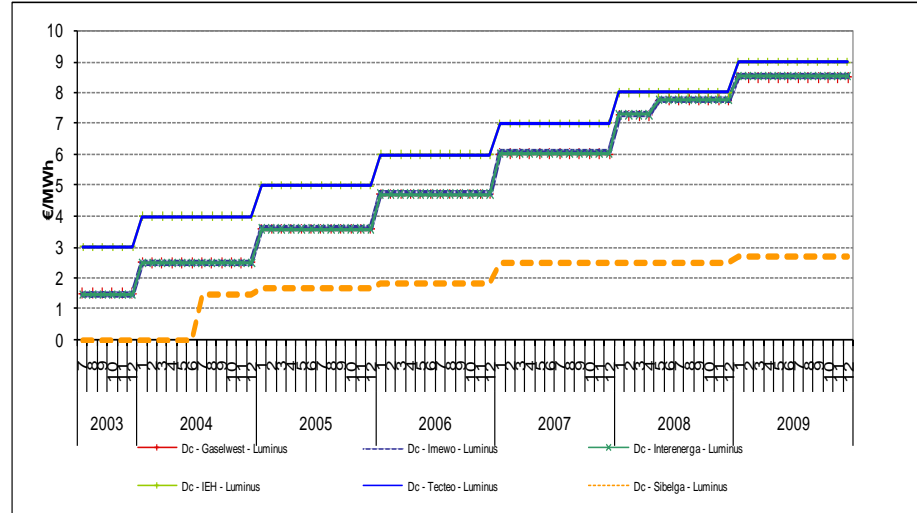
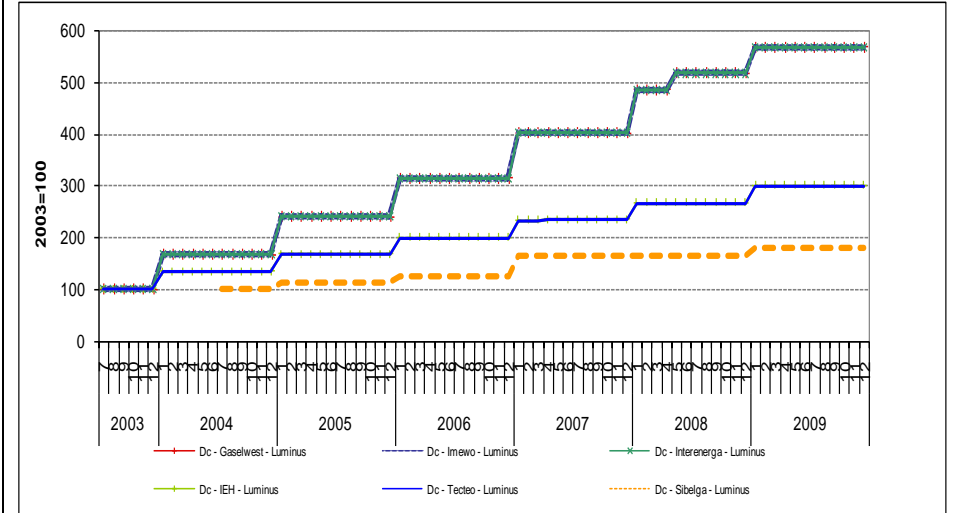


Figure 9.4 – Luminus – Dc – 07/2003=100 ; Sibelga 07/2004=100



66. 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, 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 Luminus et semble donc davantage tenir compte de la valorisation des certificats sur le marché (Figure 9.3. comparée à Figure 9.1.).

II.8. Taxe sur l'énergie et TVA (pour la clientèle résidentielle)

67. Les figures 10.1. à 10.12. présentent les évolutions de la taxe sur l'énergie et de la TVA pour la clientèle résidentielle fournie par Electrabel et par Luminus en valeurs absolues (figures de gauche) et en indice juillet 2003=100 (figures de droite). Les graphiques pour les clients professionnels n'ont pas été repris dans la mesure où il n'a pas été tenu compte de la TVA déductible dans le calcul du prix final au consommateur. Pour les clients Ib et Ic raccordés en BT, les graphiques auraient donc uniquement fait apparaître la taxe sur l'énergie de c€ 0,19088/kWh (depuis août 2003, c€ 0,1634/kWh en juillet 2003) tandis que le client Ic1 en MT ne supporte aucune de ces deux taxes.

68. Dans la mesure où la TVA est appliquée à l'ensemble des composantes²⁸, 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.

28 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 – €/MWh et 07/2003=100

Figure 10.1. – Db – Electrabel – €/MWh

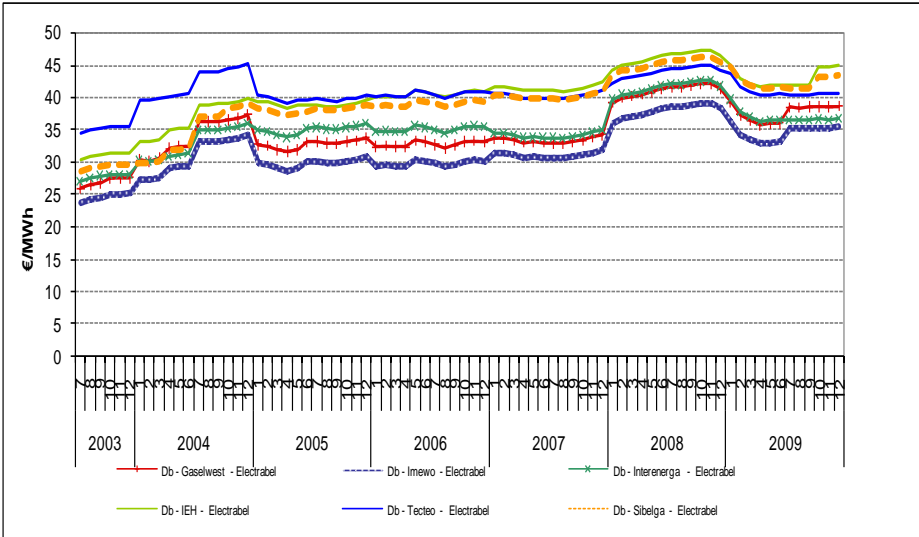


Figure 10.2. – Db – Electrabel – 07/2003=100

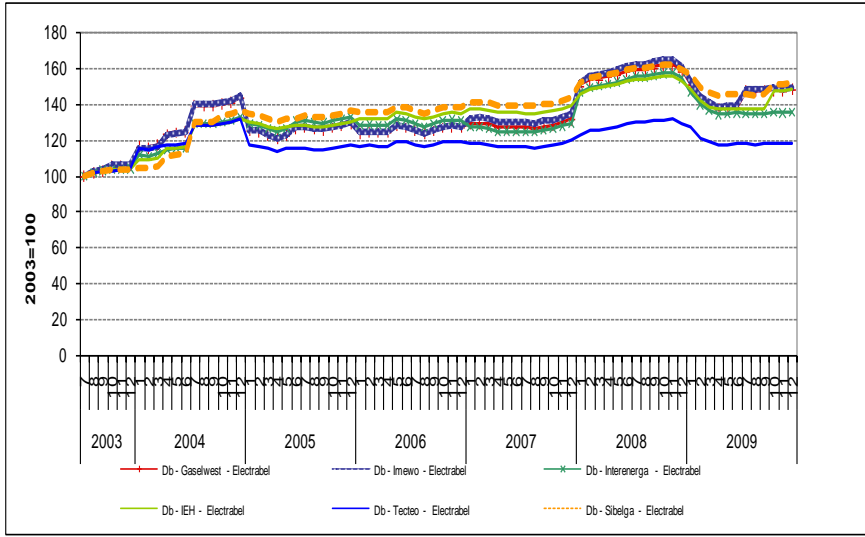


Figure 10.3. – Db – Luminus – €/MWh

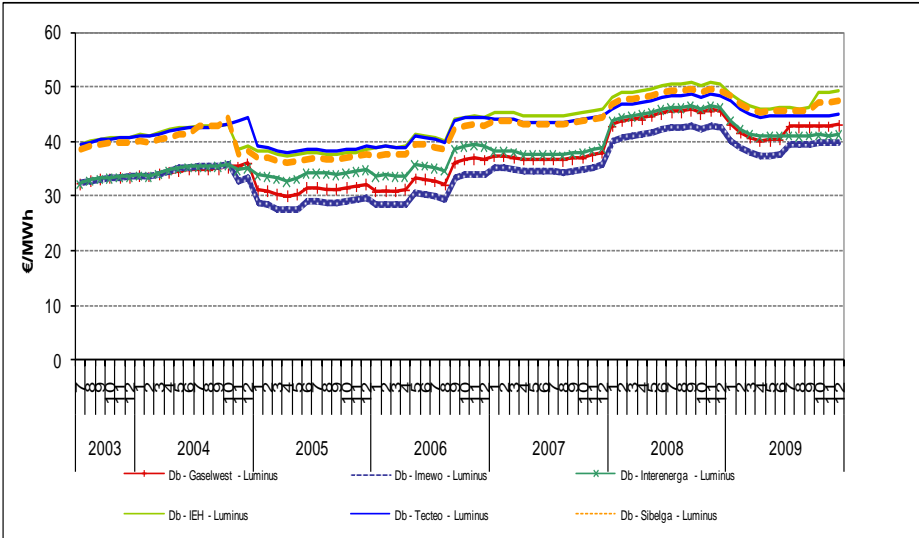


Figure 10.4. – Db – Luminus – 07/2003=100

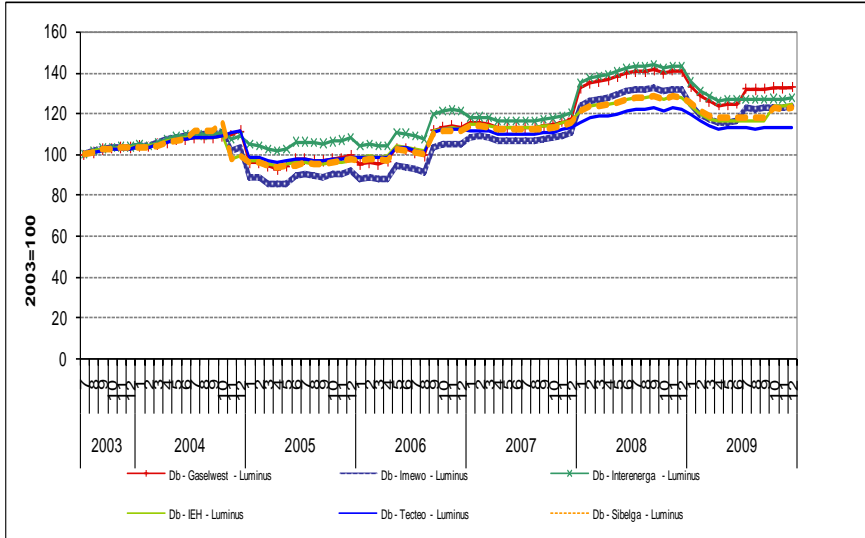


Figure 10 – Aperçu de l'évolution de la TVA et de la taxe sur l'énergie – €/MWh et 07/2003=100

Figure 10.5. – Dc – Electrabel – €/MWh

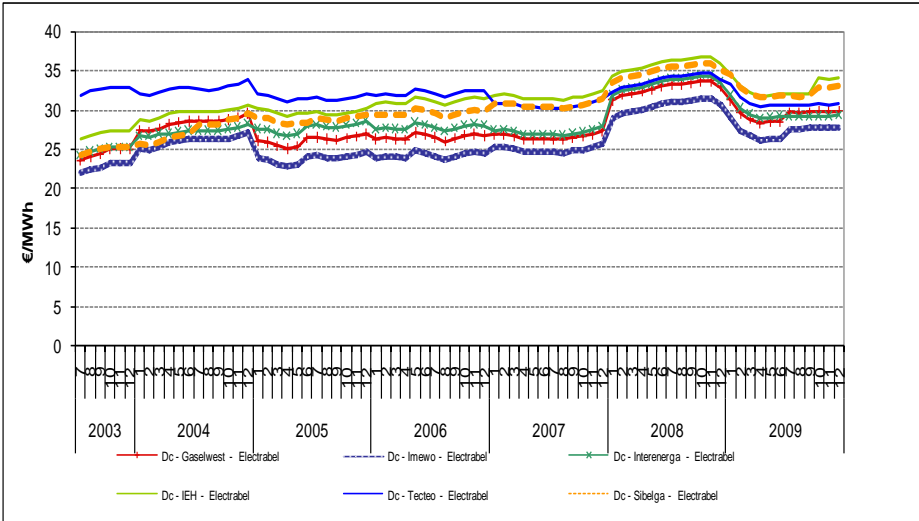


Figure 10.6. – Dc – Electrabel – 07/2003=100

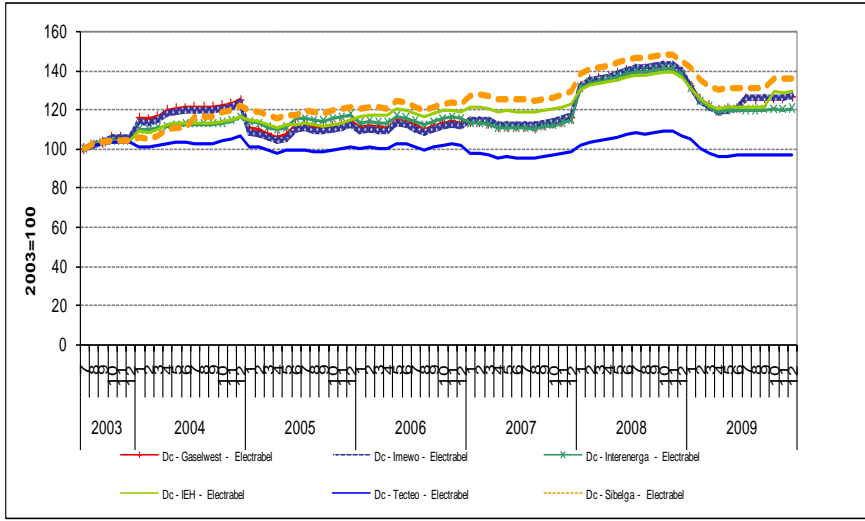


Figure 10.7. – Dc – Luminus – €/MWh

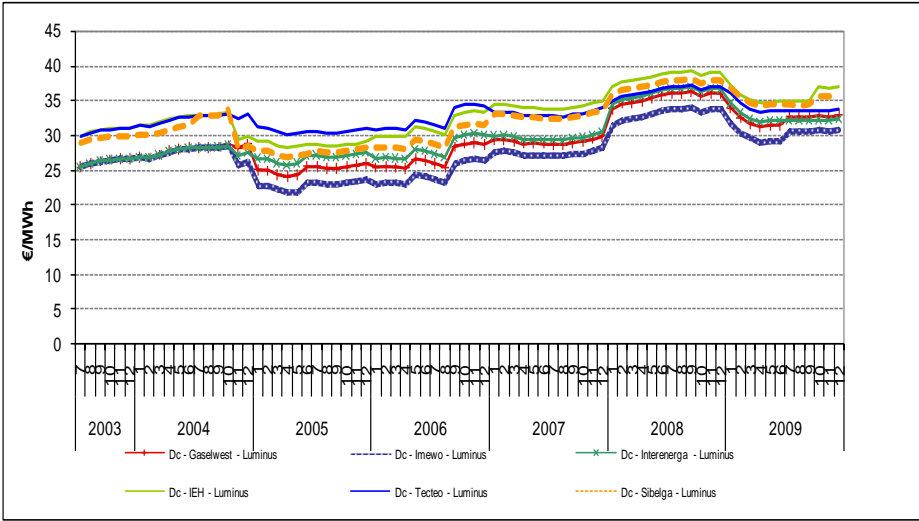


Figure 10.8. – Dc – Luminus – 07/2003=100

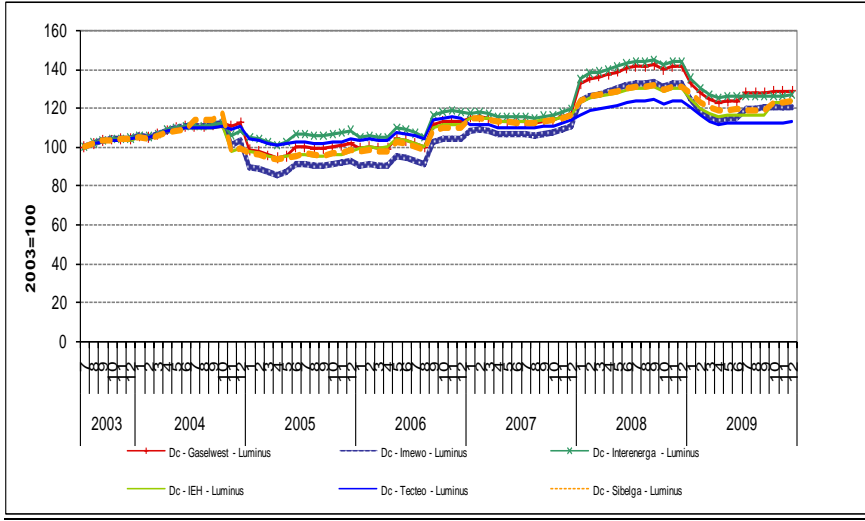


Figure 10 – Aperçu de l'évolution de la TVA et de la taxe sur l'énergie – €/MWh et 07/2003=100

Figure 10.9. – Dc1 – Electrabel – €/MWh

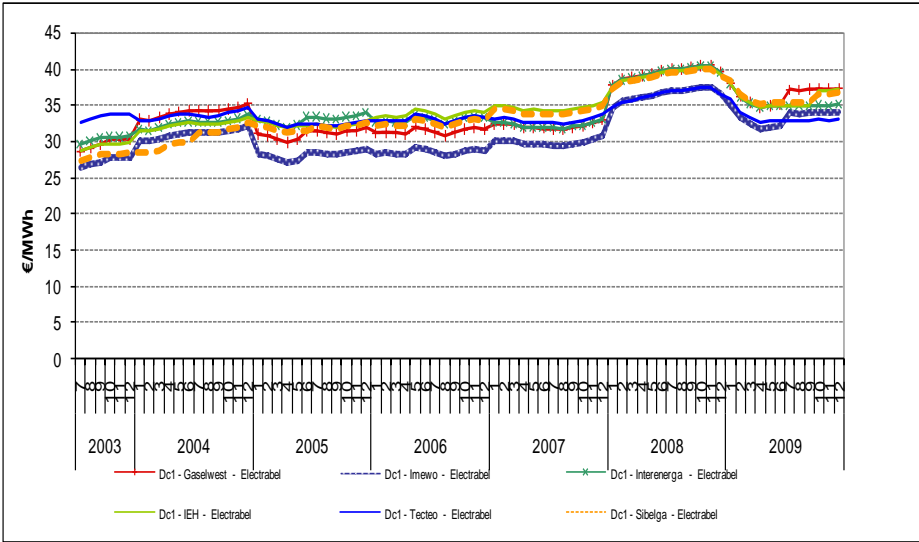


Figure 10.10. – Dc1 – Electrabel – 07/2003=100

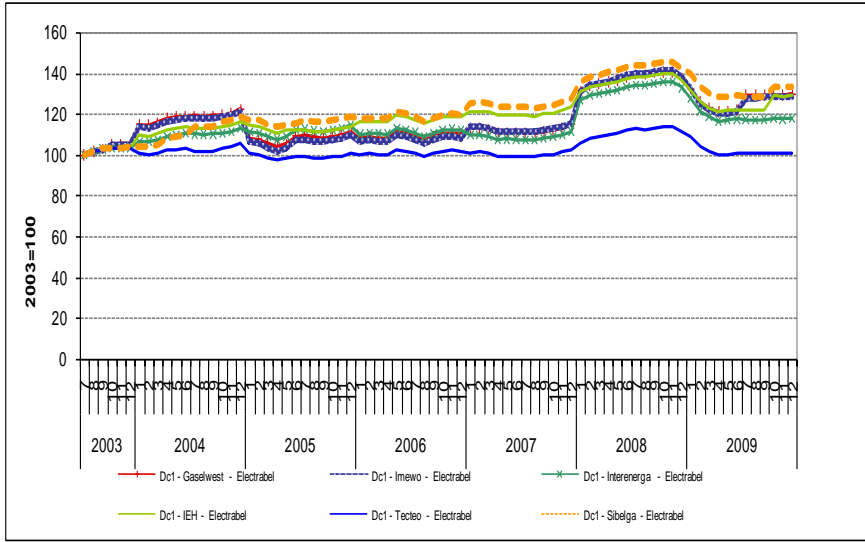


Figure 10.11. – Dc1 – Luminus – €/MWh

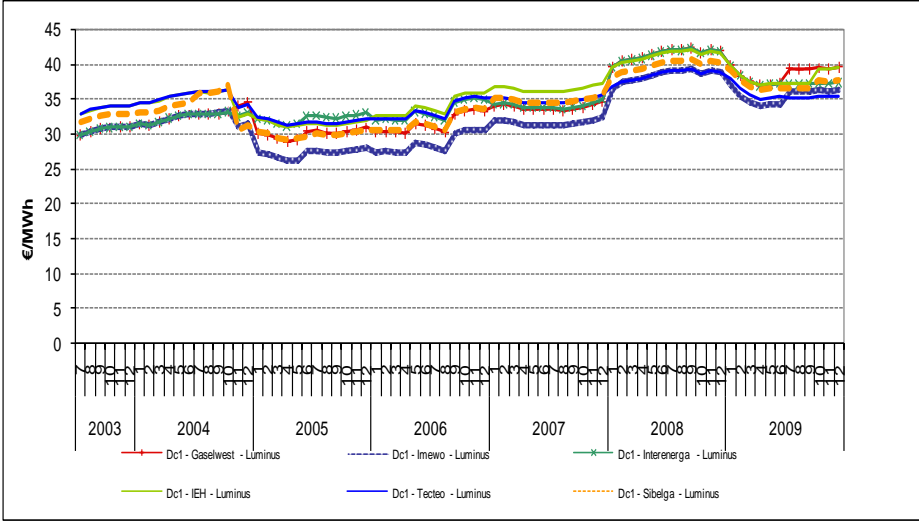
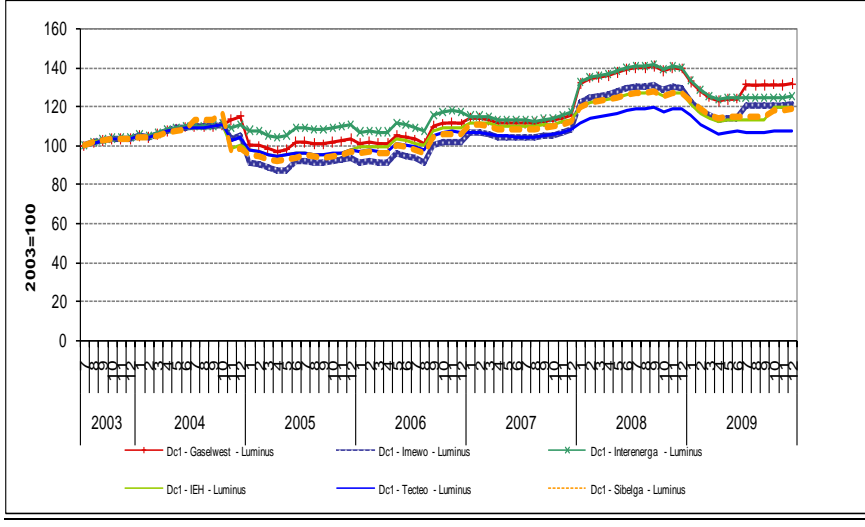


Figure 10.12. – Dc1 – Luminus – 07/2003=100



III. CALCULS CLIENTS TYPES GAZ NATUREL

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

69. Sur les graphiques en page suivante, les figures de gauche présentent les résultats en valeurs absolues tandis que les figures de droite présente les indices (moyenne 2004=100). Les figures du haut présentent les résultats pour Electrabel et ceux du bas pour Luminus.

70. En novembre 2008, le prix final au consommateur est à son niveau le plus élevé et ce aussi bien pour les clients résidentiels (T1-T2) que pour les clients professionnels (T3-T4).

71. Entre janvier 2004 et décembre 2009, on constate les évolutions de prix final au consommateur, toutes taxes comprises suivantes :

- un client type T1 subit, une hausse de son prix final qui atteint généralement environ 34% de la facture de janvier 2004 chez Electrabel. Cette hausse atteint néanmoins environ 48% dans la zone la plus chère (Imewo). Chez Luminus, la hausse est en moyenne de 34% ;
- un client type T2 subit, une hausse de son prix final qui atteint généralement environ 35% de la facture de janvier 2004 chez Electrabel. Cette hausse atteint néanmoins environ 40% dans les zones les plus chères (Inter-Energa et IGH). Chez Luminus, la hausse est en moyenne de 34% ;
- un client type T3 subit, une hausse de son prix final qui atteint généralement environ 41% de la facture de janvier 2004 chez Electrabel. Chez Luminus, la hausse est de l'ordre de 42% ;
- un client type T4 subit, une hausse de son prix final qui atteint généralement environ 47% de la facture de janvier 2004 chez Electrabel. Chez Luminus, la hausse²⁹ est de l'ordre de 46 %.

29 En l'absence de la communication par SPE des formules tarifaires relatives aux clients industriels à la CREG, le tarif T4 de décembre 2009 chez Luminus est basé sur la même formule que celle utilisée pour les clients T3.

Figure 11 – Aperçu de l'évolution du prix à l'utilisateur final – €/MWh et 01/2004=100

Figure 11.1. – T1 – Electrabel - €/MWh

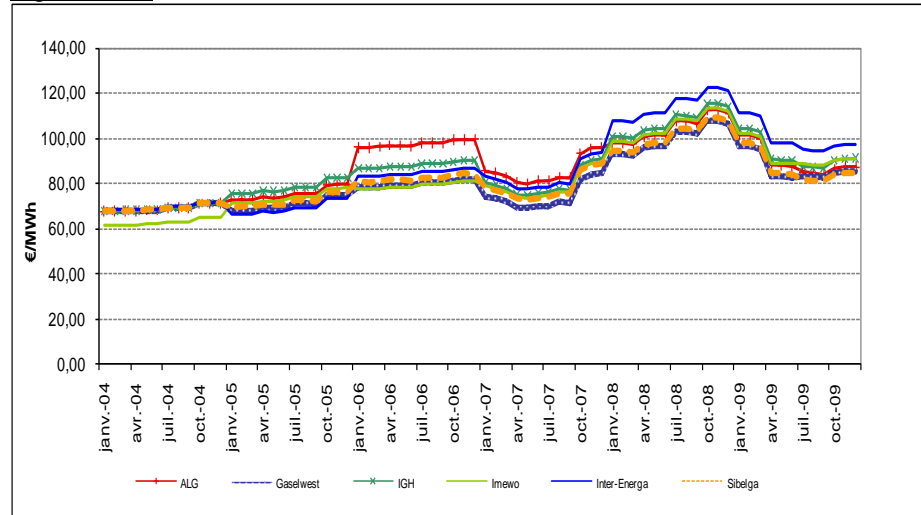


Figure 11.2. – T1 – Electrabel – 2004=100

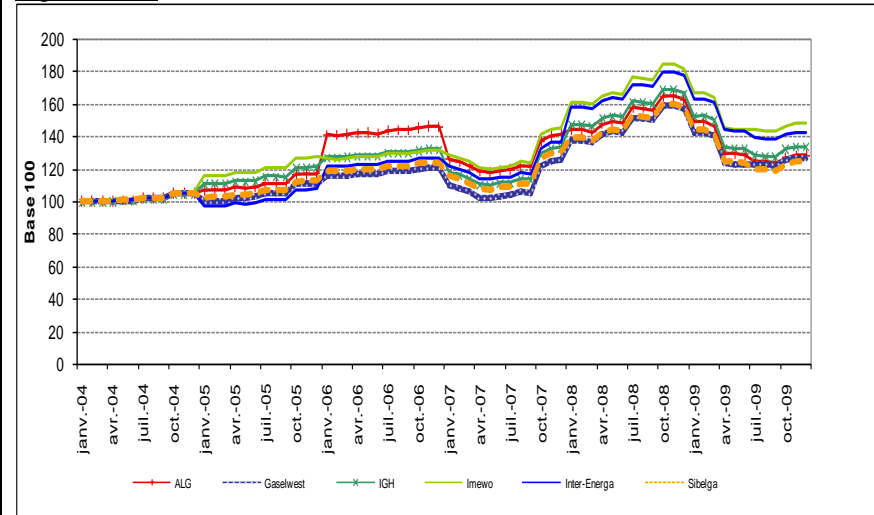


Figure 11.3. – T1 – Luminus - €/MWh

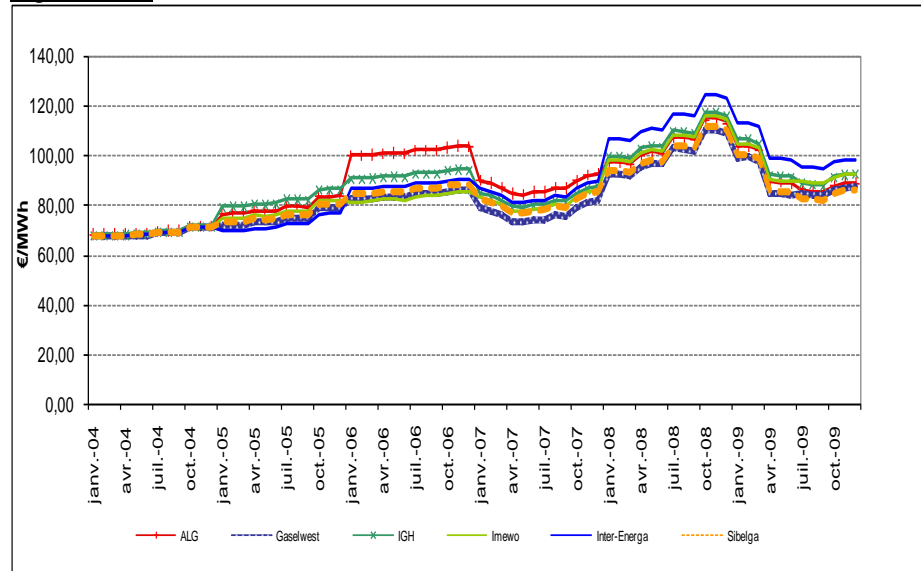


Figure 11.4. – T1 – Luminus – 2004=100

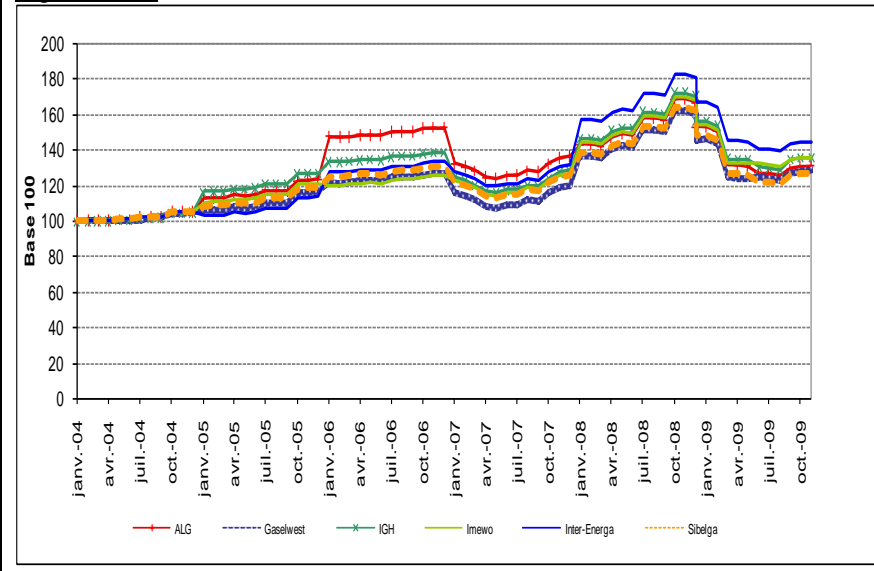


Figure 11 – Aperçu de l'évolution du prix à l'utilisateur final – €/MWh et 01/2004=100

Figure 11.5. – T2 – Electrabel - €/MWh

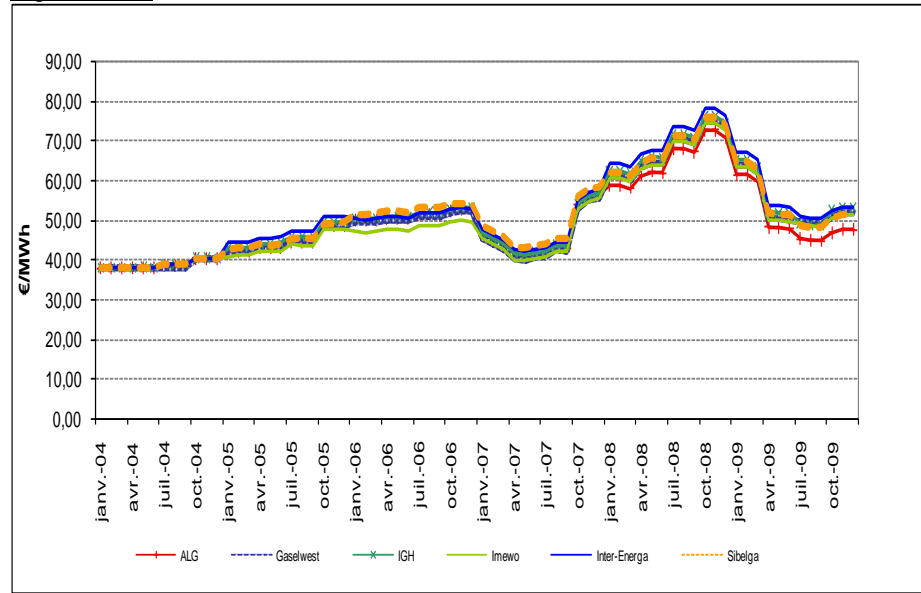


Figure 11.6. – T2 – Electrabel – 2004=100

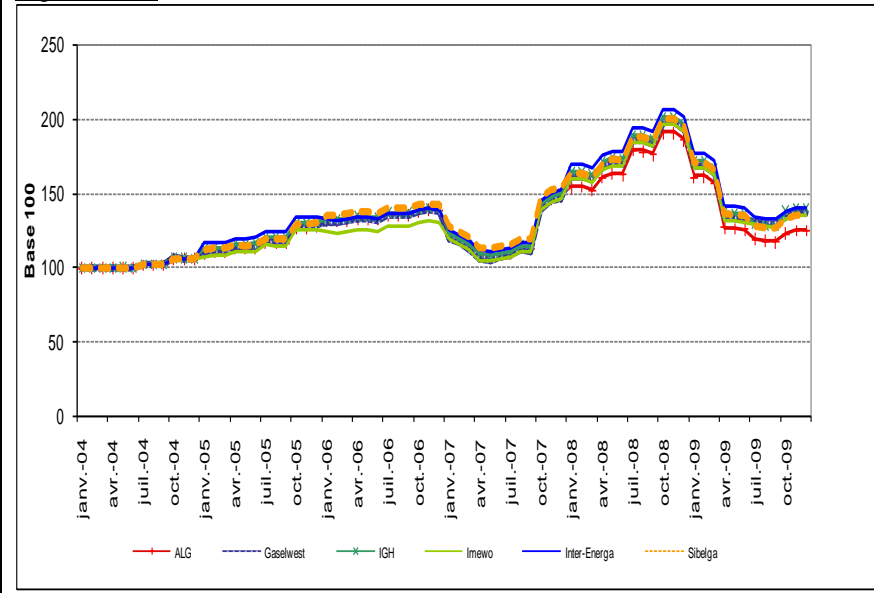


Figure 11.7. – T2 – Luminus - €/MWh

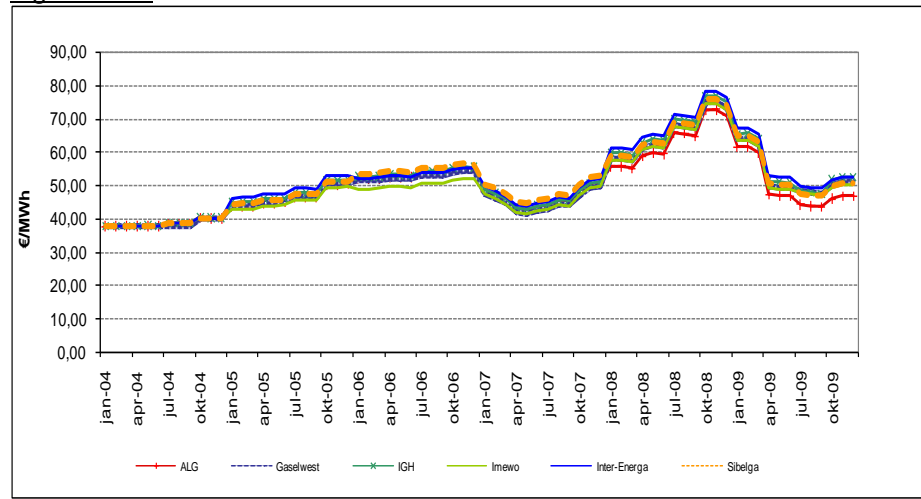


Figure 11.8. – T2 – Luminus – 2004=100

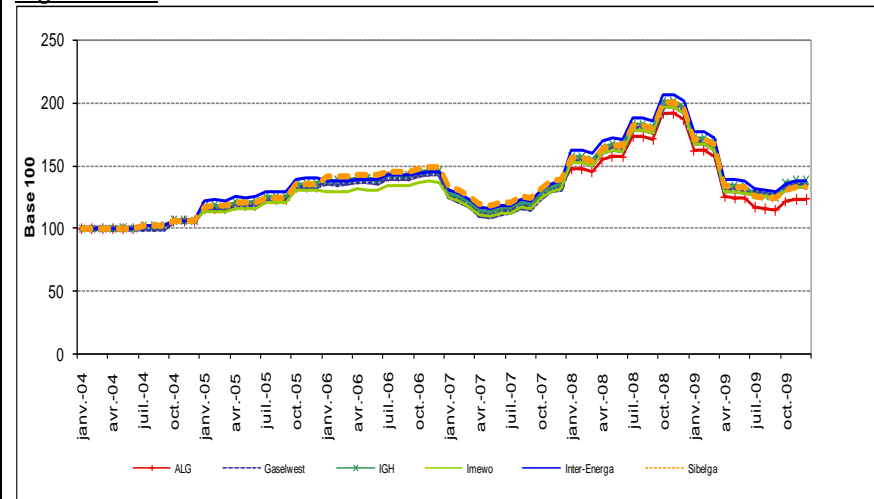


Figure 11 – Aperçu de l'évolution du prix à l'utilisateur final – €/MWh et 01/2004=100

Figure 11.9. – T3 – Electrabel - €/MWh

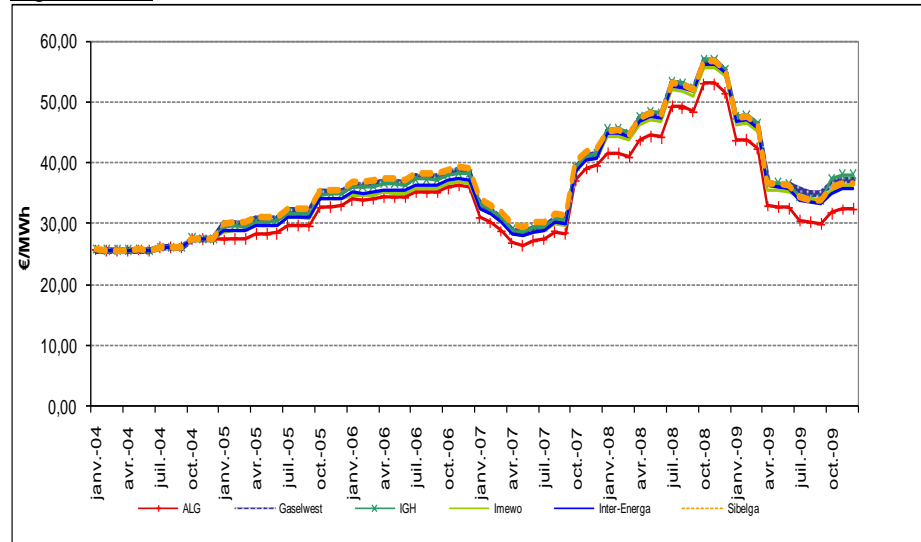


Figure 11.10. – T3 – Electrabel – 2004=100

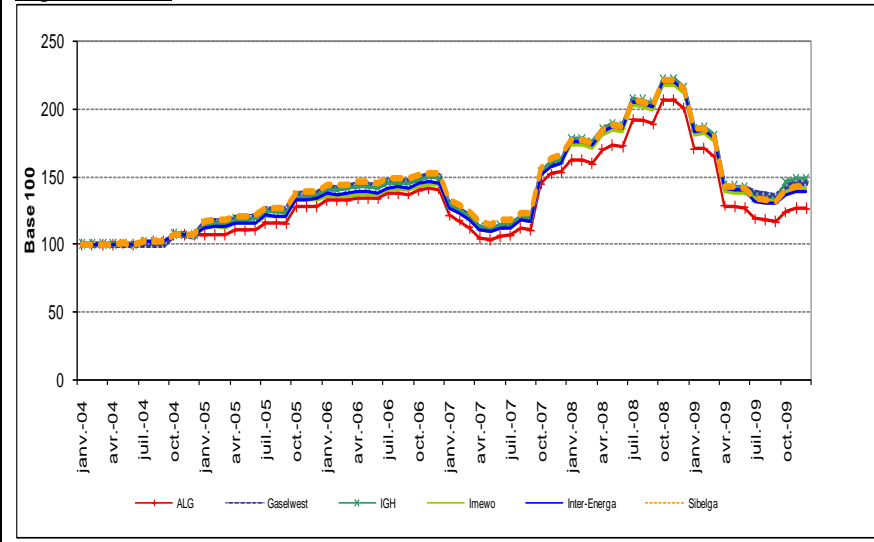


Figure 11.11. – T3 – Luminus - €/MWh

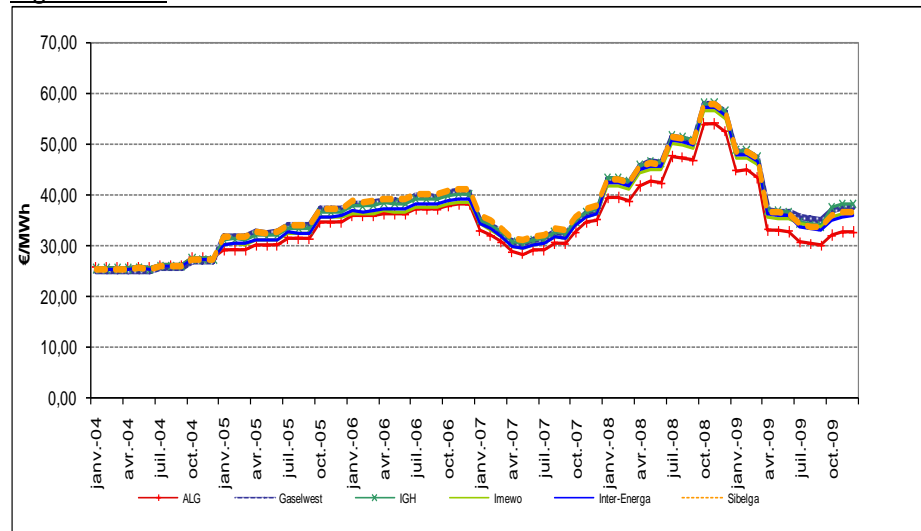


Figure 11.12. – T3 – Luminus – 2004=100

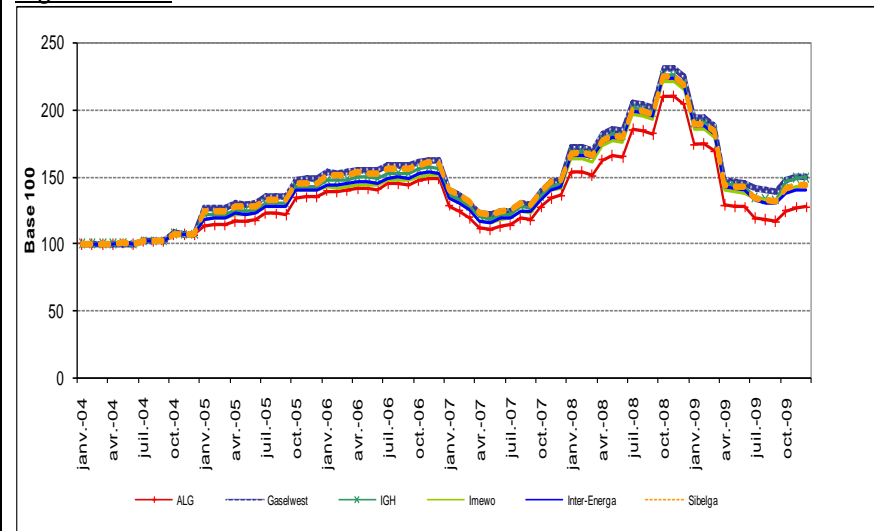


Figure 11 – Aperçu de l'évolution du prix à l'utilisateur final – €/MWh et 01/2004=100

Figure 11.13. – T4 – Electrabel - €/MWh

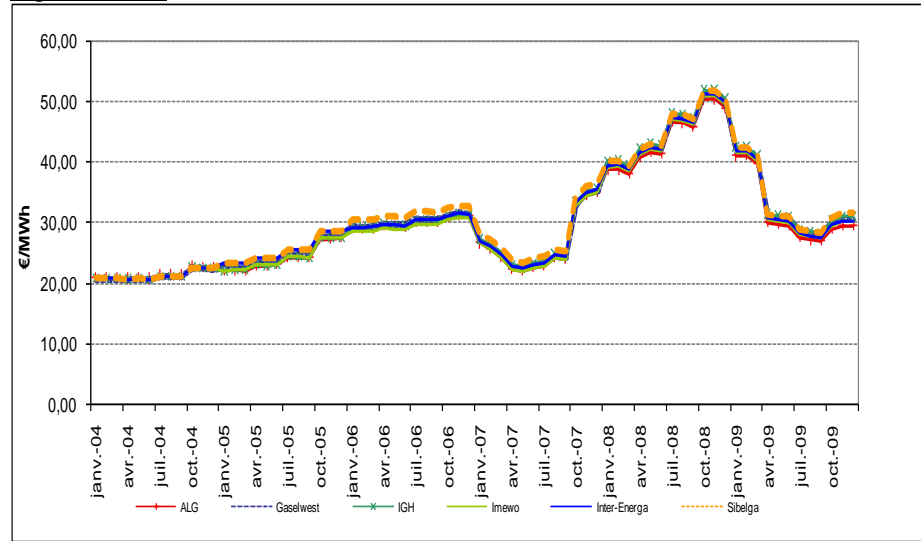


Figure 11.14. – T4 – Electrabel – 2004=100

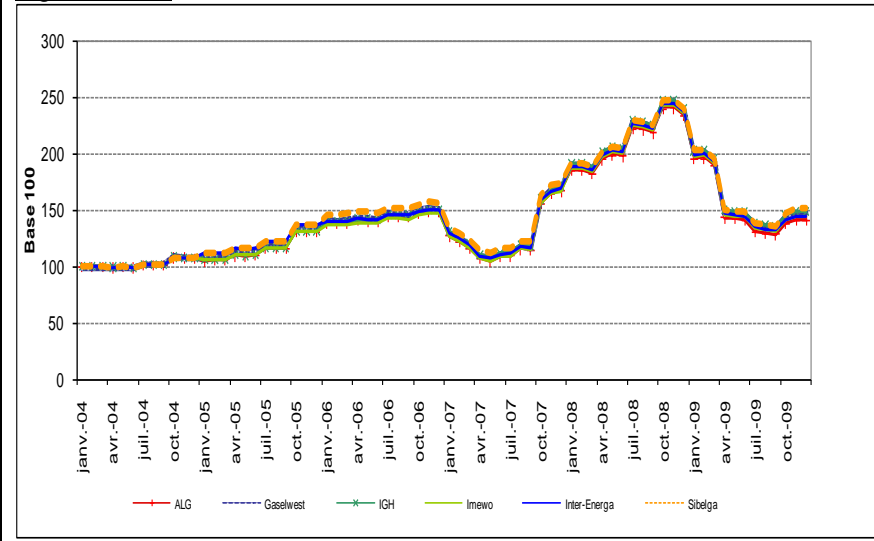


Figure 11.15. – T4 – Luminus - €/MWh

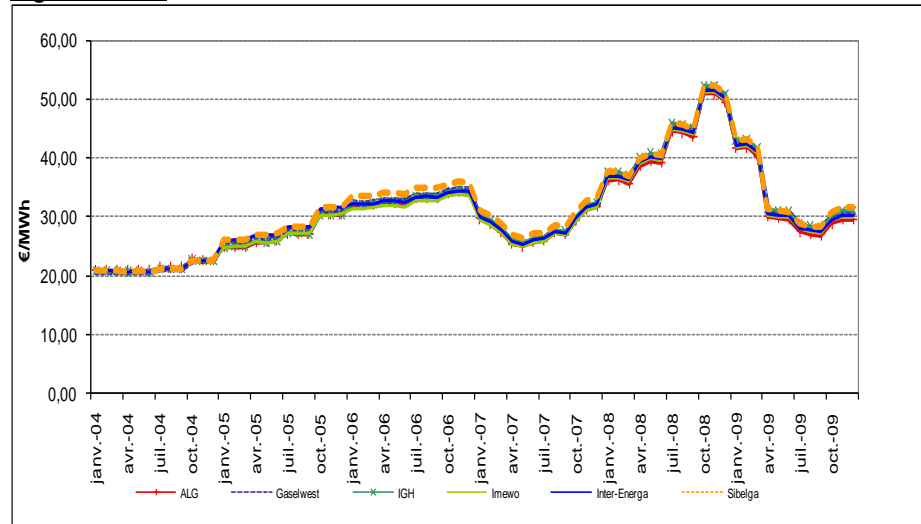
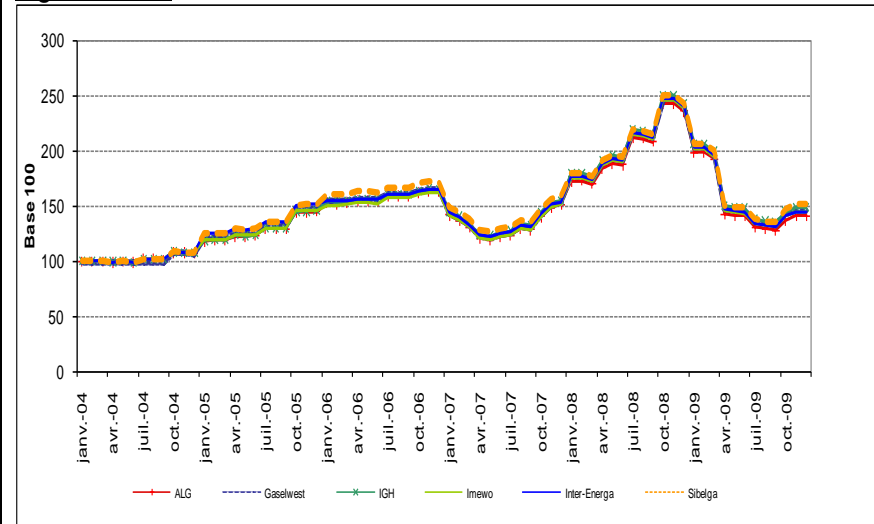


Figure 11.16. – T4 – Luminus – 2004=100



III.2. Aperçu des principales composantes

72. Les graphiques ci-après montrent l'évolution du prix final (2004-2009) au consommateur (en €/MWh) pour deux clients types (T2 et T4) en distinguant les cinq principales composantes qui sont analysées en détail plus loin dans cette étude :

- Prix du fournisseur (énergie)
- Transport (hors prélèvements publics).
- Distribution (hors prélèvements publics)
- Prélèvements publics
- Taxe sur l'énergie et TVA

Les graphiques relatifs aux tarifs résidentiels (T1 et T2) comprennent la TVA, au contraire des graphiques relatifs aux tarifs tertiaire et industriel (T3 et T4). Etant donné le très grand nombre de graphiques, seuls les montants en valeur absolue ont été repris ici.

73. Les évolutions illustrées ci-après sont dues essentiellement à l'évolution de la composante énergie et, dans une moindre mesure, à l'introduction d'une nouvelle structure tarifaire distribution en 2006 (redevance fixe et terme proportionnel, au lieu de termes proportionnels dégressifs). Le prix final au consommateur a ainsi cru de manière substantielle depuis 2004 pour les différents clients types. Plus la composante énergie est importante (voir graphiques en tarte de décomposition du prix du gaz naturel en page 86), plus la hausse du prix final est conséquente.

On constate une hausse constante du prix final, 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 un nouveau changement de formule intervenu en octobre 2007 pour Electrabel (+ 30 %) et en janvier 2008 et octobre 2008 pour Luminus (+ 9 %). 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 au consommateur final 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 provoque une diminution des prix du pétrole et du gaz. De ce fait, le prix à l'utilisateur final 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.

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

Figure 12.1. – T2 – IGH – Electrabel

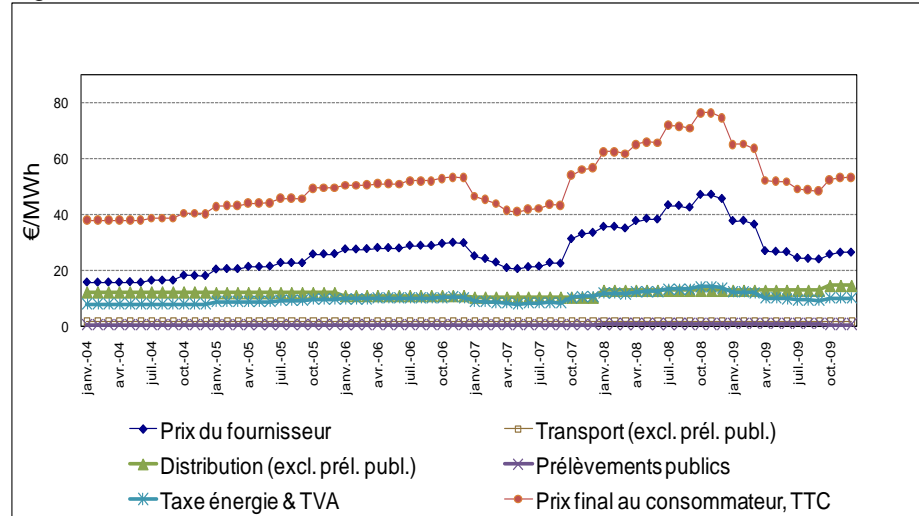


Figure 12.2. – T2 – IGH – Luminus

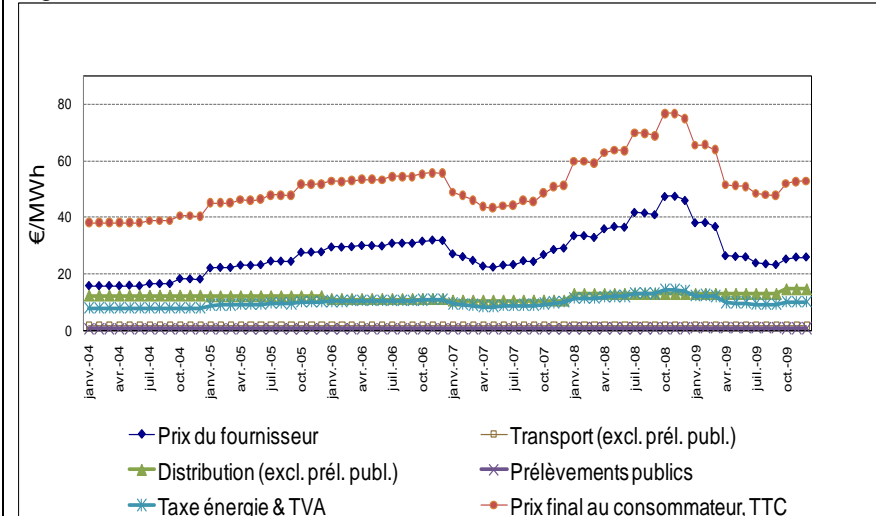


Figure 12.3. – T2 – Imewo – Electrabel

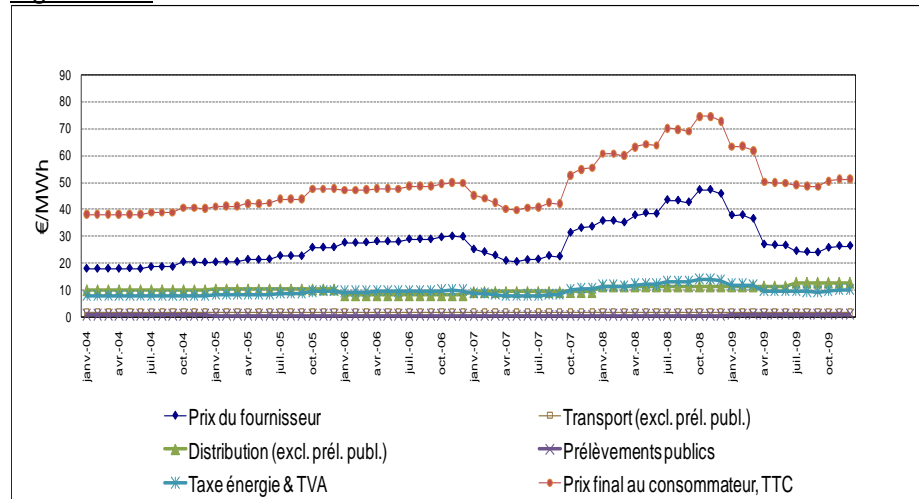


Figure 12.4. – T2 – Imewo – Luminus

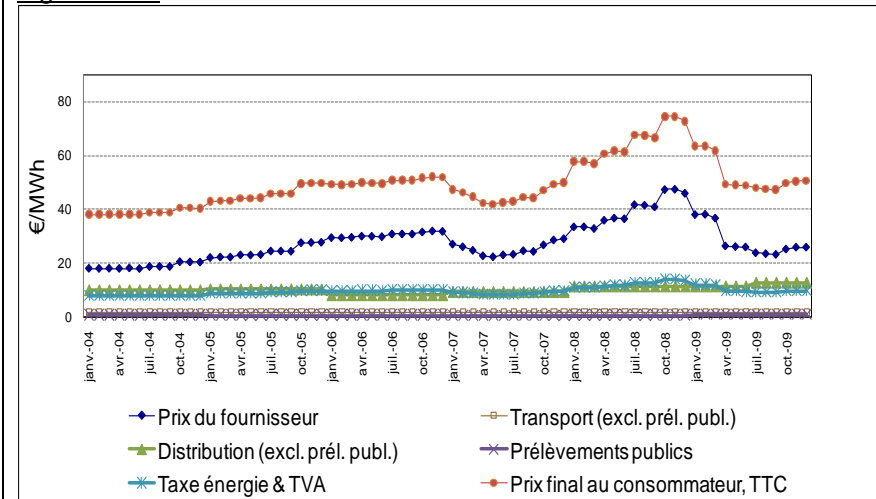


Figure 12 – Aperçu des principales composantes du prix à l'utilisateur final – €/MWh

Figure 12.5. – T2 – Sibelga – Electrabel

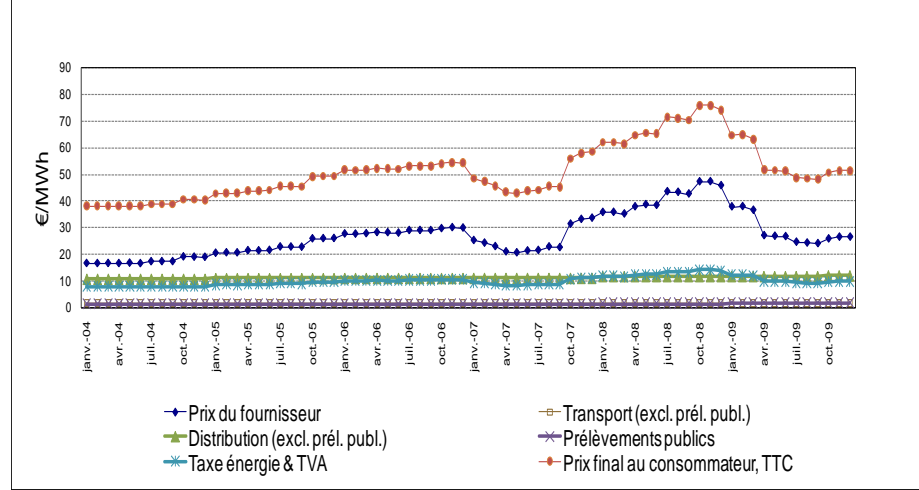


Figure 12.6. – T2 – Sibelga – Luminus

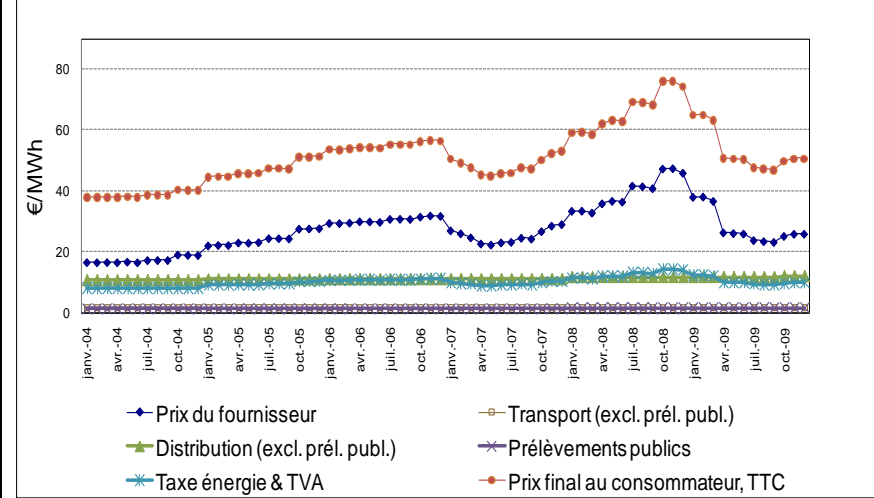


Figure 12.7. – T4 – IGH – Electrabel

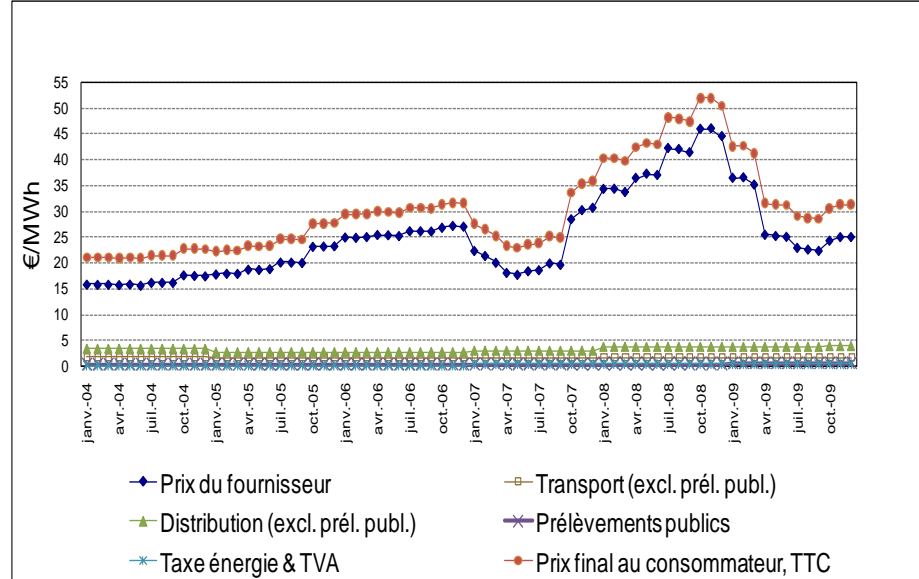


Figure 12.8. – T4 – IGH – Luminus

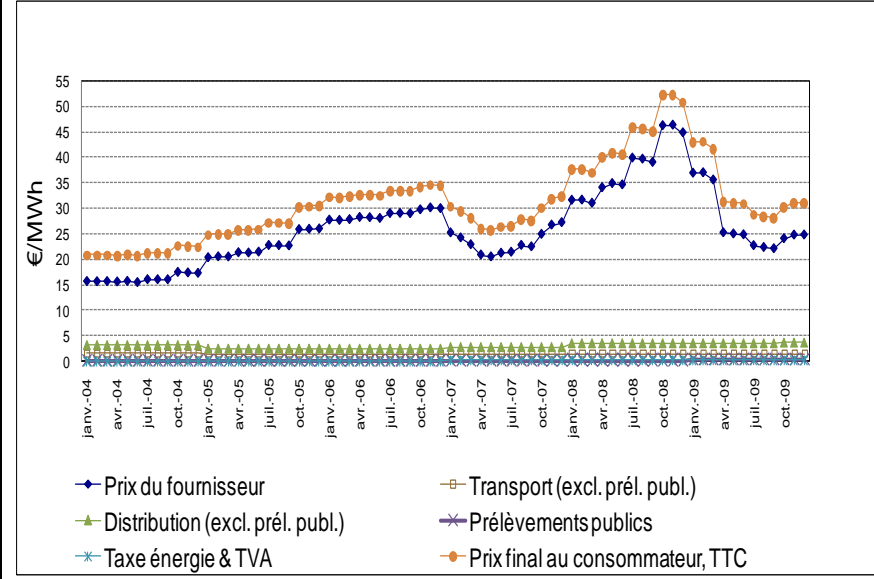


Figure 12 – Aperçu des principales composantes du prix à l'utilisateur final – €/MWh

Figure 12.9. – T4 – Imewo – Electrabel

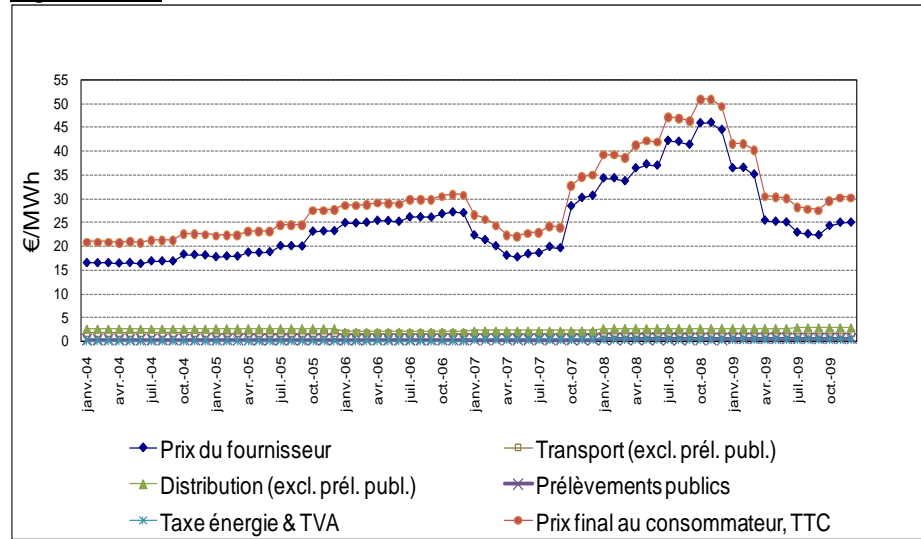


Figure 12.10. – T4 – Imewo – Luminus

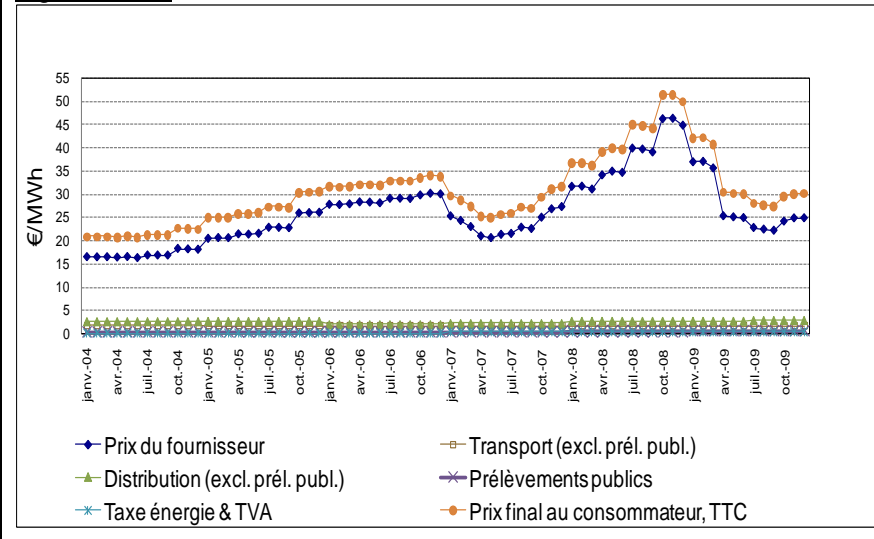


Figure 12.11. – T4 – Sibelga – Electrabel

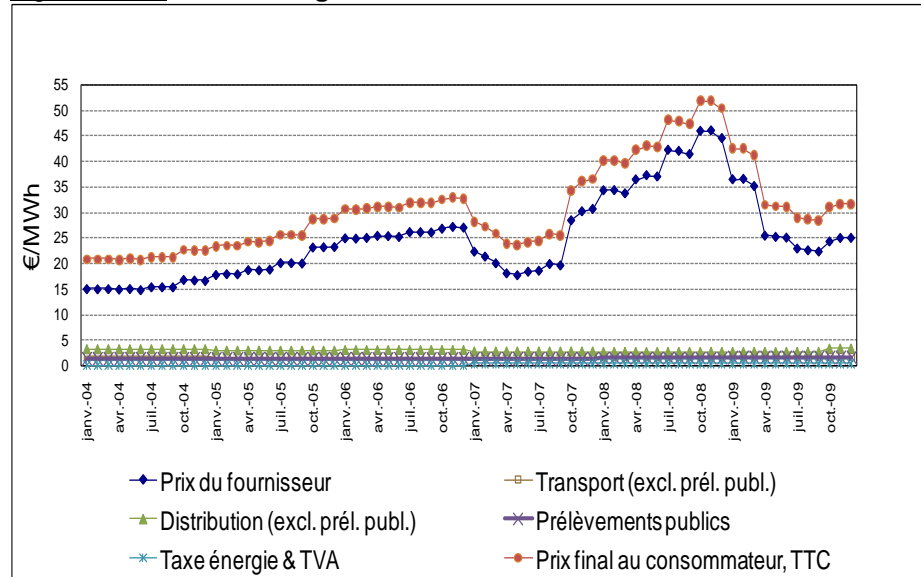


Figure 12.12. – T4 – Sibelga – Luminus

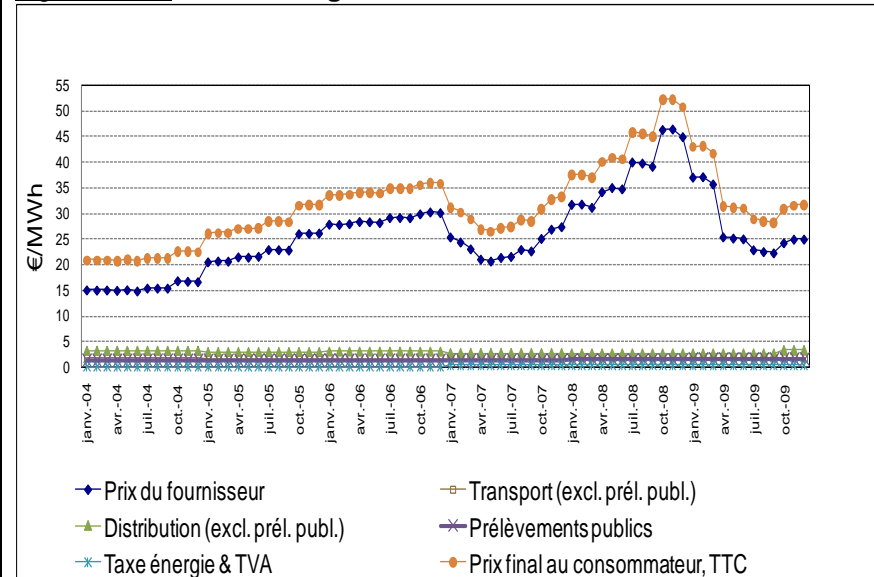


Figure 12 – Aperçu des principales composantes du prix à l'utilisateur final – €/MWh

Figure 12.13. – T1 – IGH – Electrabel

Décomposition du prix du gaz - client T1 (2.326 kWh/an) Electrabel en zone IGH - 2009

- Energie
- Transport
- Distribution (hors préel. publ.)
- Prélèvements publics
- Taxe énergie & TVA

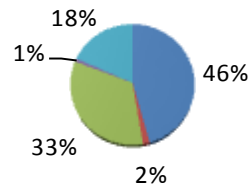


Figure 12.14. – T2 – IGH – Electrabel

Décomposition du prix du gaz - client T2 (23.260 kWh/an) Electrabel en zone IGH - 2009

- Energie
- Transport
- Distribution (hors préel. Publ.)
- Prélèvements publics
- Taxe énergie & TVA

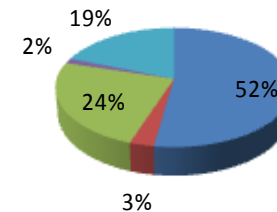


Figure 12.15. – T3 – IGH – Electrabel (hors TVA)

Décomposition du prix du gaz- client T3 (330.000 kWh/an) Electrabel en zone IGH - 2009

- Energie
- Transport
- Distribution (hors préel. publ.)
- Prélèvements publics
- Taxe énergie & TVA

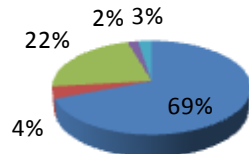
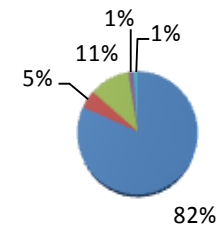


Figure 12.16. – T4 – IGH – Electrabel (hors TVA)

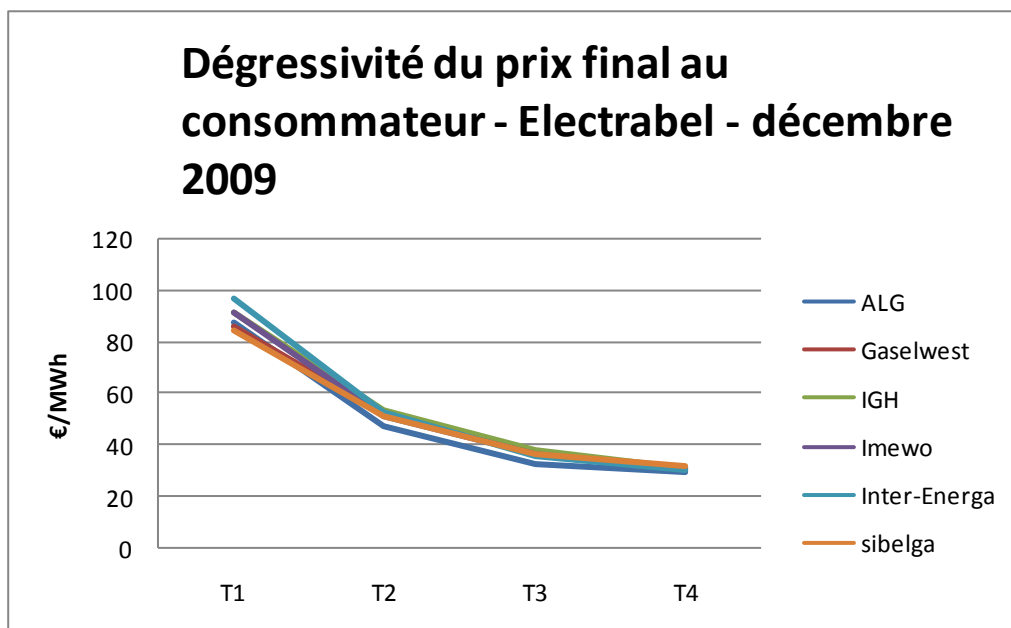
Décomposition du prix du gaz - client T4 (2.300.000 kWh/an) Electrabel en zone IGH - 2009

- Energie
- Transport
- Distribution (hors préel. publics)
- Prélèvements publics
- Taxe énergie & TVA



74. Les quatre graphiques tartes ci-avant montrent l'importance relative de chaque composante en 2009 dans une zone GRD moyenne (IGH) avec le fournisseur Electrabel. La part des tarifs de réseau (GRT et GRD) diminue au fur et à mesure que le volume augmente.

75. Le graphique suivant présente la dégressivité du prix final au consommateur en décembre 2009 dans les différentes zones de distribution avec le fournisseur Electrabel (les données obtenues avec Luminus donnent la même tendance). Il en ressort que le tarif du client type T4 n'atteint dans la plupart des cas que quarante pour cent du tarif du client type T1.



La dégressivité des tarifs est en partie liée à :

- 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 (T3 et T4) et la taxe énergie inférieure pour les clients T4 (>1 GWh/an).

La comparaison du client T1 au client T4 révèle clairement une convergence du prix final au consommateur entre les différentes zones de distribution. Cette convergence est le reflet de la part moins importante des tarifs de réseau de distribution dans le prix final au consommateur au fur et à mesure que le volume augmente.

III.3. Prix du fournisseur (énergie)

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

77. Les résultats présentés ci-dessous correspondent au prix de l'énergie qui est identique partout en Belgique par fournisseur. Les figures de gauche présentent les résultats en valeur absolue tandis que les figures de droite présentent les indices (2004=100).

78. 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 76) et sur le plan de la capacité des clients type. Il faut donc considérer les résultats obtenus pour la partie purement énergie avec prudence.

Figure 13 – Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (prix énergie) – €/MWh et 01/2004=100

Figure 13.1. – T1 – €/MWh

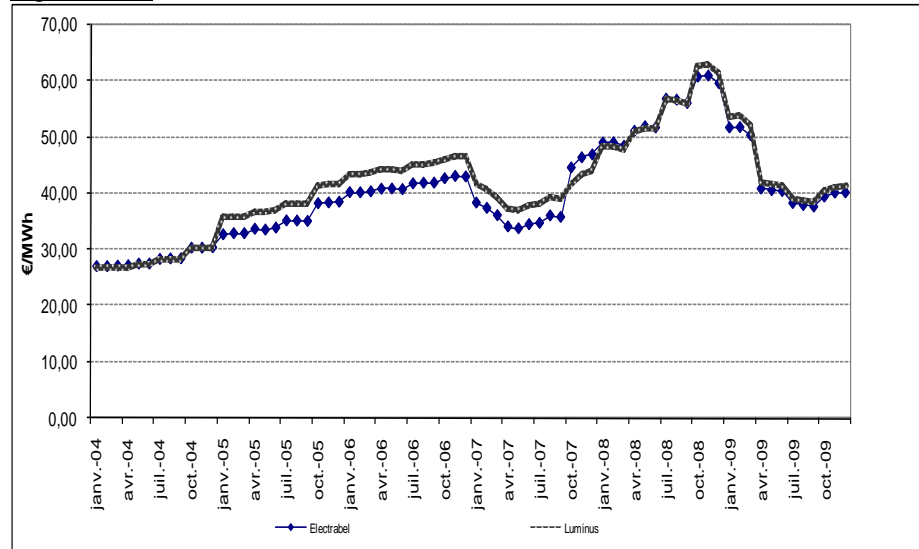


Figure 13.2. – T1 – 2004=100

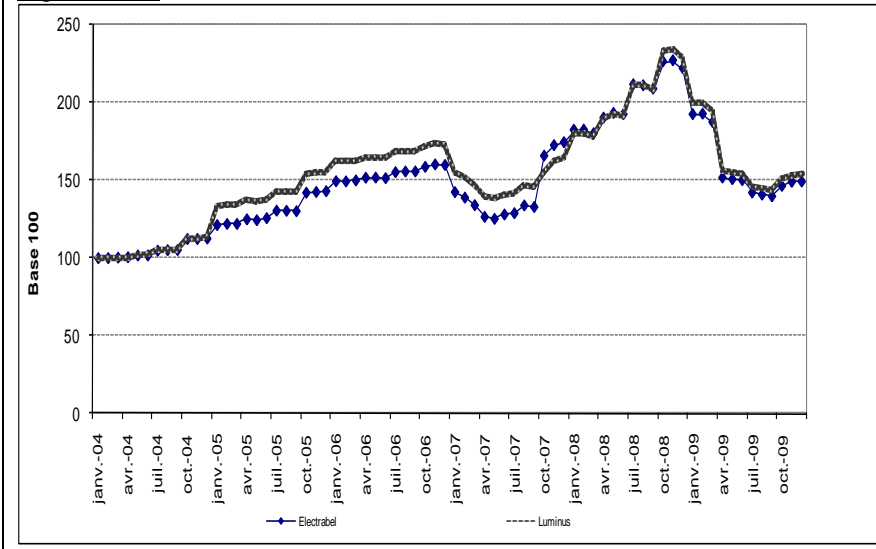


Figure 13.3. – T2 – €/MWh

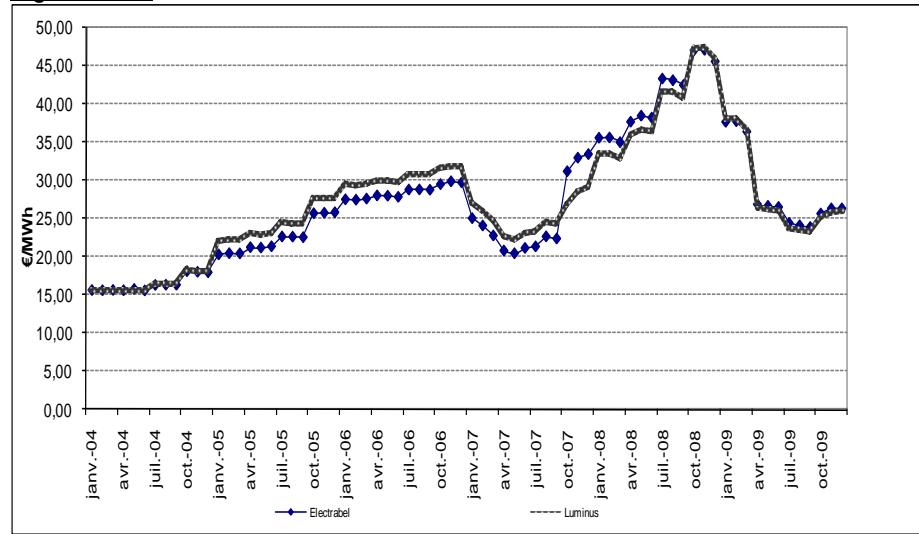


Figure 13.4. – T2 – 2004=100

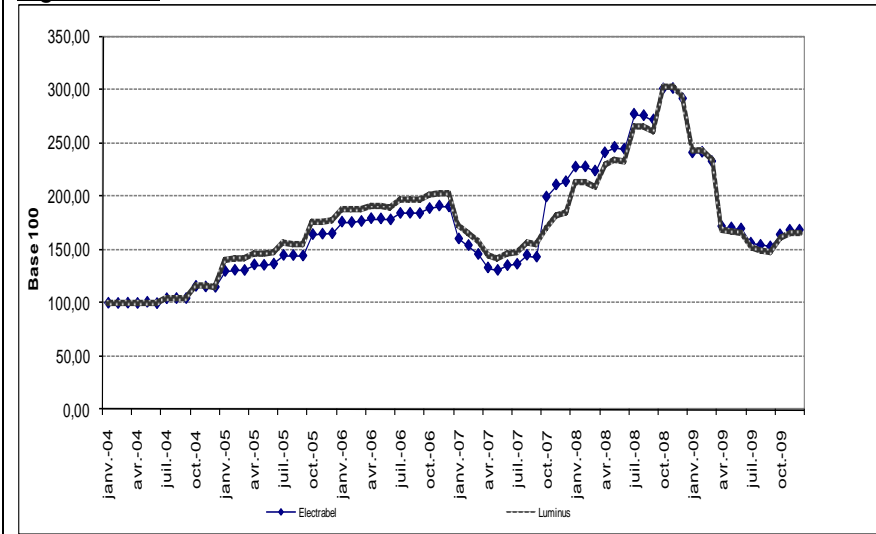


Figure 13 – Aperçu de l'évolution du prix du fournisseur (prix énergie) – €/MWh et 01/2004=100

Figure 13.5. – T3 – €/MWh

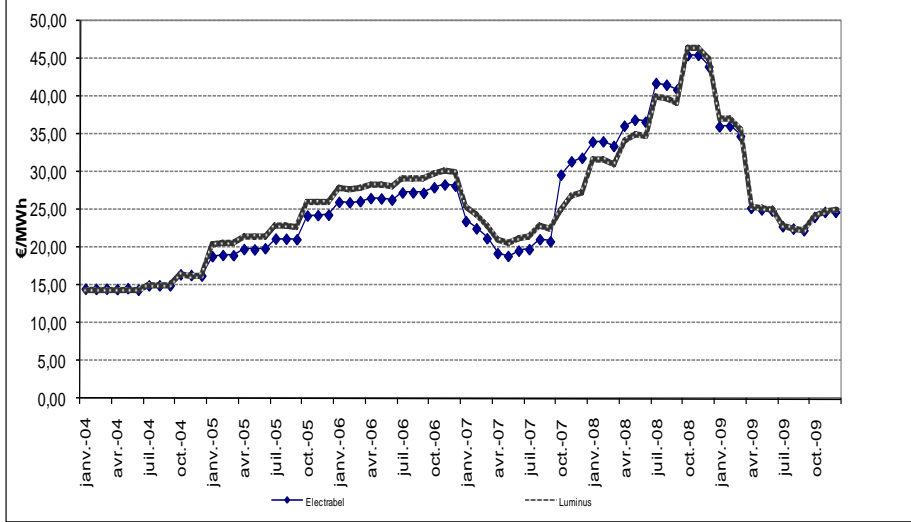


Figure 13.6. – T3 – 2004=100

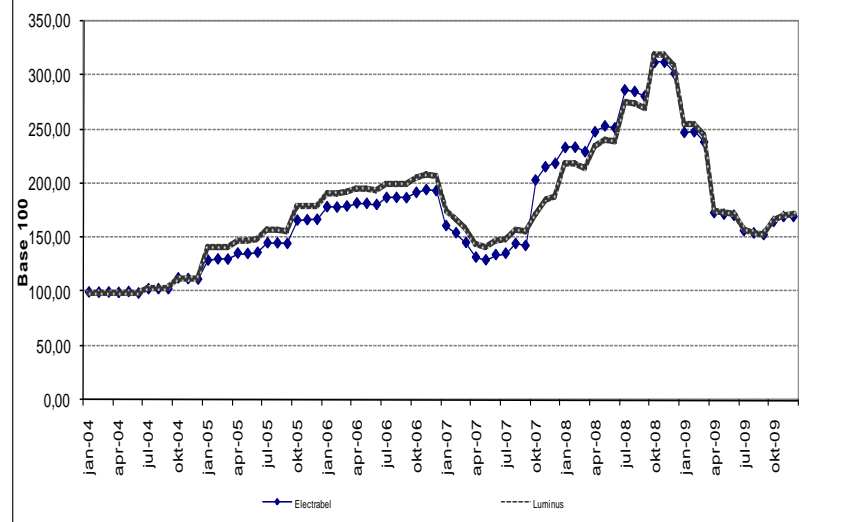


Figure 13.7. – T4 – €/MWh

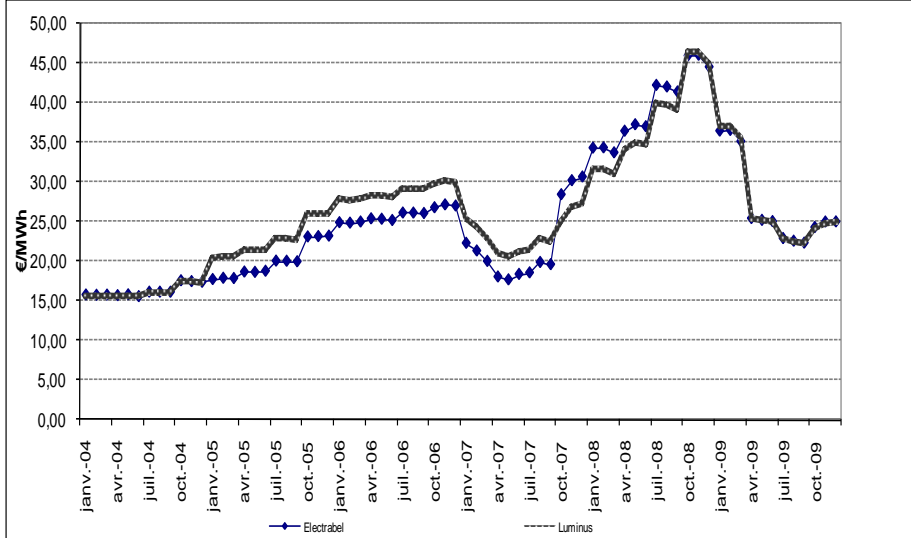
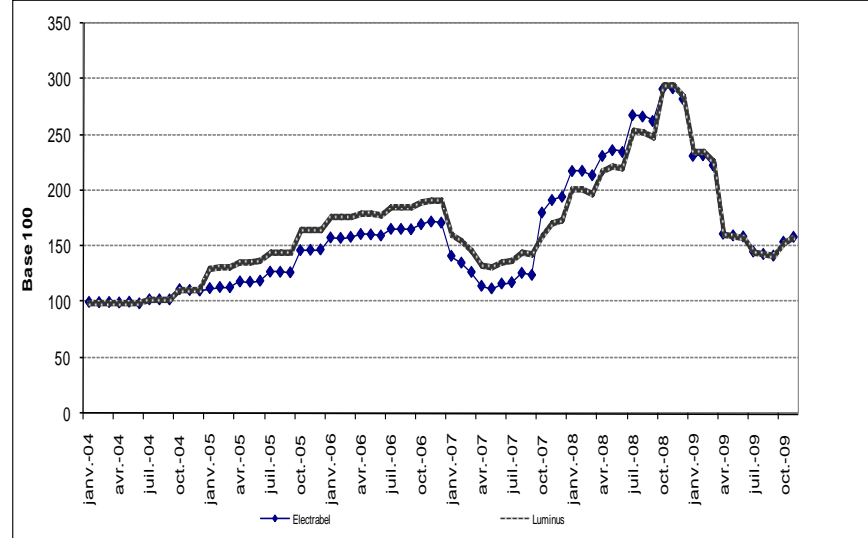


Figure 13.8. – T4 – 2004=100



79. La forte baisse constatée en 2007³⁰ 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) nettement plus volatile. Les hausses enregistrées durant l'automne 2007 (Electrabel, + 30 %) et en janvier 2008 (Luminus, + 9 %) et en octobre 2008 (Luminus, +10%) sont dues à un changement³¹ respectivement de paramètre et de formule.

80. 2008 a été une année très 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, Grp³² et Gpi³³ 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. La diminution importante observée en 2009 résulte de la poursuite de la chute des indices. Le chapitre IV comporte davantage d'informations sur l'évolution 2008-2009.

81. Pour Luminus, T3 et T4 ont été remboursés au tarif « Optimum Pro », et ce contrairement à l'étude du 19 mai 2009 dans laquelle le tarif « Luminus Actif » a été utilisé. Après consultation avec Luminus, il s'avère que le tarif « Optimum Pro » offre une meilleure application que le tarif "Luminus Actif". Dans le tarif "Optimum Pro" le terme proportionnel est de $21,30002 \cdot Igm + 5,42247 \cdot Igd$ (€/MWh) au lieu de $21,3 \cdot Igm + 4,96 \cdot Igd$ (€/MWh) chez "Luminus Actif".

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

31 Dans le paramètre Gpi « $0,25 \text{ HUB} + 0,0468 \text{ GOL603} + 4,83 [(CPIy-1/CPIy-2) - 0,02] - 7,86 / 21,21479$ », Electrabel a remplacé le terme -7,86 par -1,3. Les formules générant le terme proportionnel (en c€/kWh) n'ont par contre pas été modifiées.

Dans la formule générant le terme proportionnel (en c€/kWh) « $2,13 \text{ Igm} + 0,2504 \text{ Igd}$ », Luminus a remplacé 0,2504 par 0,387. Ce même paramètre a été remplacé par 0,496 en octobre 2008. Le paramètre Igm n'a par contre pas été modifié.

Les paramètres Gpi et Igm sont des paramètres commodity.

32 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. $\text{Grp} = -2,00 + 0,25 \text{ HUB} + 0,0468 \text{ GOL603}$.

33 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.

82. Depuis 2008, une nouvelle formule a été appliquée pour T4 chez Electrabel, et ce contrairement à l'étude du 19 mai 2009. Cette formule se base sur l'indice Grp à la place de l'indice Gpi. Les paramètres ont donc également été modifiés. La nouvelle formule est la suivante :

$$\text{Terme fixe} = 400 * \text{Igd}$$

$$\text{Terme proportionnel} = 0.1 * \text{Grp} + 0.4751 * \text{Igd} \text{ (c€/KWh)}$$

83. Les évolutions du prix du fournisseur (énergie) entre janvier 2004 et décembre 2009 appellent les remarques suivantes :

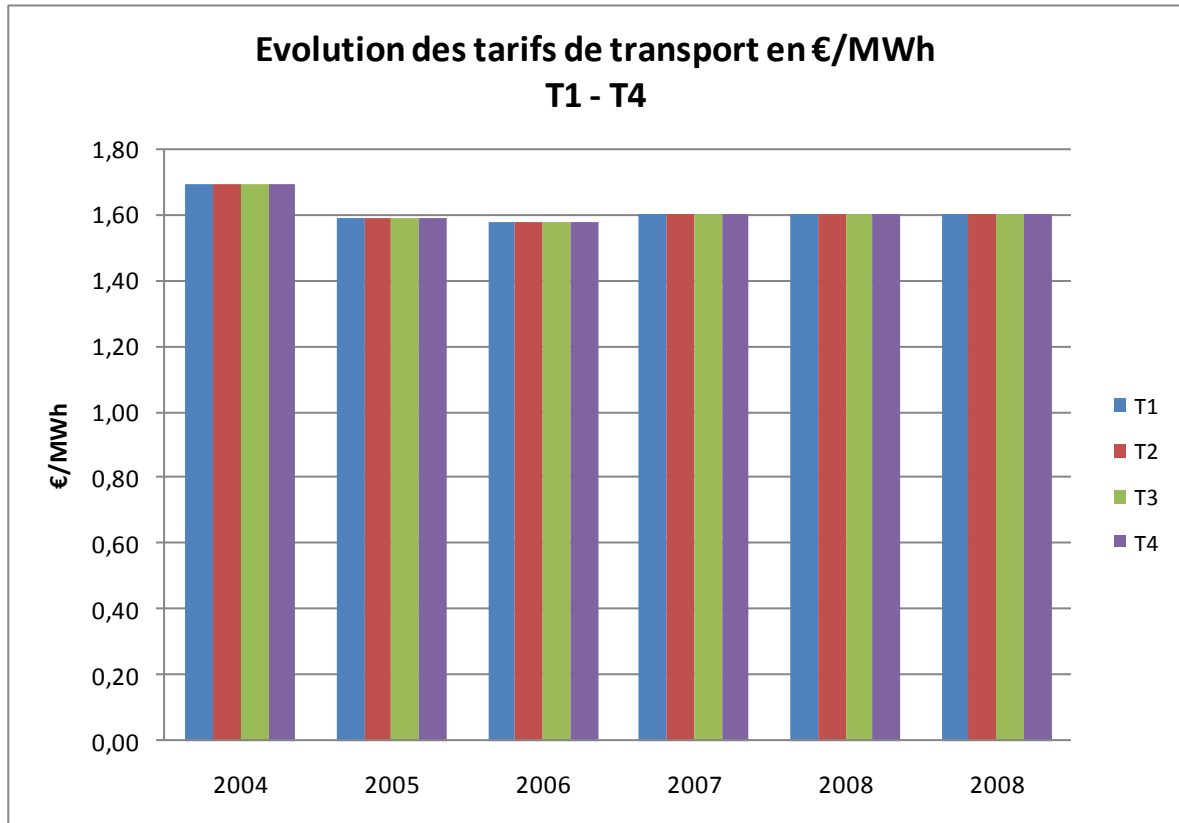
- les hausses de la composante énergie vont d'environ 49% pour un client T1 à environ 70% pour les clients restants chez Electrabel. Ces hausses sont dues au renchérissement des produits pétroliers sur lesquels sont indexés les prix de la molécule de gaz.
- au niveau des montants de Luminus, les hausses varient de 53% (T1) à environ 70% (clients restants).
- les hausses constatées sont le résultat de différentes modifications des formules tarifaires/paramètres des fournisseurs (janvier 2007 pour Electrabel, octobre 2007, janvier 2008 et octobre 2008 pour Luminus) ainsi que de l'indexation sur la base des paramètres.
- Hormis les changements tarifaires de 2007/2008 (voir ci-dessus), 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*.

III.4. Tarif du gestionnaire de réseau de transport

84. Les tarifs 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 les cinq dernières années, comme le montre le graphique ci-dessous.

85. 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 de transport estimés afférents aux quatre différents clients types.

86. Les tarifs pour 2008 et 2009 sont un prolongement des tarifs 2007 après refus de la proposition tarifaire. 2010 marque le retour des tarifs de transport approuvés pour Fluxys.



III.5. Tarif des gestionnaires de réseau de distribution

87. Les graphiques ci-après montrent l'évolution 2004-2009 pour les tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics) par GRD pour chaque client type. Il en ressort que tous les tarifs de réseau de distribution, excepté le tarif T1, ont marqué une baisse continue jusqu'à l'exercice 2007. Cette évolution a été cependant neutralisée à l'exercice 2008 où l'on retrouve le niveau atteint en 2004, excepté pour le tarif T4 qui reste inférieur. La hausse des tarifs de réseau de distribution s'explique en partie par :

- les arrêts de la cour d'appel
- la signature d'une transaction avec plusieurs GRD ;
- la baisse des excédents et la hausse des déficits ;
- la diminution des taux OLO en 2006 utilisés comme paramètre dans le calcul de la rémunération équitable ;
- l'évolution de la valeur des capitaux investis

En 2009, les tarifs de 2008 sont toujours facturés jusqu'à l'obtention de tarifs approuvés pour 2009. 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. Les tarifs 2009-2012 approuvés sont basés sur l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008³⁴. Cet arrêté est à l'origine de la hausse continue des tarifs du réseau de distribution. Vous trouverez davantage d'informations à ce sujet au chapitre IV.

88. Les évolutions 2004-2009 peuvent être quelque peu différentes d'un client type à l'autre. On relève ainsi :

- une hausse de 40 % pour le clients type T1
- une hausse de 11 % pour le client type T2
- une hausse de 14 % pour le clients type T1
- une baisse de 3 % pour le client type T4

La hausse pour le client type T1 est principalement due au changement de la structure tarifaire à partir de 2006 et aux des redevances fixes relativement élevées appliquées par certains GRD pour cette catégorie de clientèle.

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.

34 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).

Figure 14 – Aperçu de l'évolution du tarif du réseau de distribution – €/MWh et 01/2004 = 100

Figure 14.1. T1 – €/MWh

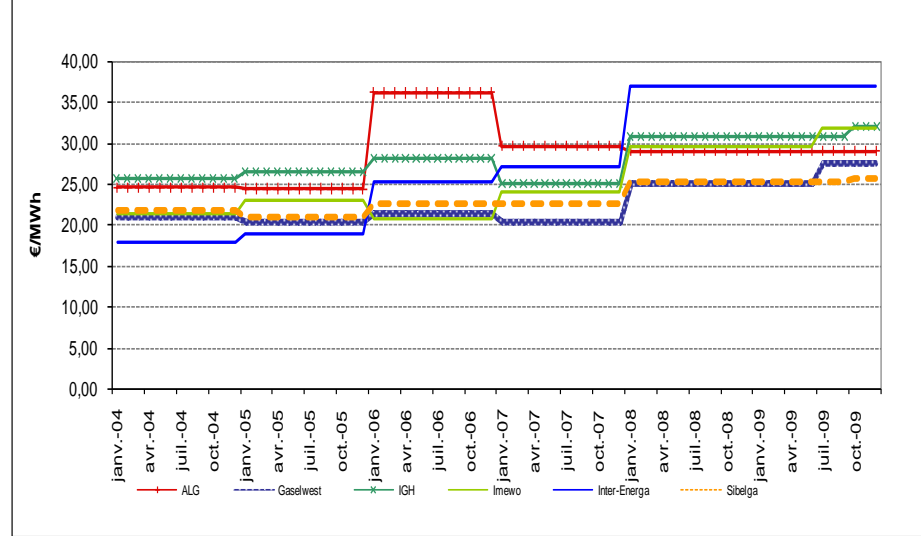


Figure 14.2. T1 – 01/2004 = 100

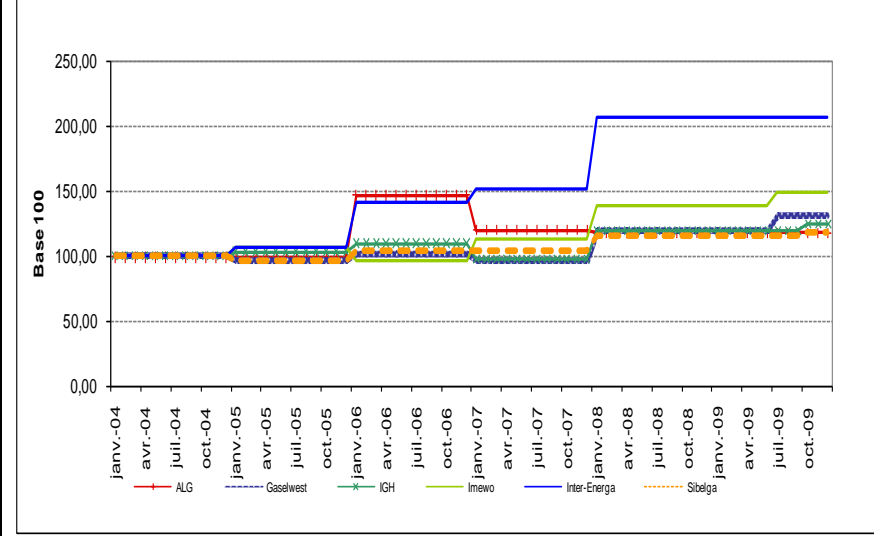


Figure 14.3. T2 – €/MWh

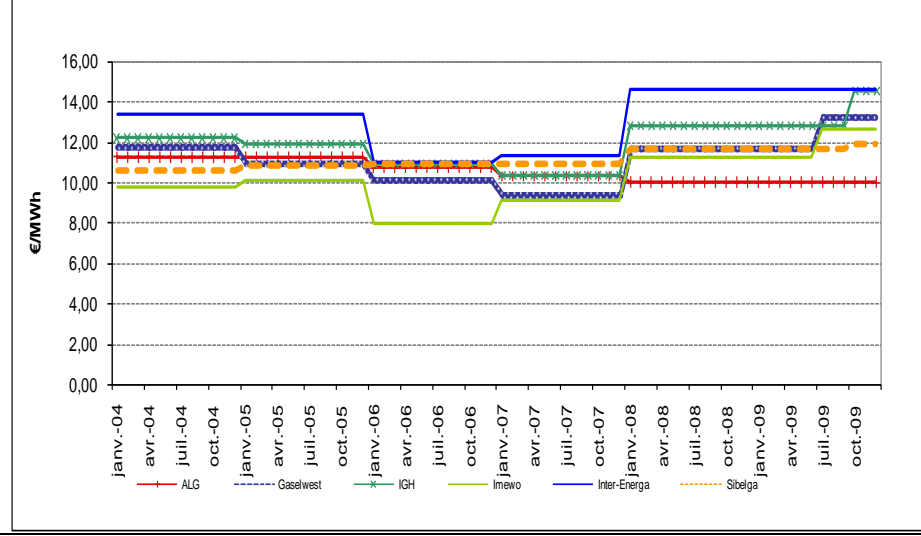


Figure 14.4. T2 – 01/2004 = 100

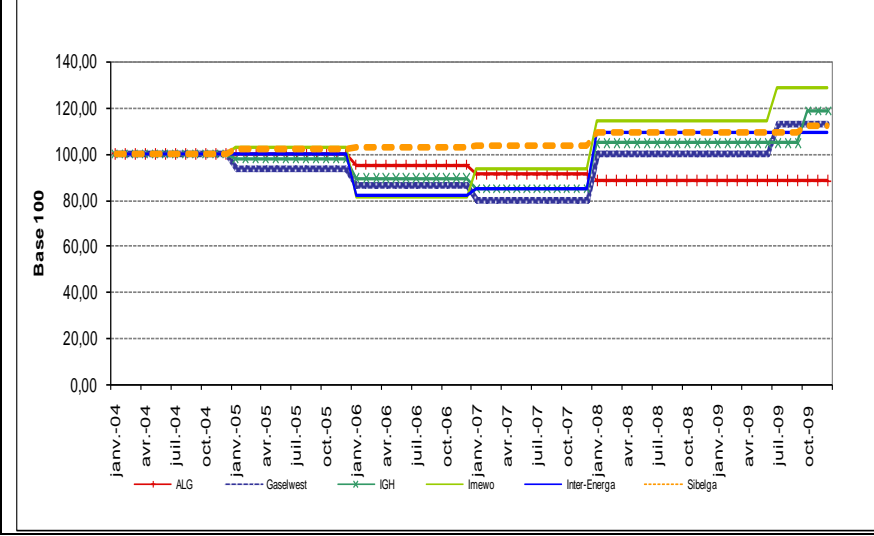
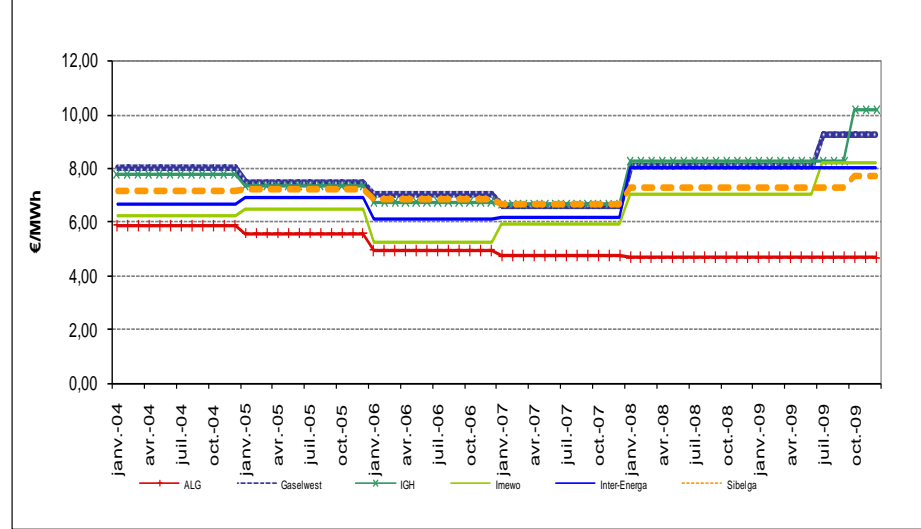


Figure 14 – Aperçu de l'évolution du tarif du réseau de distribution – €/MWh et 01/2004 = 100

Figure 14.5. T3 – €/MWh



Figurur 14.6. T3 – 01/2004 = 100

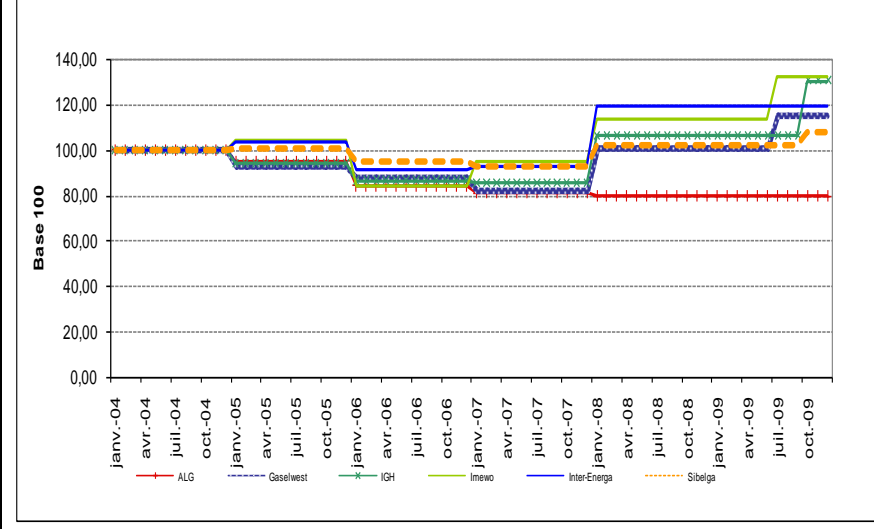


Figure 14.7. T4 – €/MWh

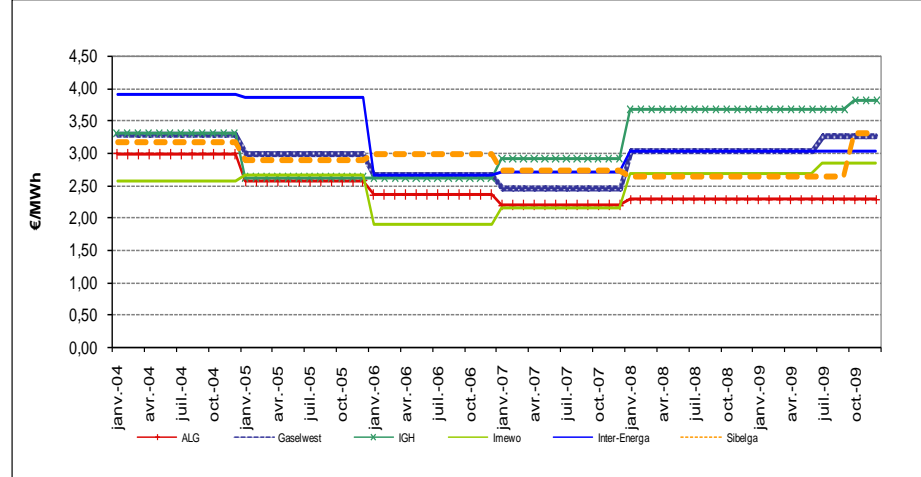
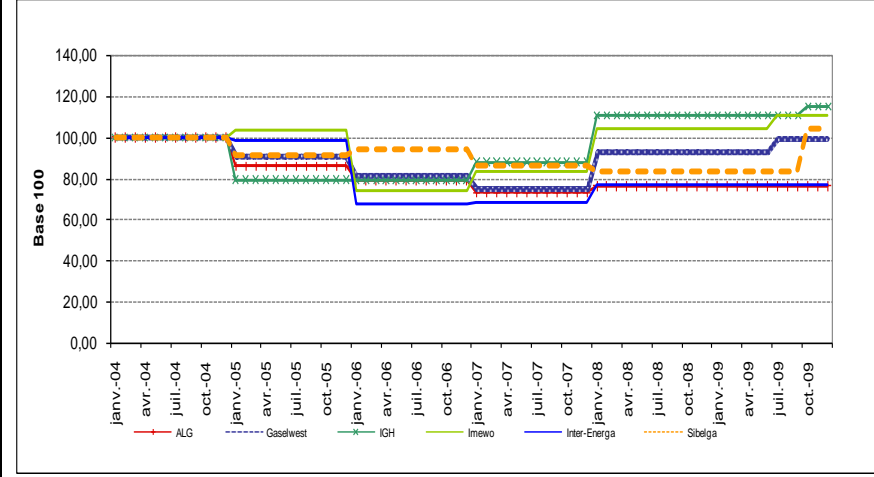


Figure 14.8. T4 – 01/2004 = 100



89. Les tarifs du réseau de distribution comportent de nombreuses composantes telles que des obligations de service public (OSP) et des transferts. Les graphiques ci-dessous (exprimés en €/MWh) permettent d'observer l'importance relative de toutes les composantes distribution pour chaque client type et pour chaque GRD.

Etant donné que les évolutions relatives au T3 sont relativement similaires à celles du T2, les graphiques y relatifs n'ont pas été repris ici. Les évolutions relatives au T1 sont par contre reprises pour illustrer l'impact du changement de la structure tarifaire en 2006 chez la plupart des GRD (en particuliers ALG et Inter-Energa). Etant donné le grand nombre de graphiques pour ce point, seuls les montants en valeur absolue ont été repris ici.

On distingue dans ces graphiques les composantes suivantes analysées ci-avant :

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

Ces graphiques sont construits de la même manière que ceux relatifs à l'électricité. 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 – €/MWh

Figure 15.1. T1 – ALG - €/MWh

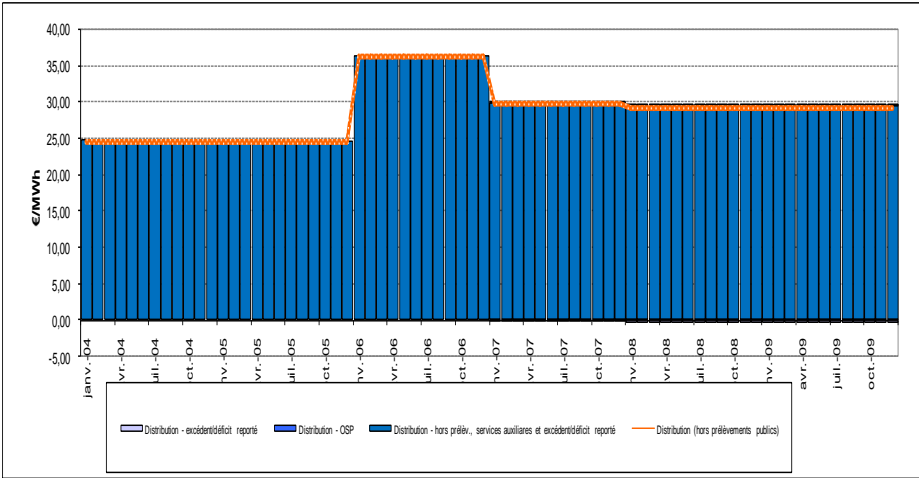


Figure 15.2. T1 – Gaselwest - €/MWh

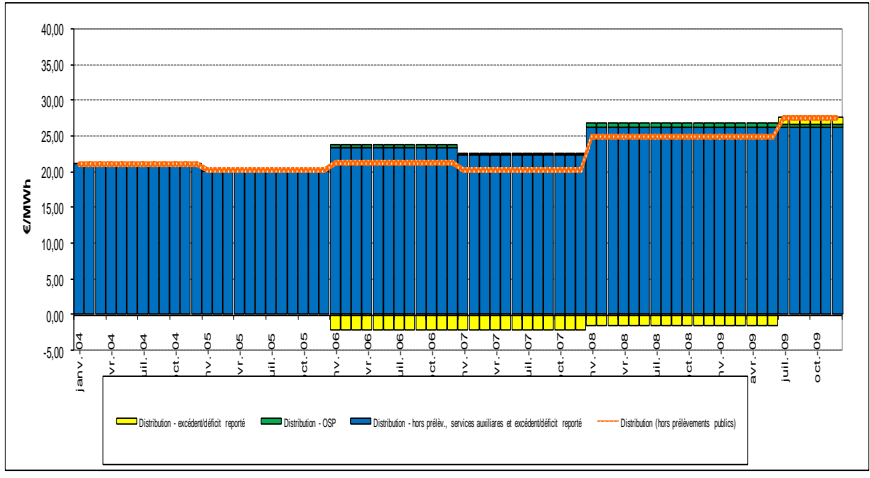


Figure 15.3. T1 – IGH - €/MWh

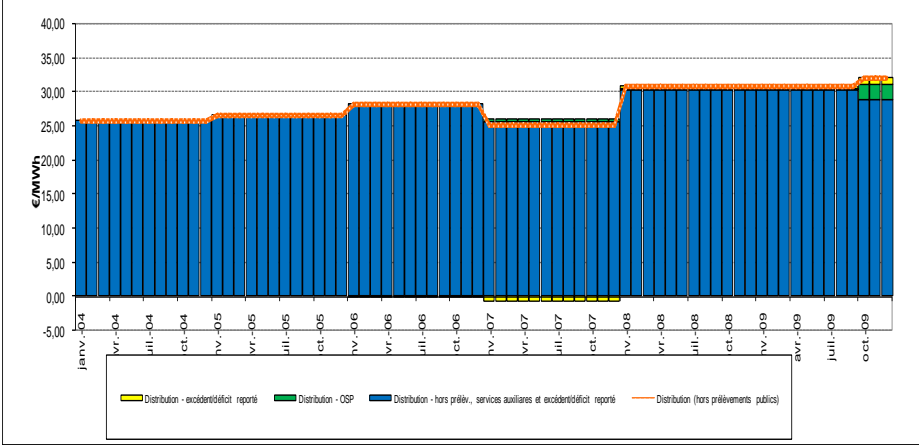


Figure 15.4. T1 – Imewo - €/MWh

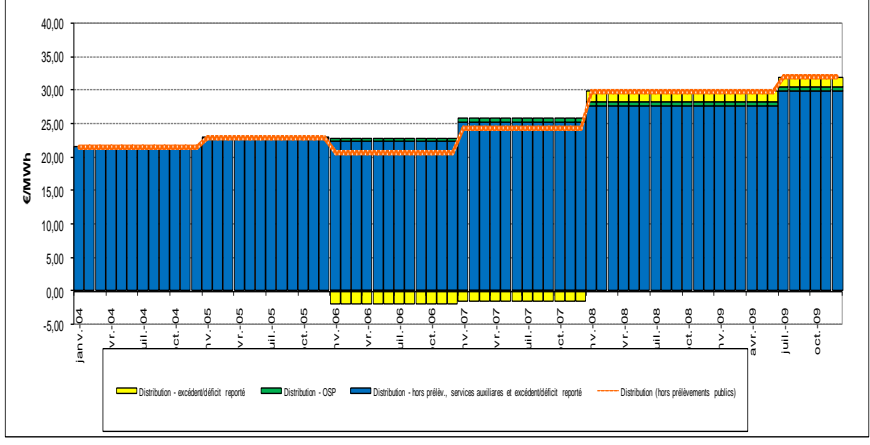


Figure 15 – Aperçu des principales composantes du tarif du réseau de distribution – €/MWh

Figure 15.5. T1 – Inter-Energa - €/MWh

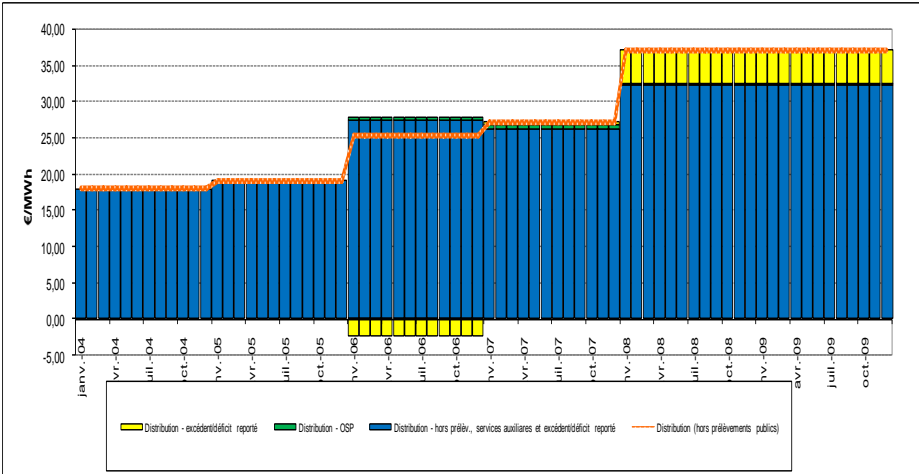


Figure 15.6. T1 – Sibelga - €/MWh

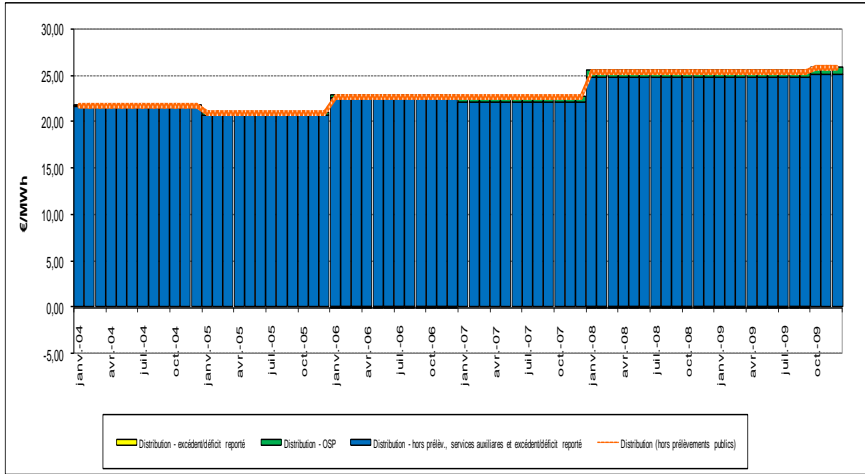


Figure 15.7. T2 – ALG - €/MWh

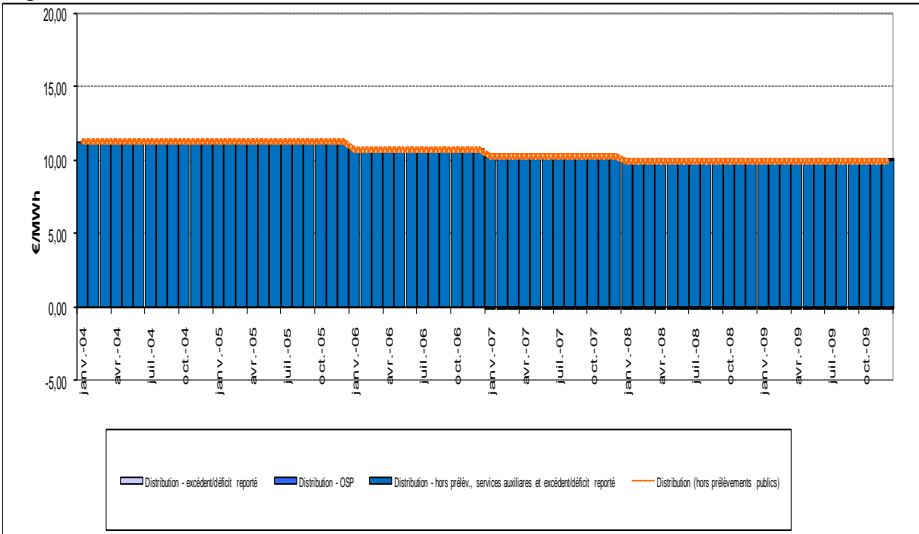


Figure 15.8. T2 – Gaselwest - €/MWh

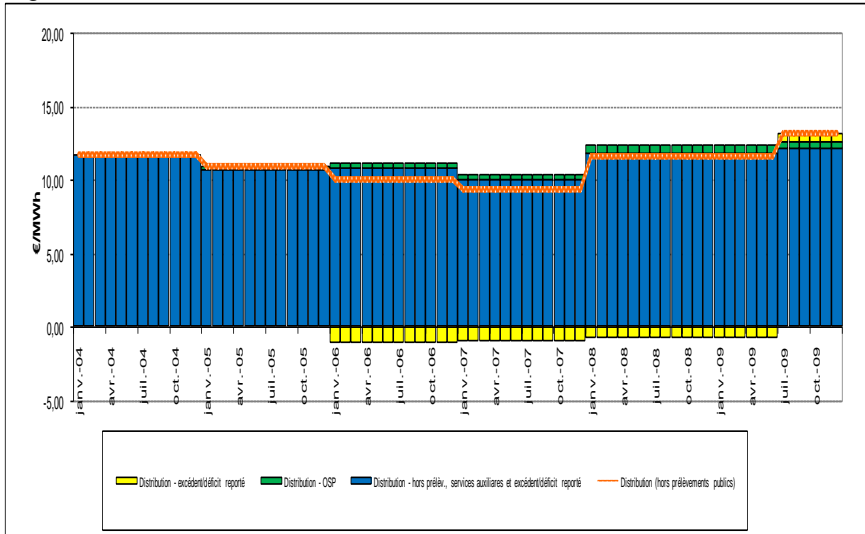


Figure 15 – Aperçu des principales composantes du tarif du réseau de distribution – €/MWh

Figure 15.9. T2 – IGH - €/MWh

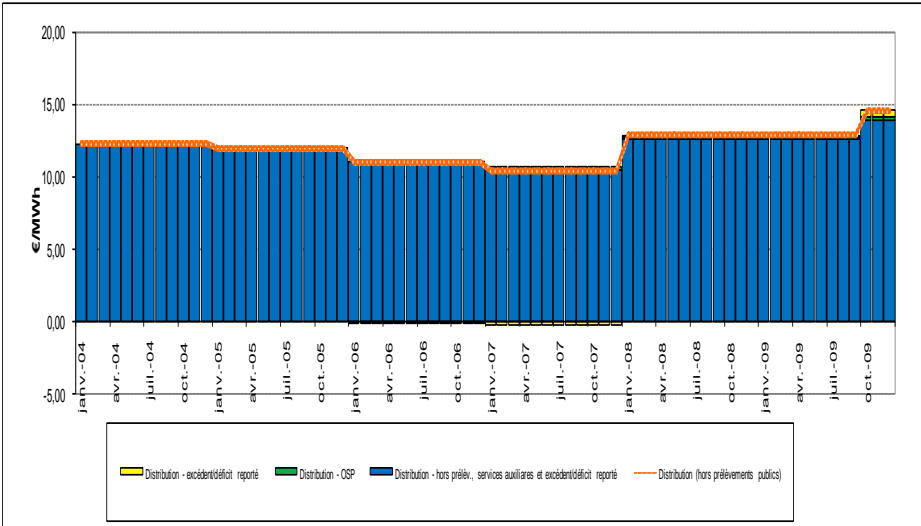


Figure 15.10. T2 – Imewo - €/MWh

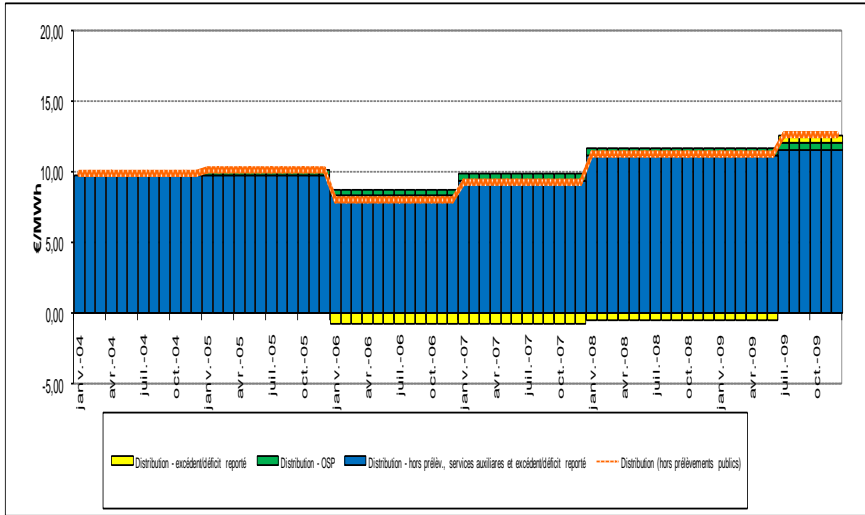


Figure 15.11. T2 – Inter-Energa - €/MWh

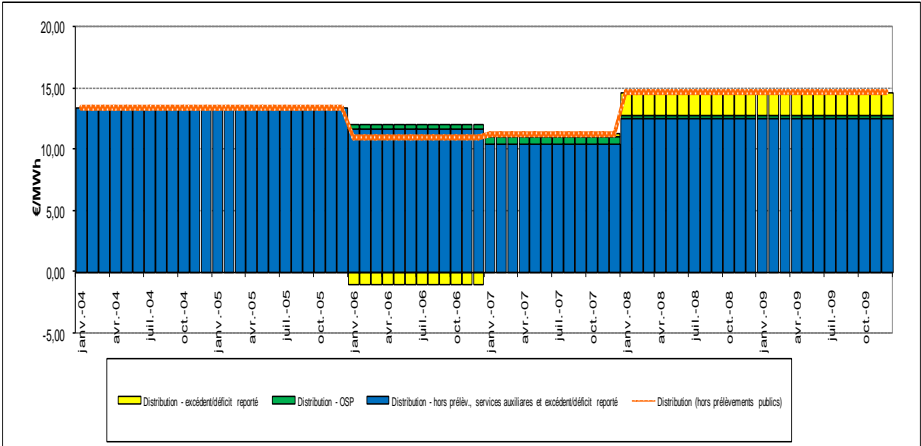


Figure 15.12. T2 – Sibelga - €/MWh

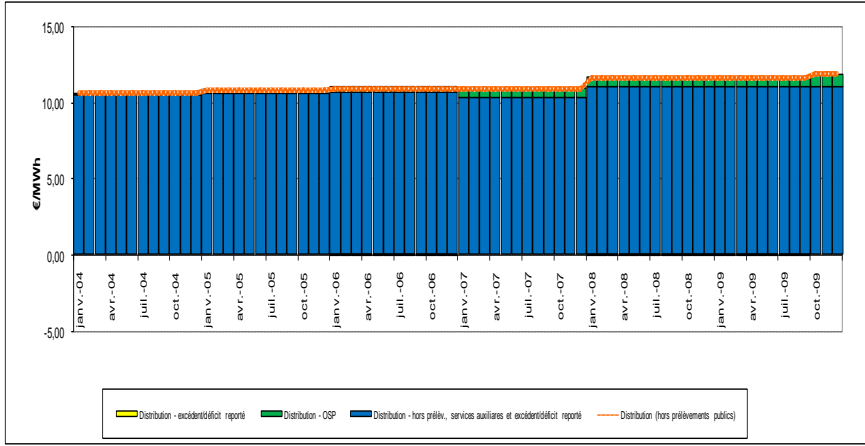


Figure 15 – Aperçu des principales composantes du tarif du réseau de distribution – €/MWh

Figure 15.13. T4 – ALG - €/MWh

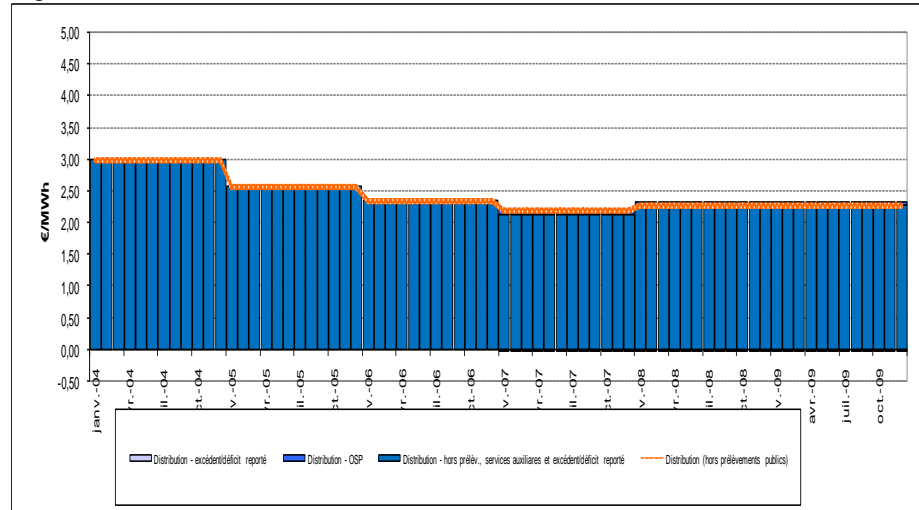


Figure 15.14. T4 – Gaselwest - €/MWh

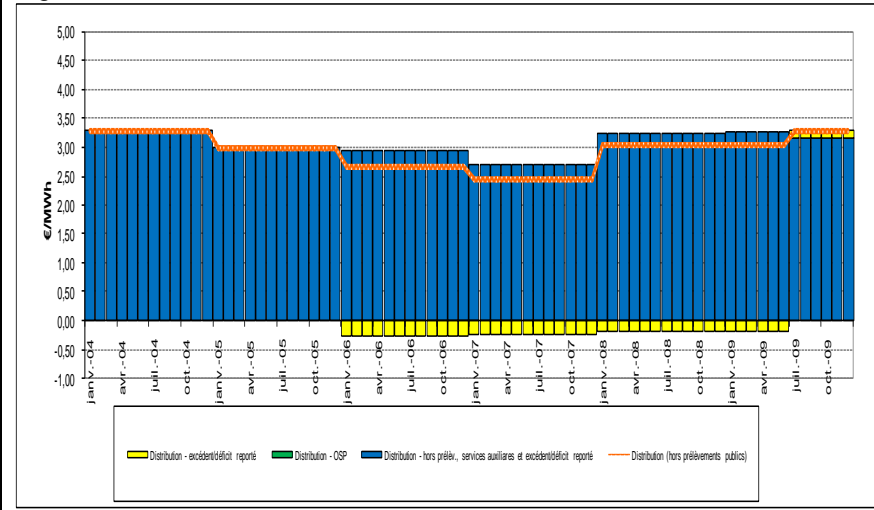


Figure 15.16. T4 – IGH - €/MWh

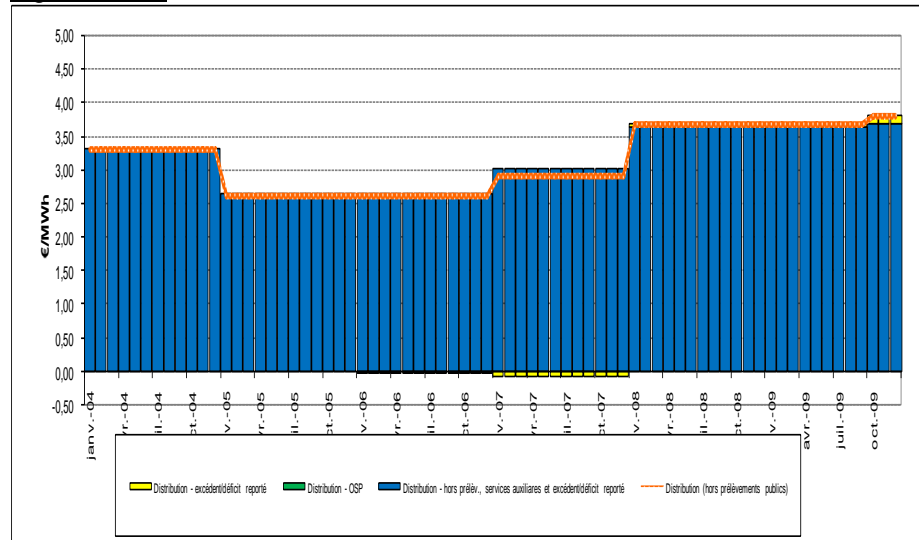


Figure 15.17. T4 – Imewo - €/MWh

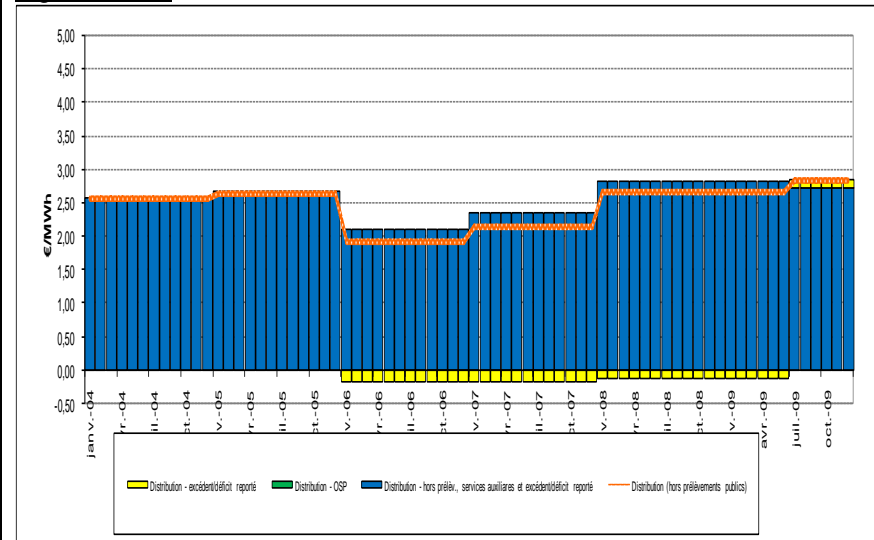


Figure 15 – Aperçu des principales composantes du tarif du réseau de distribution – €/MWh

Figure 15.18. T4 – Inter-Energa - €/MWh

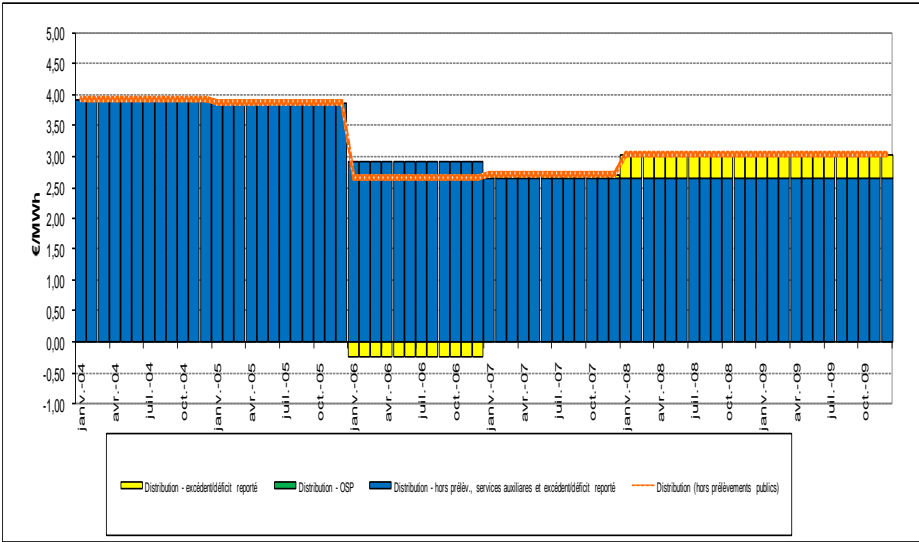
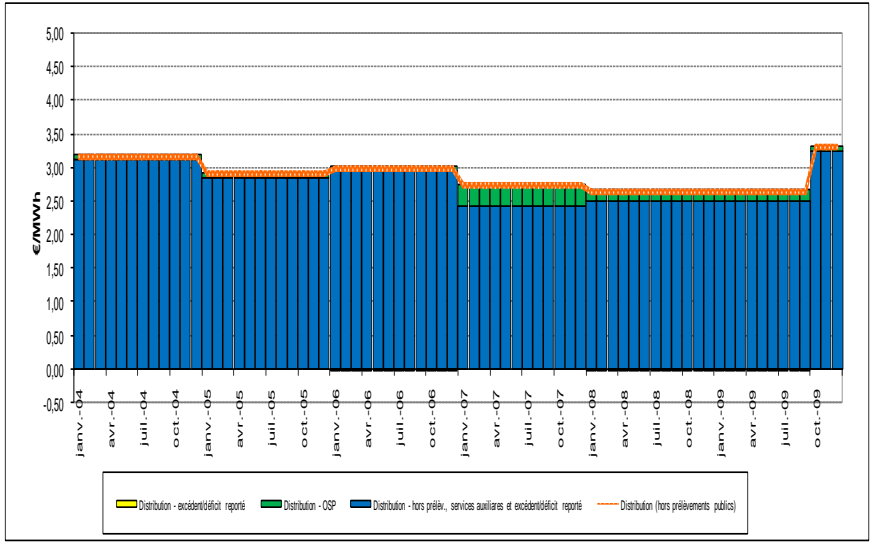


Figure 15.19. T4 – Sibelga - €/MWh



90. Coûts des OSP

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

Il apparaît à nouveau ici clairement que les OSP sont les plus importantes à Bruxelles (près de € 0,70/MWh), à l'exception d'IGH, à partir des 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. Ceci dit, la Flandre (secteur mixte) déploie de plus en plus d'efforts dans ce domaine et l'écart avec la Bruxelles se réduit à € 0,30/MWh en 2009. Il en va autrement en Wallonie où le gouvernement régional a décidé d'utiliser un autre mode de financement³⁵ pour ces mesures.

Sibelga est le seul GRD qui prévoit des primes spécifiques pour les clients de type T4 (grands tertiaires et industriels) au contraire des autres GRD qui ne prévoient rien à cet effet.

Avec l'approbation des tarifs pluriannuels 2009-2012, les coûts liés aux obligations de service public sont inclus dans un tarif distinct. Pour Gaselwest et Imewo, ce tarif est de € 0,50/MWh. Pour IGH, il s'agit de € 2,16/MWh et pour Sibelga il s'agit de € 0,80/MWh. 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.

91. Excédent/déficit reporté.

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. C'est pourquoi les tarifs de réseau de distribution 2008 sont prolongés pour la totalité de 2009.

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.

92. 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 1er 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, le tarif du réseau de distribution est encore prolongé pour 2008. Ainsi, les soldes d'exploitation ne sont pas incorporés pour ALG. IEH 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.

III.6. Prélèvements publics

93. Comme mentionné précédemment, les prélèvements publics figurent dans les composantes tarifaires distribution et fourniture.

94. Dans les tarifs de réseau de distribution de gaz, on retrouve comme prélèvements publics :

- la redevance de voirie (Flandre et Bruxelles, n'existe pas en Wallonie)
- l'impôt des personnes morales (uniquement GRD mixtes).

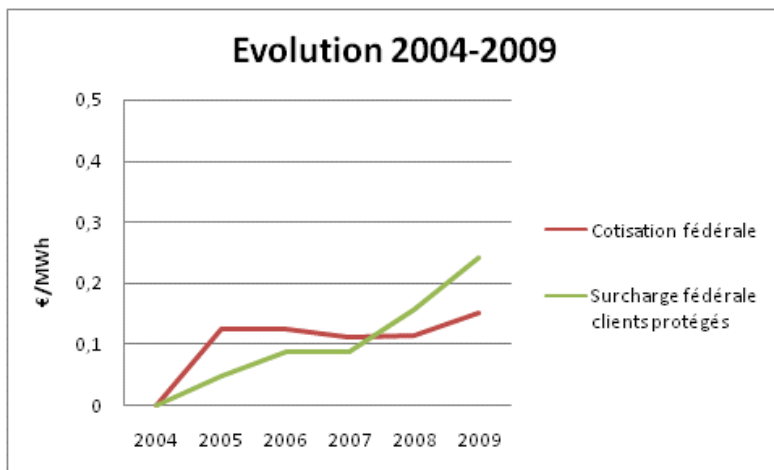
Il existe de grandes divergences entre GRD. Les clients situés à Bruxelles subissent les prélèvements publics les plus élevés (un peu plus de € 1,00/MWh). Ceci est essentiellement dû à la redevance de voirie qui est environ sept fois supérieure à celle pratiquée dans les zones mixtes en Flandre, alors que cette redevance n'existe pas en Wallonie, ni dans les zones pures en Flandre.

95. Les autres prélèvements fédéraux et régionaux sont :

- la cotisation fédérale (€ 0,1511/MWh en 2009) qui finance le fonds OSP géré par les CPAS et au financement des frais de fonctionnement de la CREG ;
- la surcharge fédérale clients protégés (€ 0,2415/MWh en 2009) 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 2009) 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 est illustrée dans la figure ci-dessous.



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).

96. Les graphiques ci-après présentent tous les prélèvements publics par groupe de clients [GC1 (T1 à T3) et GC2 (T4)] et par GRD pour la période 2004-2009.

Si l'on souhaite vérifier l'évolution des prélèvements publics fédéraux (cotisation fédérale et surcharge clients protégés), il y a moyen de consulter les graphiques relatifs à Inter-Energa. Ce GRD ne subit en effet aucun autre prélèvement public régional et/ou communal.

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

Figure 16.1. T1 à T3 – €/MWh

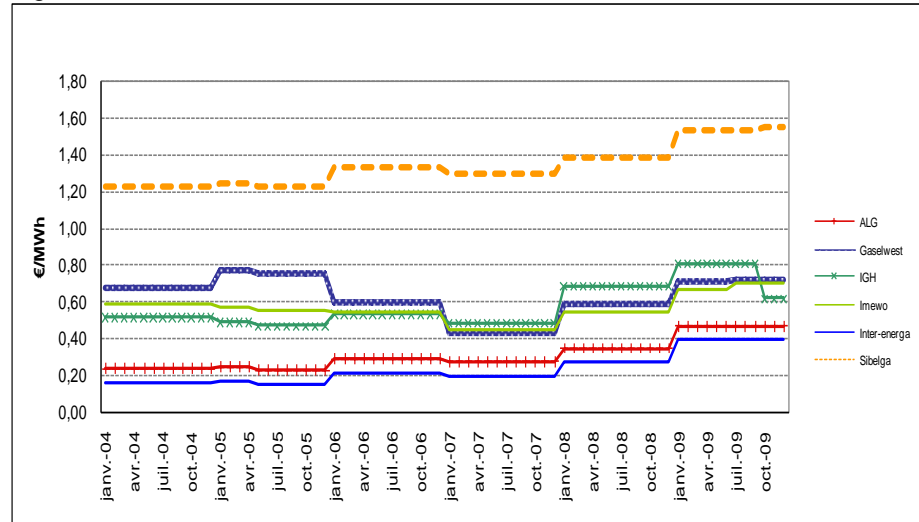


Figure 16.2. T1 à T3 – 01/2004=100

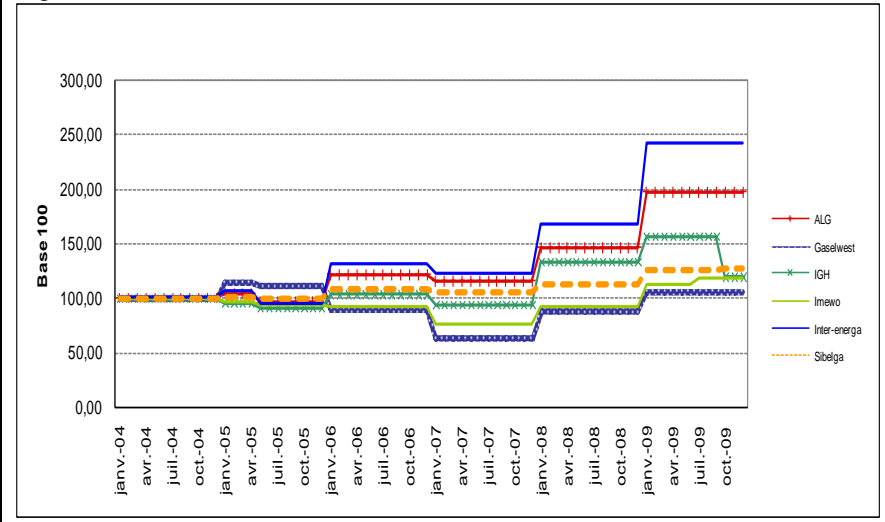


Figure 16.3. T4 – €/MWh

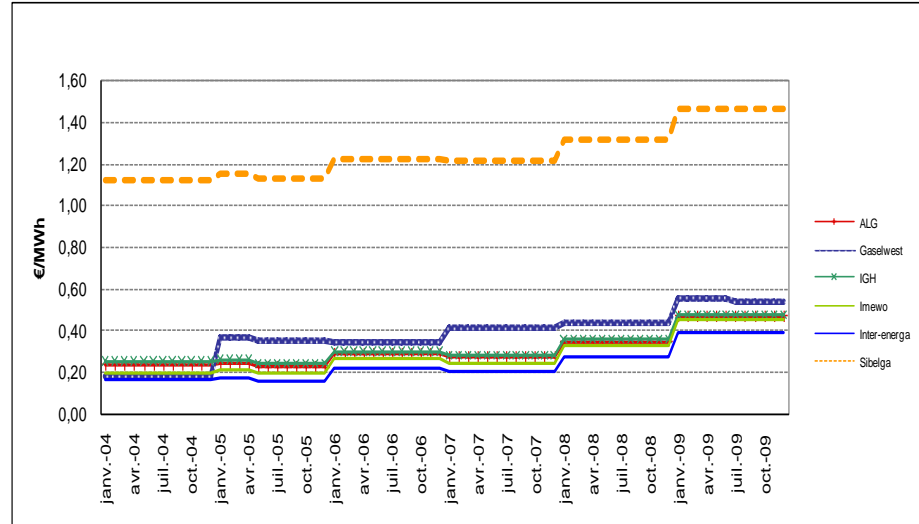
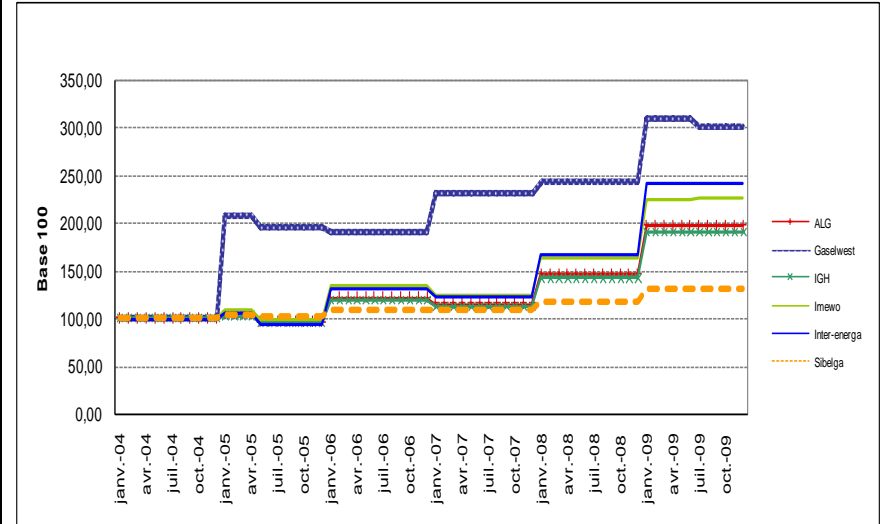


Figure 16.4. T4 – 01/2004=100



III.7. Taxe sur l'énergie et TVA

97. La taxe sur l'énergie et la TVA est, après les composantes énergie et distribution, la composante qui a l'impact le plus important sur la facture des clients pour T1-T3.

98. La taxe sur l'énergie ou cotisation énergie finance le fonds pour l'équilibre financier de la sécurité sociale. On observe une évolution divergente de cette taxe pour les clients résidentiels et tertiaire d'une part (T1 à T3) et pour les clients industriels d'autre part (T4).

- T1 à T3 : le montant est passé de € 1,1589/MWh sur la période 2004-2006 à € 0,9889/MWh à partir de 2007 ;
- T4 : le montant est passé de € 0,00/MWh sur la période 2004-2006 à € 0,3682/MWh à partir de 2007.

Une TVA est due sur la cotisation énergie.

99. La TVA est restée inchangée à 21 % sur la période observée. Tous les éléments liés à la tarification du gaz naturel sont soumis à la TVA, à l'exception de la surcharge clients protégés et de la redevance de raccordement wallonne.

Si le pourcentage de la TVA est resté identique, il n'en va pas de même pour la TVA. Celles-ci ont en effet augmenté considérablement entre 2004 et 2009 suite à la hausse constante des composantes du prix, en particulier du prix de l'énergie.

100. Les graphiques ci-après présentent l'évolution cumulée de la taxe énergie et de la TVA pour les clients T1 et T2 (résidentiels). 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 les clients T3 et T4 dont l'immense majorité récupèrent la TVA.

Les hausses des montants cumulés de TVA et de taxe énergie sur la période 2004-2009 se montent en moyenne à 25% pour T1 et T2.

Figure 17 – Aperçu de l'évolution de la TVA et de la taxe énergie – €/MWh et 01/2004=100

Figure 17.1. T1 – €/MWh

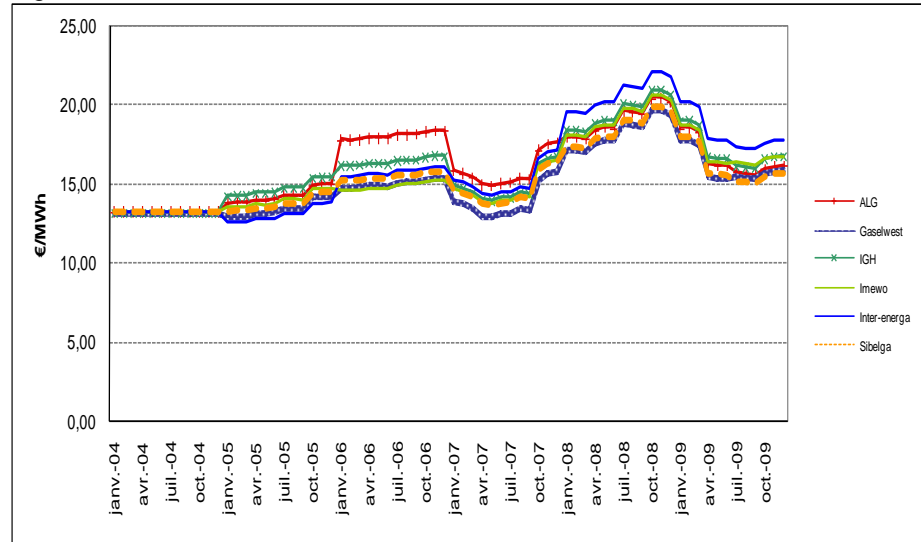


Figure 17.2. T1 – 01/2004=100

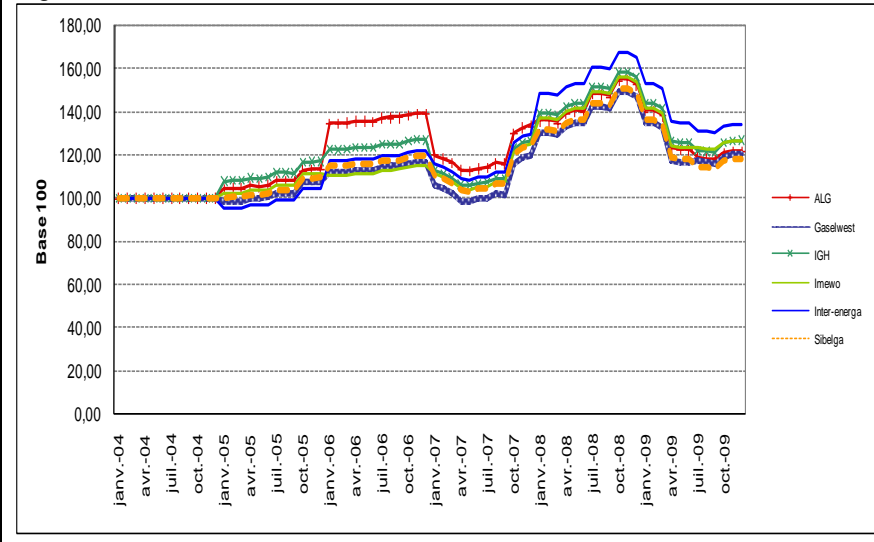


Figure 17.3. T2 – €/MWh

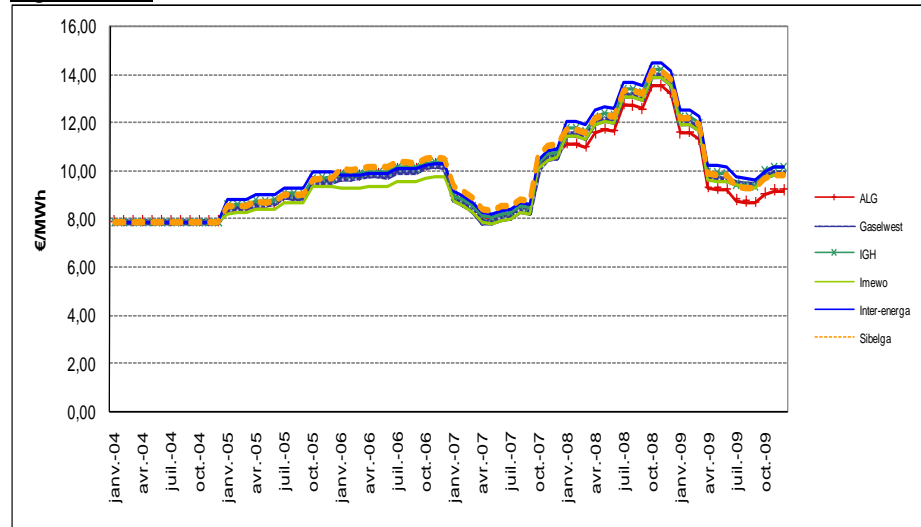
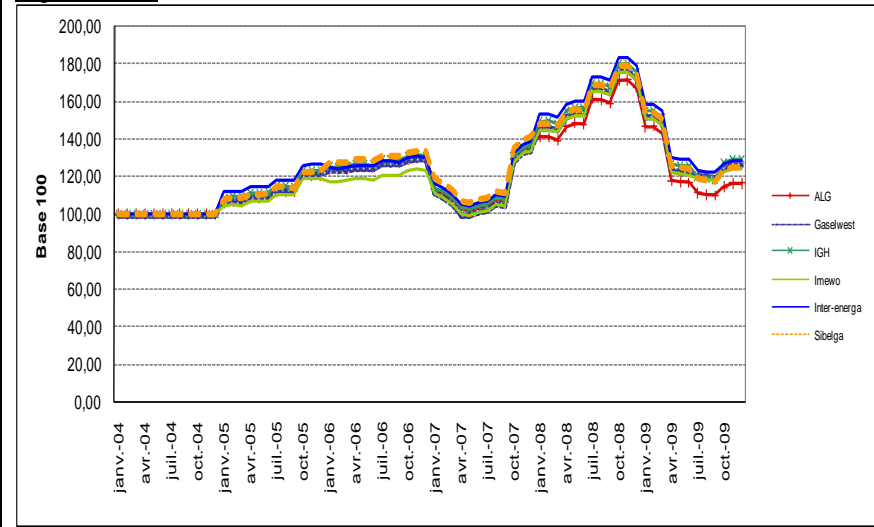


Figure 17.4. T2 – 01/2004=100



IV. EVOLUTION 2008-2009

IV.1. Electricité

101. Il ressort des graphiques 1.1. à 1.12 inclus que le prix final au consommateur a diminué par rapport à décembre 2008 pour tous les types de clients, tous les gestionnaires de réseau de distribution et tous les fournisseurs. La principale cause de cette évolution est la diminution des indices dans le prix du fournisseur. La suppression de la taxe Elia a pour effet de renforcer cette diminution pour les gestionnaires du réseau de distribution mixtes flamands. Cette diminution est compensée en partie par la cotisation fédérale plus élevée, les contributions plus élevées pour l'énergie renouvelable et la cogénération et les tarifs de distribution approuvés 2009-2012 pour Imewo, Gaselwest, IEH et Sibelga. Les principaux effets feront l'objet d'une discussion pour les clients résidentiels et professionnels.

IV.1.1 Clients résidentiels

102. Par rapport à décembre 2009, le prix de fourniture a diminué de 22,52% pour Luminus et de 26,02% pour Electrabel en Flandre pour un client Dc. Cette diminution est due en premier lieu à l'évolution des indices. En outre, le prix unitaire pour des kWh gratuits a augmenté, ce qui représente une diminution plus importante pour les clients. Enfin, en février 2009, Electrabel a réduit son tarif de 2,00%³⁷. Pour les clients wallons, le prix du fournisseur a diminué de 18,24% chez Electrabel et de 16,36% chez Luminus. On observe la même tendance pour un client Db et Dc1. En effet, le prix du fournisseur est basé sur les mêmes paramètres, à savoir Ne, Nc et lem.

Indices	dec-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
Ne	1,55	1,55	1,55	1,54	1,54	1,54	1,53	1,53	1,52	1,53	1,53	1,53	1,53
Nc	2,40	2,11	1,72	1,48	1,34	1,39	1,43	1,41	1,41	1,42	1,44	1,41	1,41
lem	2,48	2,44	2,22	2,11	1,99	1,81	1,60	1,45	1,43	1,39	1,38	1,38	1,38

Indices	dec-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
Ne	100,00	99,95	99,61	99,27	98,96	98,91	98,63	98,38	98,13	98,30	98,54	98,75	98,75
Nc	100,00	87,81	71,44	61,49	55,62	57,92	59,44	58,77	58,81	59,01	59,77	58,60	58,60
lem	100,00	98,46	89,41	85,09	80,43	73,16	64,76	58,63	57,56	56,30	55,70	55,70	55,70

37 Le tarif Energy Plus ELEC 35 est passé de $59,28 \cdot Ne$ à $58,09 \cdot Ne$ pour le terme fixe. Le terme proportionnel a été modifié:

de $3,153 \cdot Ne + 1,698 \cdot Nc$ à $3,090 \cdot Ne + 1,664 \cdot Nc$ pour les heures de pointe;

de $0,808 \cdot Ne + 1,396 \cdot Nc$ à $0,792 \cdot Ne + 1,368 \cdot Nc$ pour les heures creuses.

Le tarif Energyplus ELEC 20 suit la même évolution.

103. En janvier 2009, il n'y avait pas encore de tarifs de réseau de distribution approuvés pour la période 2009-2012. C'est pourquoi les tarifs pour 2008 ont été prolongés pour tous les gestionnaires de réseau de distribution. Il y a eu des tarifs approuvés pour la période régulatoire 2009-2012 pour Imewo et Gaselwest à partir de juillet 2009. Ce fut le cas également à partir d'octobre 2009 pour Sibelga et IEH.

Les tarifs approuvés pour 2009-2012 sont fixés sur la base de l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008. L'introduction de ce nouvel Arrêté Royal entraîne une hausse importante des tarifs de réseau de distribution, et ce pour, entre autres, les raisons suivantes :

- le facteur Bèta plus élevé pour le calcul de la rémunération équitable
- amortissements sur plus-values
- X-factor appliqué uniquement sur les coûts gérables

En outre, les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution mixtes wallons, flamands et bruxellois augmentent en raison des coûts à la hausse :

- des obligations de service public
- des *embedded costs* :
- des pertes sur le réseau
- des transferts négatifs (Bonus-Malus 2007)

Pour Imewo et Gaselwest, on constate une hausse de 14,00% pour un client Dc. Pour IEH, la hausse est de 18,30% et pour Sibelga, elle est de 11,50%. Pour un client Db, la hausse s'élève à 19,00% pour Imewo et Gaselwest, 21,10% pour IEH et 14,10% pour Sibelga.

104. A partir de janvier 2009, la taxe Elia n'est plus facturée par les gestionnaires de réseau de distribution flamands. Ceci entraîne une diminution des prélèvements de € 3,71/MWh pour Gaselwest, € 3,523/MWh pour Imewo et € 4,91/MWh pour Inter-Energa. Par contre, la cotisation fédérale est, quant à elle, passée de € 2,20/MWh à € 2,60/MWh.

105. A titre d'illustration, un exemple est élaboré pour un client type DC habitant la zone de distribution d'Imewo et étant un client Luminus. Le prix final au consommateur en décembre 2009 a chuté de 9,27% par rapport à décembre 2008. Cette diminution est due en premier lieu à l'évolution des indices mais est compensée en partie par les tarifs de réseau de distribution plus élevés.

€/MWh	Dc - Imewo - Luminus
183,55	prix final au consommateur en décembre 2008
-18,27	variance causé par l'évolution des indices et du prix kWh gratuits
0,74	variance causé par les contributions plus élevées pour l'énergie renouvelable et la cogénération
0,04	variance causé par les tarifs de transport plus élevés
6,42	variance causé par les tarifs de distribution plus élevés
-2,99	variance causé par la suppression de la taxe Elia et la cotisation fédérale plus élevée
-2,95	variance causé par la TVA
166,54	prix final au consommateur en décembre 2009

IV.1.2 Clients professionnels

106. Les clients type Ib et Ic sont des clients professionnels qui sont fournis en basse tension. Ils sont soumis à la même évolution que les clients résidentiels pour ce qui concerne le prix de fourniture. Leur prix de fourniture est en effet basé sur les mêmes paramètres. Ainsi, un client Ib connaît une diminution de 18,03% auprès d'Electrabel et de 22,82% auprès de Luminus. Pour un client Ic, cette évolution est de -16,12% chez Electrabel et -21% chez Luminus.

107. Les clients type Ic1 sont toutefois soumis à une évolution plus importante sur le plan du prix du fournisseur. Celle-ci est due aux indices Endex 126 (chez Luminus) et EBIq (chez Electrabel).

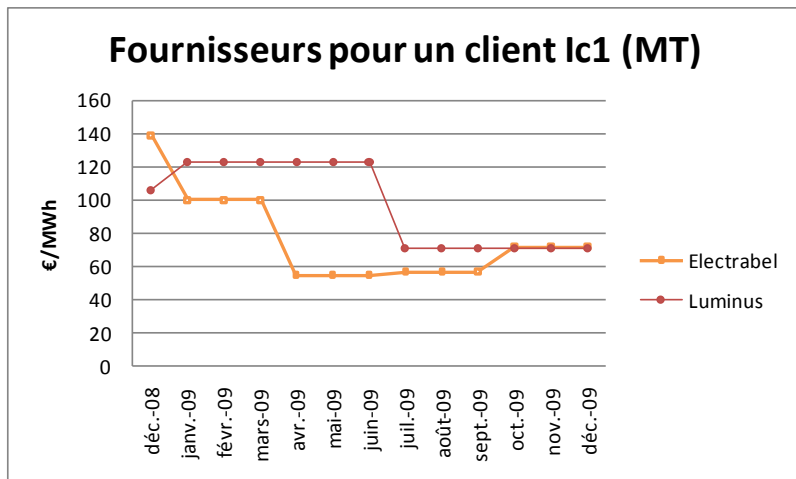
L'indice EBIq donne l'évolution des prix de l'électricité forward pour le marché de gros belge. La valeur de l'indice EBIq³⁸ durant le trimestre Q est la moyenne des prix *forward* en Q-1 sur le marché de l'énergie Endex. Les clients moyenne tension bénéficient donc d'un prix suivant les évolutions sur le court à moyen terme du marché de l'énergie. Ce prix a la caractéristique d'être fluctuant et le nivellement (comme c'est le cas de Ne et Nc) se produit moins souvent.

L'Endex 126³⁹ est un indice qui dépend du prix *forward* sur le marché de gros. Endex 126 subit toutefois un ralentissement par rapport à EBIq. Ceci résulte du fait qu'Endex 126 est une moyenne des prix *forward* sur le marché de l'énergie du troisième mois précédant la période de la cotation Endex.

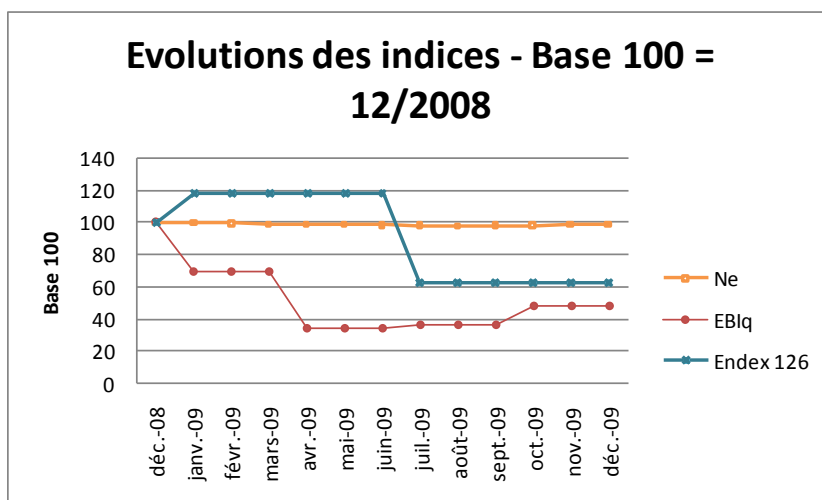
38 L'indice EBIq pour janvier-mars 2009 est la moyenne des prix settlement journaliers sur le marché belge de l'énergie du 15 novembre 2008 au 14 décembre 2008 inclus .

39 La valeur Endex pour janvier – juin 2009 est la moyenne des prix settlement d'octobre 2008 sur le marché belge de l'énergie.

En décembre 2009, le prix du fournisseur a chuté de 48,54% chez Electrabel et de 33,41% chez Luminus par rapport à décembre 2008.



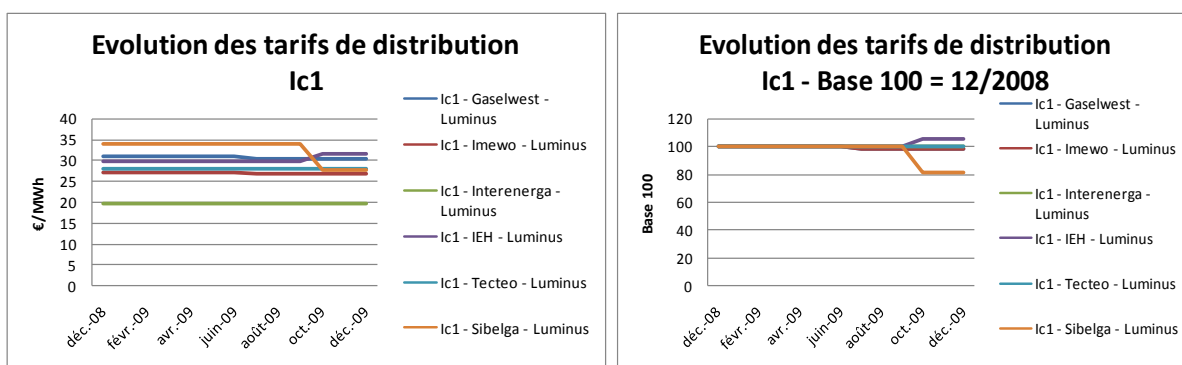
La diminution plus importante chez Electrabel est due à l'indice EBlq. Ce dernier est en effet un prix par trimestre et suit plus rapidement les évolutions sur le marché de l'énergie qu'Endex 126 qui, lui, possède une valeur fixe par semestre.



108. Comme pour les clients résidentiels, il n'y avait pas encore de tarifs de réseau de distribution approuvés, en janvier 2009, pour la période 2009-2012. C'est pourquoi les tarifs pour 2008 ont été prolongés pour tous les gestionnaires de réseau de distribution. A partir de juillet 2009, il y avait des tarifs approuvés pour 2009 pour Imewo et Gaselwest. Ce fut le cas également à partir d'octobre 2009 pour Sibelga et IEH. Les clients type Ib et Ic possèdent les mêmes tarifs que les clients résidentiels étant donné qu'ils sont tous des clients basse

tension. On peut donc constater les mêmes évolutions. Pour un client Ib ou un client Ic, ceci représente une hausse de 17,00% chez Gaselwest, 14,00% chez Imewo, 12,00% chez IEH et 6,00% chez Sibelga.

Un client Ic1 est toutefois un client moyenne tension et possède donc un tarif de réseau de distribution différent de celui des clients basse tension. Il est, de ce fait, soumis à une évolution différente. Pour IEH, cela représente une hausse de 5,87%. On note une légère diminution chez Imewo et Gaselwest (2,00%). Chez Sibelga, cette diminution s'élève toutefois à 18,41%.



109. Comme pour les clients résidentiels, un exemple est développé, à titre illustratif, d'un client type Ic1 habitant dans la zone de distribution de Sibelga et étant client d'Electrabel. Le prix final au consommateur en décembre 2009 a chuté de 37,5% par rapport à décembre 2008. Cette diminution est due en premier lieu à l'évolution des indices mais est renforcé par les tarifs de réseau de distribution moins élevés.

€/MWh	Ic1 - Sibelga - Electrabel
194,16	prix final au consommateur en décembre 2008
-67,43	variance causé par l'évolution des indices
0,08	variance causé par les tarifs de transport plus élevés
-6,25	variance causé par les tarifs de distribution plus bas
0,82	variance causé par la cotisation fédérale plus élevée
121,38	prix final au consommateur en décembre 2009

IV.2. Gaz

110. Il ressort des graphiques 11.1. à 1.16. inclus que le prix final au consommateur a diminué par rapport à décembre 2008 pour tous les types de clients, tous les gestionnaires de réseau de distribution et tous les fournisseurs. La principale cause de cette évolution est

la diminution des indices dans le prix du fournisseur. Cette diminution est partiellement annulée en raison de la cotisation fédérale plus élevée, de la surcharge clients protégés plus élevée et des nouveaux tarifs de réseau de distribution pour Imewo, Gaselwest, IEH et Sibelga. Les principaux effets feront l'objet d'une discussion pour les clients résidentiels et professionnels.

IV.1.1 Clients résidentiels

111. Par rapport à décembre 2009, le prix du fournisseur a diminué de 33,00% pour Luminus et de 32,76% pour Electrabel pour un client T1. Cette diminution est due à l'évolution des indices. On observe la même tendance pour un client T2. En effet, le prix du fournisseur est basé sur les mêmes paramètres, à savoir Igd, Gpi et Igm. La diminution peut s'élever à 44,00% pour un client T2.

indices	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
Igd	1,685	1,6864	1,6853	1,6775	1,6699	1,6622	1,6602	1,6531	1,6474	1,6415	1,6442	1,6484	1,6519
Gpi	2,048	1,6674	1,6718	1,6073	1,1516	1,1425	1,1356	1,0366	1,0221	1,012	1,0964	1,1279	1,1279
Igm	1,7555	1,383	1,3874	1,3228	0,8385	0,8295	0,8225	0,724	0,709	0,6989	0,7911	0,8227	0,8227

indices	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
Igd	100,00	100,08	100,02	99,55	99,10	98,65	98,53	98,11	97,77	97,42	97,58	97,83	98,04
Gpi	100,00	81,42	81,63	78,48	56,23	55,79	55,45	50,62	49,91	49,41	53,54	55,07	55,07
Igm	100,00	78,78	79,03	75,35	47,76	47,25	46,85	41,24	40,39	39,81	45,06	46,86	46,86

112. En janvier 2009, il n'y avait pas encore de tarifs de réseau de distribution approuvés pour la période 2009-2012. C'est pourquoi les tarifs pour 2008 ont été prolongés pour tous les gestionnaires de réseau de distribution. A partir de juillet 2009, il y avait des tarifs approuvés pour 2009-2012 pour Imewo et Gaselwest. Ce fut le cas également à partir d'octobre 2009 pour Sibelga et IEH.

Les tarifs approuvés pour 2009-2012 sont fixés sur la base de l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008. L'introduction de ce nouvel Arrêté Royal occasionne des hausses importantes des tarifs de réseau de distribution. En outre, les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution mixtes wallons, flamands et bruxellois augmentent en raison des coûts à la hausse :

- des obligations de service public
- des *embedded costs* :
- des pertes sur le réseau
- des transferts négatifs (Bonus-Malus 2007)

Chez Gaselwest, il s'agit d'une hausse de 10,21% pour un client T et chez Imewo, il s'agit d'une hausse de 7,41%. Pour IGH, la hausse est de 3,91% et pour Sibelga, elle est de 1,95%. Pour un client T2, la hausse s'élève à 13,00% pour Imewo et Gaselwest, 13,39% pour IEH et 2,30% pour Sibelga.

113. La diminution du prix final au consommateur est partiellement compensée par des prélèvements plus élevés. La cotisation fédérale a augmenté de € 0,1151/MWh à € 0,1511/MWh. La surcharge clients protégés est, par contre, quant à elle, passée de € 0,0845/MWh à € 0,2415/MWh.

114. L'aperçu ci-dessous illustre l'évolution du prix pour un client type T2 dans la zone Gaselwest ayant conclu un contrat avec Electrabel. Son prix a chuté de 29,18% par rapport à l'année précédente en décembre 2009. Cette diminution est due en premier lieu aux indices moins élevés dans les prix des fournisseurs.

€/MWh	T2 - Gaselwest - Electrabel
73,24	prix final au consommateur en décembre 2008
-19,30	variance causé par des indices
1,52	variance causé par les tarifs de distribution plus élevés
0,12	variance causé par des cotisations plus élevées
-3,72	variance causé par la TVA
51,87	prix final au consommateur en décembre 2009

IV.1.2 Clients professionnels

115. Un client type T3 est un client tertiaire soumis exactement aux mêmes évolutions sur le plan du prix du fournisseur que les clients type T1 et T2. En effet, le prix du fournisseur est basé sur les mêmes paramètres, à savoir Igd, Igm et Gpi. Ainsi, le prix en décembre 2009 est inférieur d'environ 44% au prix de l'année précédente à la même période. C'est le cas tant chez Electrabel que chez Luminus.

Un client T4 est également facturé chez Luminus sur la base des indices Igm et Igd, tout comme les clients type T1, T2 et T3. Ainsi, en décembre 2009, le prix du fournisseur pour un client T4 chez Luminus est également inférieur de 44,61% au prix de décembre 2008.

Un client T4 chez Electrabel est facturé sur la base des indices Grp et Igd, et ce à l'inverse des clients T1-T3 qui utilisent les indices Igd et Gpi. Malgré tout, un client T4 est soumis à la même évolution qu'un client T3, à savoir une diminution de 43,85%. L'indice Grp⁴⁰ suit la même tendance que le Gpi⁴¹. Ceci est illustré dans l'aperçu ci-dessous.

indices	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
Igd	1,6850	1,6864	1,6853	1,6775	1,6699	1,6622	1,6602	1,6531	1,6474	1,6415	1,6442	1,6484	1,6519
Gpi	2,0480	1,6674	1,6718	1,6073	1,1516	1,1425	1,1356	1,0366	1,0221	1,0120	1,0964	1,1279	1,1279
Igm	1,7555	1,3830	1,3874	1,3228	0,8385	0,8295	0,8225	0,7240	0,7090	0,6989	0,7911	0,8227	0,8227
Grp	37,8055	29,7325	29,8261	28,4559	18,7893	18,5974	18,4495	16,3497	16,0412	15,8277	17,7837	18,4529	18,4529

indices	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
Igd	100,00	100,08	100,02	99,55	99,10	98,65	98,53	98,11	97,77	97,42	97,58	97,83	98,04
Gpi	100,00	81,42	81,63	78,48	56,23	55,79	55,45	50,62	49,91	49,41	53,54	55,07	55,07
Igm	100,00	78,78	79,03	75,35	47,76	47,25	46,85	41,24	40,39	39,81	45,06	46,86	46,86
Grp	100,00	78,65	78,89	75,27	49,70	49,19	48,80	43,25	42,43	41,87	47,04	48,81	48,81

116. Comme pour l'électricité, il y n'y a eu des tarifs approuvés pour la période 2009-2012 pour Imewo et Gaselwest qu'à partir de juillet 2009. Ce fut le cas à partir d'octobre 2009 pour Sibelga et IEH.

Comme pour les clients résidentiels, les tarifs de réseau de distribution ont augmenté. Chez Gaselwest, il s'agit d'une hausse de 14,34% pour un client T3 et chez Imewo, il s'agit d'une hausse de 16,48%. Pour IGH, la hausse est de 22,74% et pour Sibelga, elle est de 5,75%. Pour un client T4, la hausse s'élève à 7,57% pour Gaselwest et 6,09% pour Imewo, 3,61% pour IEH et 25,14% pour Sibelga.

117. La diminution du prix final au consommateur est partiellement compensée par des prélèvements plus élevés. La cotisation fédérale est passée de € 0,1151/MWh à € 0,1511/MWh. La surcharge clients protégés, par contre, est passée, quant à elle, de € 0,0845/MWh à € 0,2415/MWh.

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

41 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.

118. L'aperçu ci-dessous illustre l'évolution du prix pour un client type T4 dans la zone IGH ayant conclu un contrat avec Luminus. En décembre 2009, son prix a chuté de 38,86% par rapport à l'année précédente. Cette diminution est due en premier lieu à l'évolution des indices dans le prix du fournisseur. Ceci est partiellement compensé par les tarifs de réseau de distribution plus élevés et les prélèvements plus élevés.

€/MWh	T4 - IGH - Luminus
50,94	prix final au consommateur en décembre 2008
-20,05	<i>variance causé par des indices</i>
0,13	<i>variance causé par les tarifs de distribution plus élevés</i>
0,12	<i>variance causé par des cotisations plus élevées</i>
31,15	prix final au consommateur en décembre 2009

V. PRINCIPALES CONCLUSIONS

V.1. Electricité

119. Les grandes tendances qui se dégagent de l'évolution des différentes composantes en électricité, pour les GRD et les clients type étudiés (voir page 2 et 4), sont les suivantes :

- En novembre 2008, le prix a atteint son seuil historique le plus élevé depuis juillet 2003.
- Les composantes principales à l'origine de l'évolution de prix sont les suivantes.

1. Le prix du fournisseur (prix énergie).

Le prix final au consommateur est influencé, en premier lieu, par le prix du fournisseur. Le prix du fournisseur a atteint son sommet en novembre 2008. En décembre 2009, le prix du fournisseur chez luminus était plus élevé de 7% en moyenne qu'en juillet 2003, à l'exception des clients type Ib et Ic (la diminution peut atteindre -20%).

Chez Electrabel, le prix du fournisseur était plus élevé de 20% en moyenne qu'en juillet 2003, sauf pour les clients type Db, Ic et Ic1, où la hausse peut s'élever à 40%. Les évolutions de prix dépendent des indices et des modifications des formules tarifaires.

2. Le tarif de réseau de distribution.

- Les hausses sur la période étudiée (2003-2009) peuvent atteindre 35% pour la clientèle BT des GRD situés en Flandre. En Région de Bruxelles-Capitale, la hausse du tarif de réseau de distribution BT est du même ordre de grandeur que celle constatée en Flandre mais elle est davantage liée à une très forte hausse des coûts des OSP entre 2006 et 2007. Les deux GRD en Région wallonne ne présentent pas de hausse de tarifs sur l'ensemble de la période (stabilité chez IEH et baisse chez Tecteo).

- Malgré la hausse des coûts des OSP imposée par les régions et les coûts des services auxiliaires, des baisses des tarifs BT ont pu être maintenues jusqu'en 2007 chez la plupart des GRD. Ces baisses ont permis de tempérer les hausses des prix du fournisseur (énergie). Soutenues par la croissance des coûts des services auxiliaires et des OSP, les suites données par la CREG aux arrêts de la cour d'appel se sont traduites par des hausses tarifaires importantes entre 2007 et 2008. Les tarifs approuvés de 2009 constituent les tarifs pour la première année de la période pluriannuelle 2009-2012 et ont été constitués sur la base de l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008.
- En MT, où les coûts des OSP et des services auxiliaires sont moins élevés qu'en BT, les tarifs de réseau de distribution sont restés inférieurs à leur niveau de juillet 2003 dans 5 des six zones de distribution. Seule Inter-Energa dépassait le niveau de juillet 2003 en décembre 2009.

3. Les prélèvements publics et les contributions pour l'énergie renouvelable et la cogénération.

Ceux-ci constituent un facteur non négligeable dans la hausse du prix final au consommateur. La cotisation fédérale et les contributions pour l'énergie renouvelable et la cogénération augmentent annuellement et contribuent, de la sorte, à la hausse du prix à l'utilisateur final.

V.2. Gaz Naturel

120. Les grandes tendances qui se dégagent de l'évolution des différentes composantes en gaz naturel, pour les GRD et les clients type étudiés (voir page 2 et 4), sont les suivantes:

- En novembre 2008, le prix a atteint son seuil historique le plus élevé depuis juillet 2003.
- Les composantes principales à l'origine de l'évolution de prix sont les suivantes.

1. Le prix du fournisseur (prix énergie).

L'évolution de prix est déterminée principalement par l'évolution du prix du fournisseur (prix de l'énergie). La hausse de cette composante au cours de la période

envisagée varie de 50% à 70% chez Electrabel et Luminus. L'évolution des indices et les modifications intervenues au niveau des formules tarifaires sont à l'origine de cette hausse.

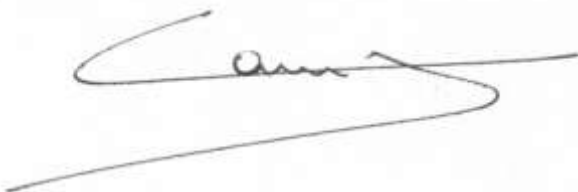
2. Le tarif de réseau de distribution.

Contrairement à l'électricité, on ne relève pas une hausse notable du tarif de réseau de distribution pour le gaz naturel sur la période 2004-2009, excepté pour le client type T1 (+ 40 %). Ceci dit, les tarifs avaient atteint leur niveau le plus bas en 2007 et ont retrouvé en 2008 leur niveau de 2004 sous l'effet des jugements de la cour d'appel, de la transaction passée avec certains GRD, de la baisse des reports, la remontée du taux OLO et la poursuite des investissements destinés à étendre les réseaux. Les gestionnaires du réseau de distribution possédant des tarifs approuvés 2009 font à nouveau augmenter leur prix en 2009-2012. Les tarifs approuvés de 2009 ont formé les tarifs pour la première année de la période pluriannuelle 2009-2012 et ont été constitués sur la base de l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008.

3. Les prélèvements publics.

Les prélèvements publics jouent un rôle plus limité dans la hausse du prix final au consommateur. En Région de Bruxelles-Capitale, les prélèvements publics atteignent toutefois un niveau relativement élevé. Ceci est dû à la redevance de voirie qui y est environ sept fois supérieure à celles des autres régions du pays. L'influence exercée par cette redevance sur le tarif y est particulièrement tangible pour les grands clients.

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



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Président du Comité de direction

ANNEXE 1 – ÉLECTRICITÉ – EVOLUTION DU PRIX À L'UTILISATEUR FINAL - €/MWh

Figure 18.1. – Db – Electrabel – €/MWh

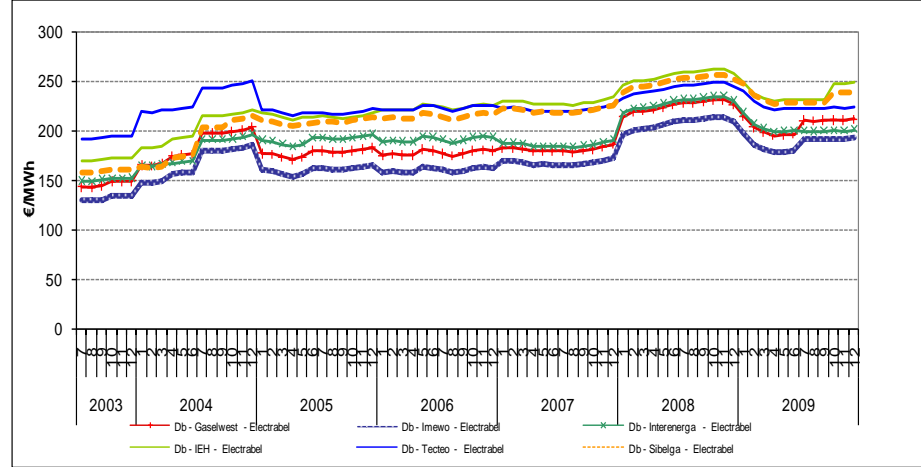


Figure 18.2. – Db – Luminus – €/MWh

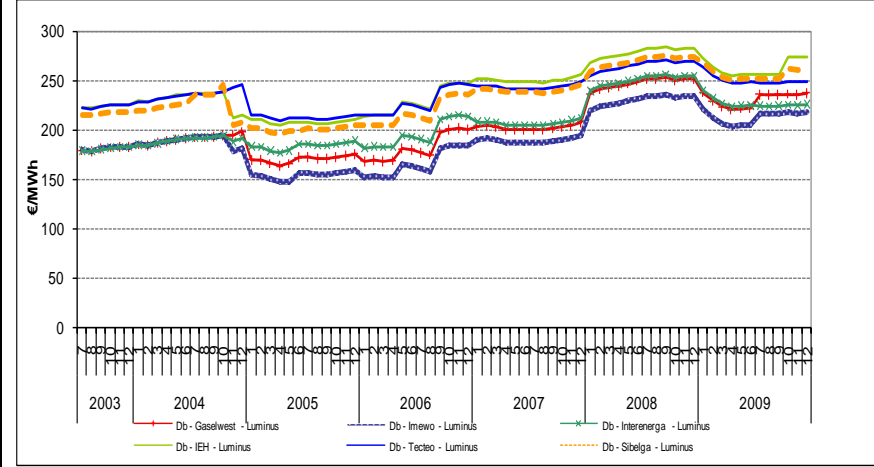


Figure 18.3. – Dc – Electrabel – €/MWh

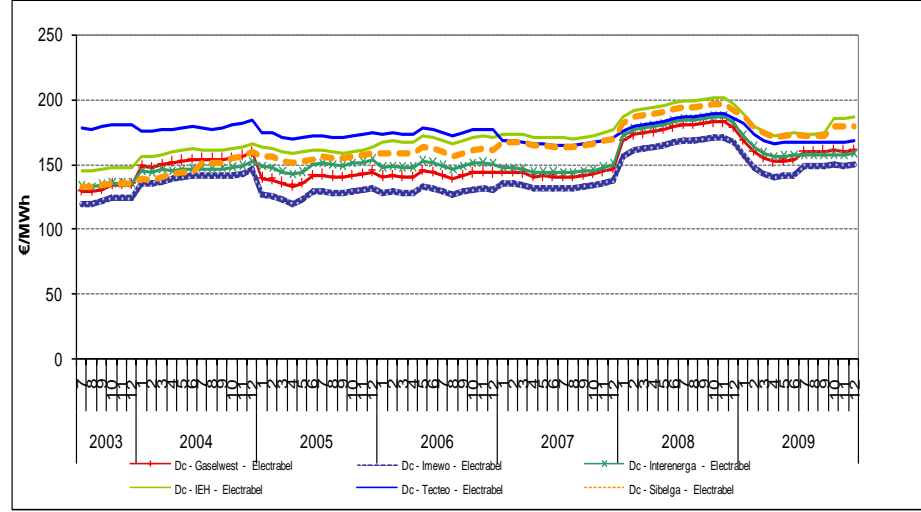


Figure 18.4. – Dc – Luminus – €/MWh

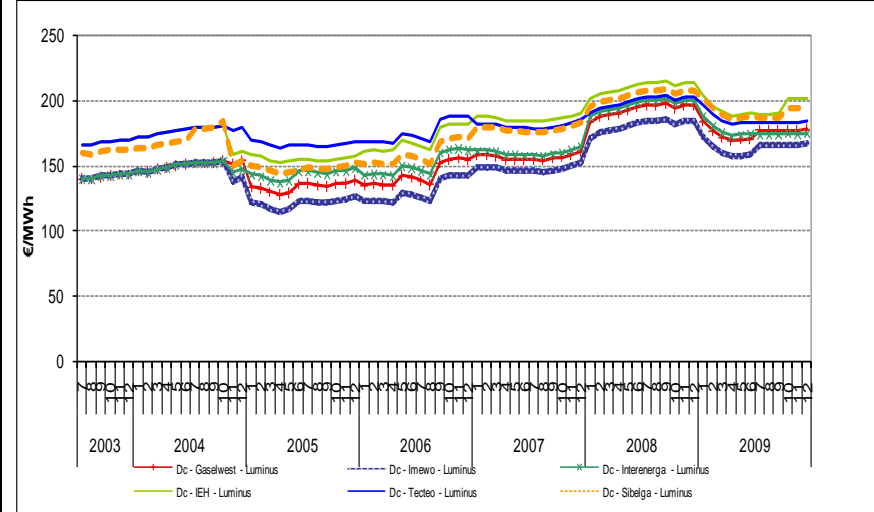


Figure 18.5. -Dc1 – Electrabel – €/MWh

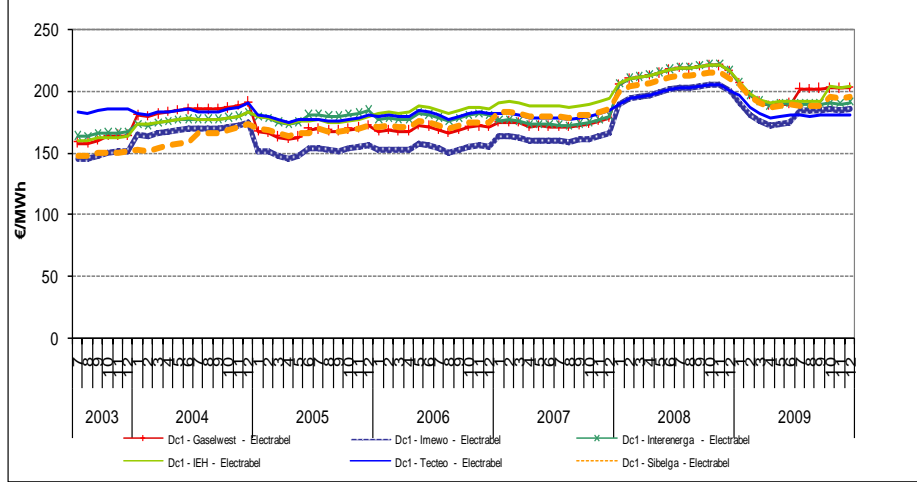


Figure 18.6. -Dc1 – Luminus – €/MWh

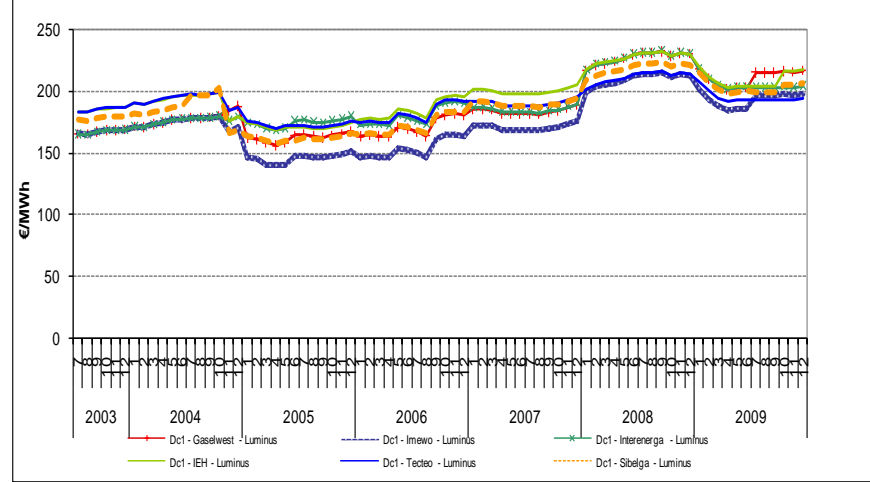


Figure 18.7. -Ib – Electrabel – €/MWh

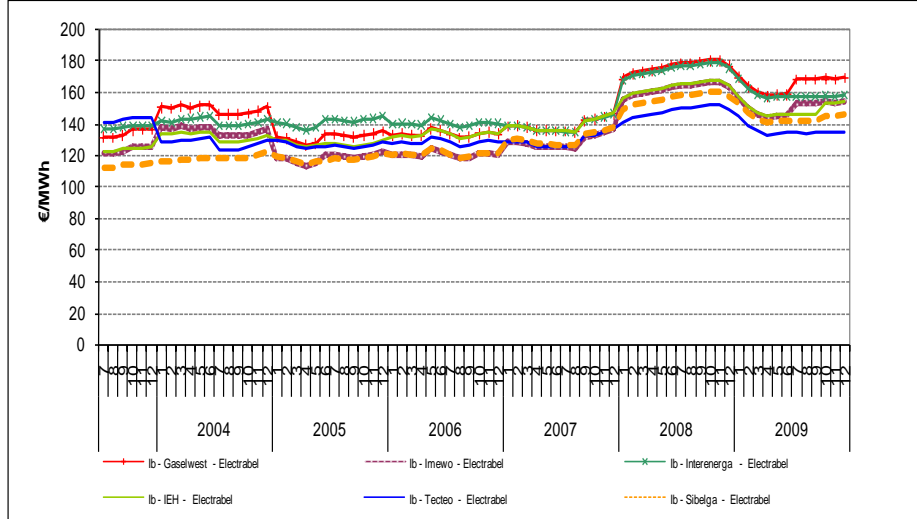


Figure 18.8. -Ib – Luminus – €/MWh

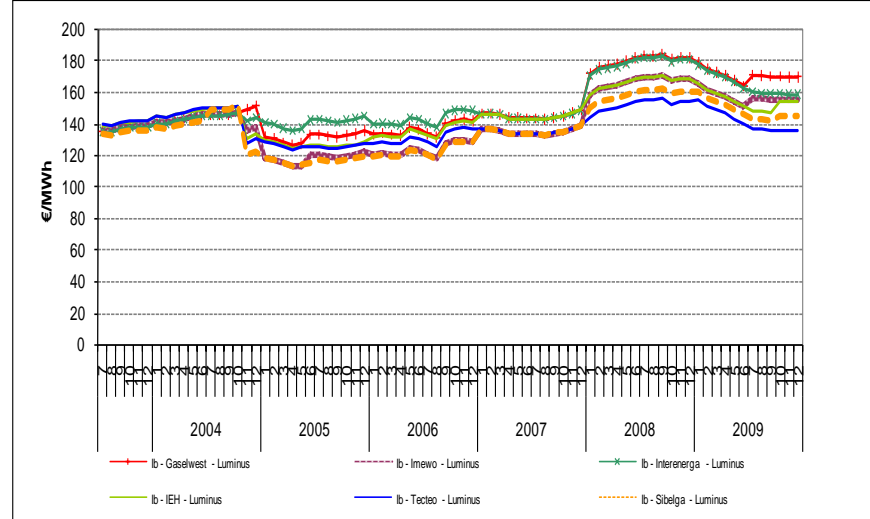


Figure 18.9. – Ic – Electrabel – €/MWh

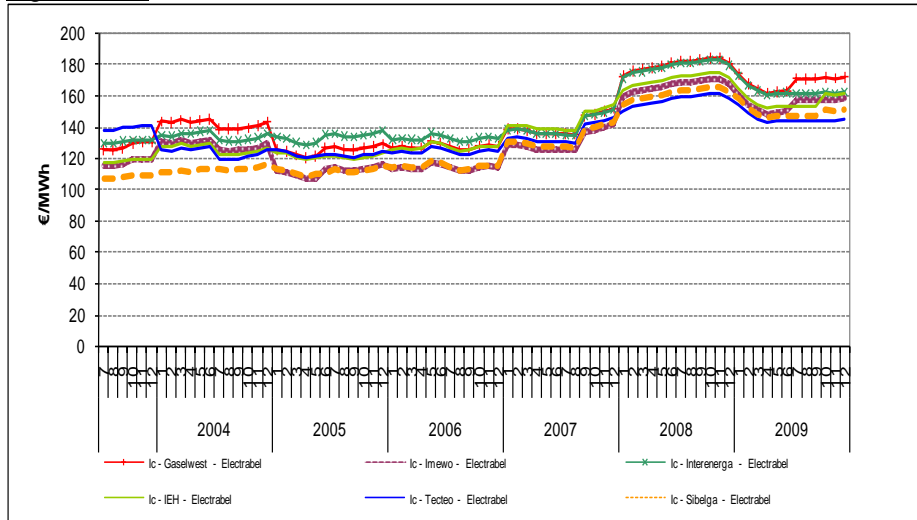


Figure 18.10. – Ic – Luminus – €/MWh

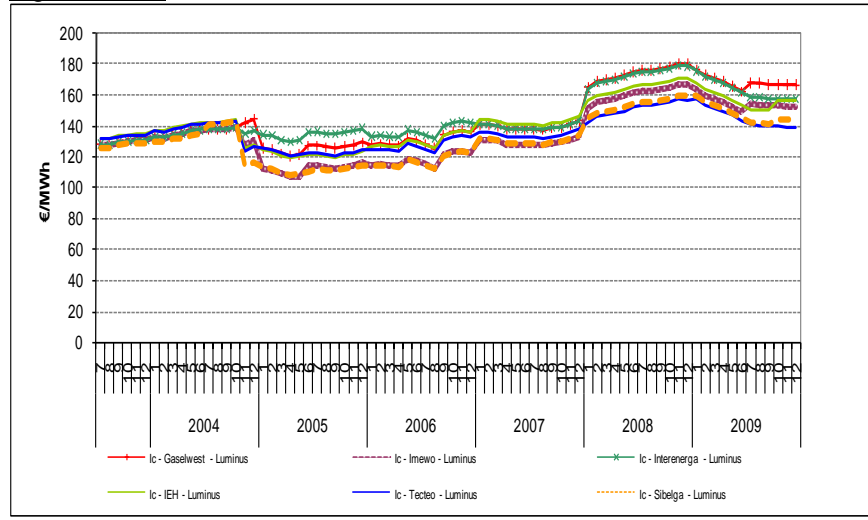


Figure 18.11. – Ic1 – Electrabel – €/MWh

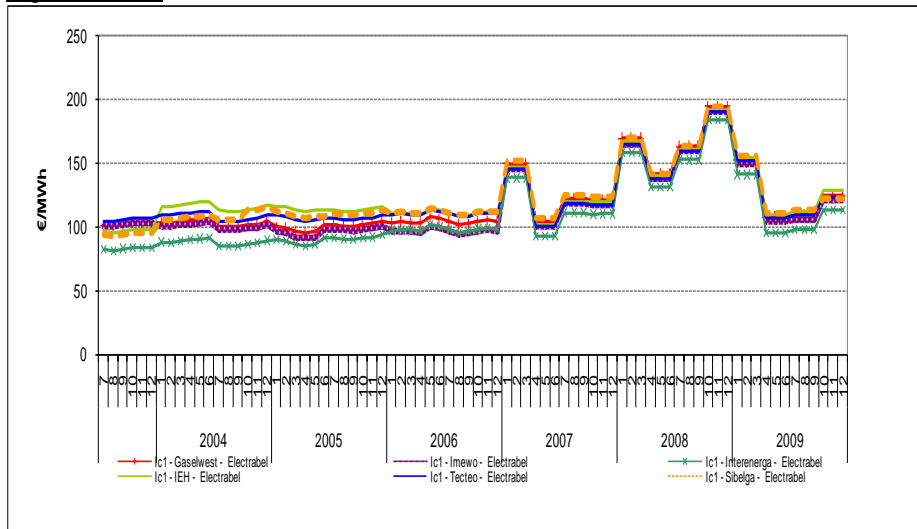


Figure 18.12. – Ic1 – Luminus – €/MWh

