CREG

Commission de Régulation
de l'Électricité et du Gaz

Etude

(F)1738
29 mars 2018

Etude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel

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

Non confidentiel

CREG – rue de l'Industrie 26-38, 1040 Bruxelles, Belgique
T +32 2 289 76 11 – F + 32 2 289 76 09 – info@creg.be – www.creg.be

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES 2
EXECUTIVE SUMMARY 4
1. INTRODUCTION 10
2. MÉTHODOLOGIE DE CALCUL 10
2.1. Electricité 10
2.2. Gaz naturel 12
3. CALCULS CLIENTS TYPES ELECTRICITE 13
3.1. Prix final au consommateur, toutes taxes comprises 13
3.1.1. Clients résidentiels 13
3.1.2. Clients professionnels 18
3.2. Aperçu des principales composantes 27
3.3. Prix de l'énergie 38
3.3.1. Gel des prix (avril 2012 – décembre 2012) et l'entrée en vigueur du mécanisme du filet de sécurité depuis janvier 2013 40
3.3.2. Clients résidentiels 43
3.3.3. Clients professionnels 47
3.4. Tarif du réseau de transport 52
3.4.1. Basse tension 53
3.4.2. Moyenne tension 56
3.5. Tarif du réseau de distribution 56
3.5.1. Basse tension 58
3.5.2. Moyenne tension 60
3.5.3. Obligation de service public en Flandre 61
3.5.4. Obligation de service public en Wallonie 62
3.5.5. Obligation de service public à Bruxelles 62
3.5.6. Services auxiliaires (pertes de réseau) 63
3.6. Prélèvements publics 63
3.6.1. Evolution de la cotisation fédérale et des autres taxes communes 65
3.6.2. Différences entre les régions 67
3.6.3. Arrêt de la taxe Elia en Flandre 69
3.7. Contributions énergie renouvelable et cogénération 70
3.8. Taxe sur l'énergie et TVA 73
4. CALCULS CLIENTS TYPES GAZ NATUREL 76
4.1. Prix final au consommateur, toutes taxes comprises 76
4.1.1. Clients résidentiels 76
4.1.2. Clients professionnels 81

4.2. Aperçu des principales composantes 85
4.3. Prix de l'énergie 93
4.3.1. Gel des prix (avril 2012 – décembre 2012) et l'entrée en vigueur du filet de sécurité depuis janvier 2013 95
4.3.2. Clients résidentiels 98
4.3.3. Clients professionnels 101
4.4. Tarif du réseau de transport 102
4.5. Tarif du réseau de distribution 103
4.5.1. Obligation de service public 106
4.5.2. Transferts 106
4.6. Prélèvements publics 108
4.6.1. T2 109
4.6.2. T4 111
4.7. Taxe sur l'énergie et TVA 111
5. CONCLUSION 112
5.1. Evolution 2007-2017 112
5.1.1. Electricité 112
5.1.2. Gaz naturel 117
5.2. Evolution 2016-2017 121
5.2.1. Electricité 121
5.2.2. Gaz naturel 124
ANNEXE 1 127
ANNEXE 2 135

EXECUTIVE SUMMARY

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

Cette étude décrit l'évolution des prix *retail* pour la période janvier 2007- décembre 2017. L'année de base 2007 a été prise car ce n'est qu'à partir de cette année que le marché énergétique belge a été entièrement libéralisé et que les nouveaux fournisseurs tels que Lampiris, Essent et Eni pouvaient offrir leurs produits en Flandre et en Wallonie. Les principales évolutions sont discutées ci-après.

Électricité

Période 2007-2017

Par rapport à 2007, le prix final au consommateur a augmenté au niveau belge en moyenne de 71,81 % pour un client domestique (Dc-bihoraire). Pour les clients professionnels, l'évolution est différente: une hausse de 44,89 % pour un client en basse tension (Ic) et une hausse de 11,68 % pour un client en moyenne tension (Ic1). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution, comme illustré dans les figures 1 jusqu'à 15.

Client résidentiel (Dc – bihoraire)

En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel a augmenté, en moyenne, de 571,70 €/période (+114,67 %) en Flandre, de 260,77 €/période (+43,48 %) en Wallonie et de 117,01 €/période (+20,10 %) à Bruxelles pour un client domestique (client type Dc).

Les principaux moteurs sont le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la TVA:

- le prix de la composante énergie a augmenté en moyenne de 58,48 €/période (+31,29 %) en Flandre, a diminué de 14,27 €/période (-5,50 %) Wallonie et à Bruxelles. Seul un fournisseur avait procédé à une tarification régionale jusqu'au juin 2016 inclus. La différence entre la Flandre et Bruxelles/Wallonie s'expliquait dans le passé principalement par l'octroi de kWh gratuits en Flandre ; cette mesure est toutefois supprimée depuis janvier 2016, d'où l'évolution à la hausse en Flandre. La baisse du prix de l'énergie résulte de l'adoption du mécanisme du filet de sécurité et le lien résultant avec les prix de gros et donc l'évolution des paramètres d'indexation;
- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota (globalement +230,38 % pour la Belgique (BE)). Cette augmentation s'élève à 53,20 €/période en Flandre, à 60,49 €/période en Wallonie et à 6,71 €/période à Bruxelles;
- le tarif de réseau de transport a augmenté en moyenne de 12,79 €/période (+54,33 %) en Flandre, de 7,12 €/période (+19,55 %) en Wallonie et de 12,41 €/période (+46,91 %) à Bruxelles;

- le tarif de réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 254,25 €/période (+170,37 %) en Flandre, de 73,84 €/période (+48,46 %) en Wallonie et de 51,81 €/période (+36,70 %) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels; En Flandre, l'impact de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution depuis 2015 se fait également sentir;

- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+82,01 €/période ou +301,46 %). Ils ont augmenté de 113,69 €/période en Flandre, de 90,28 €/période en Wallonie et de 42,06 €/période à Bruxelles. La cotisation fédérale a plus que doublé depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la "surcharge certificats verts", le "financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore", la "réserve stratégique",... contribuent aussi à cette augmentation, tout comme l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015 qui est réglé par l'entremise des taxes locales en Wallonie et à Bruxelles ainsi que la réforme en mars 2016 du prélèvement visant à financer le fonds énergie flamand en un prélèvement annuel qui est déterminée sur la base de la tranche de consommation;

- la taxe sur l'énergie et la TVA ont augmenté de 79,29 €/période (+85,07 %) en Flandre, de 43,32 €/période (+39,27 %) en Wallonie et de 18,29 €/période (+16,98 %) à Bruxelles.

Client professionnel (Ic1)

Le prix facturé à l'utilisateur final en moyenne tension a augmenté, en moyenne, de 2258,73 €/période (+10,92 %) en Flandre, de 4521,65 €/période (+21,44 %) en Wallonie et a diminué de 1106,35 €/période (-5,10 %) à Bruxelles.

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

- le prix de l'énergie a diminué en moyenne de 3703,69 €/période (-28,49 %) en Flandre, Wallonie et à Bruxelles. Seul un fournisseur avait procédé à une tarification régionale jusqu'au juin 2016 inclus. Cette évolution du prix de l'énergie est due à la structure de la formule et aux paramètres d'indexation des tarifs qui diffèrent fortement de ceux des clients en basse tension;

- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota (+250,70 %). Cette augmentation s'élève à 2477,60 €/période en Flandre, à 2753,77 €/période en Wallonie et à 757,66 €/période à Bruxelles;

- le tarif de réseau de transport a augmenté de 114,75 €/période (+5,56 %) en Flandre, de 164,12 €/période (+7,89 %) en Wallonie et de 567,12 €/période (+46,91 %) à Bruxelles;

- le tarif de réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 1092,74 €/période (+30,48 %) en Flandre, de 1676,23 €/période (+39,93 %) en Wallonie et a diminué en moyenne de 109,30 €/période (-2,02 %) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels. En Flandre, l'impact de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution depuis 2015 se fait également sentir;

- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+2.430,40 €/période ou +206,66 %). Ils ont augmenté de 2277,35 €/période en Flandre,

de 3631,22 €/période en Wallonie et de 1381,87 €/période à Bruxelles. La cotisation fédérale a plus que doublé depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la "surcharge certificats verts", le "financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore", la "réserve stratégique",... contribuent aussi à cette augmentation, tout comme l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015 qui est réglé par l'entremise des taxes locales en Wallonie et à Bruxelles ainsi que la réforme en mars 2016 du prélèvement visant à financer le fonds énergie flamand en un prélèvement annuel qui est déterminée sur la base de la tranche de consommation.

Période 2016-2017

Par rapport à 2016, le prix final au consommateur a augmenté au niveau belge en moyenne de 5,81 % pour un client domestique (Dc-bihoraire). Pour les clients professionnels, l'évolution est différente: une hausse de 7,91 % pour un client en basse tension (Ic) et une hausse de 4,89 % pour un client en moyenne tension (Ic1). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution.

Client résidentiel (Dc – bihoraire)

En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel a augmenté, en moyenne, de 68,13 €/an (+6,80 %) en Flandre, de 42,80 €/an (+5,23 %) en Wallonie et de 19,27 €/an (+2,83 %) à Bruxelles pour un client domestique (client type Dc).

Les principaux moteurs sont principalement le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution et les prélèvements publics:

- le prix de la composante énergie a augmenté en moyenne de 17,08 €/an (+7,48 %) en Flandre et en Wallonie et de 15,74 €/an à Bruxelles (+6,85 %). Seul un fournisseur avait procédé à une tarification régionale jusqu'au juin 2016 inclus. La différence entre la Flandre et Bruxelles/Wallonie s'expliquait dans le passé principalement par l'octroi de kWh gratuits en Flandre ; cette mesure est toutefois supprimée depuis janvier 2016, d'où l'évolution à la hausse plus forte en Flandre;
- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont diminué (globalement -1,72 % pour la Belgique). Cette augmentation globale consiste, d'une part, en une diminution de 8,28 €/an en Flandre et, d'autre part, en une augmentation de 4,13 €/an en Wallonie et de 1,13 €/an à Bruxelles ;
- le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 26,95 €/période (+7,16 %) en Flandre, de 8,22 €/période (+3,77 %) en Wallonie et a diminué en moyenne de 2,03 €/période (-1,04 %) à Bruxelles;
- les prélèvements publics subissent également une évolution à la hausse (+8,99 €/période ou +9,00 %). Ils ont augmenté de 22,61 €/an en Flandre, de 3,57 €/an en Wallonie et de 0,88 €/an à Bruxelles. En 2015, la Flandre a introduit une nouvelle cotisation destinée à financer le Fonds Énergie à concurrence de 0,34 €/mois; en mars 2016, cette cotisation a été modifiée en une cotisation annuelle de 100 € jusqu'à une consommation de 5 MWh;
- la taxe sur l'énergie et la TVA ont augmenté de 8,22 €/an (+5,00 %) en Flandre, de 7,23 €/an (+4,94 %) en Wallonie et de 3,14 €/an (+2,55 %) à Bruxelles.

Client professionnel (Ic1)

Le prix facturé à l'utilisateur final en moyenne tension a augmenté, en moyenne, de 461,05 €/an (+2,05 %) en Flandre, de 1842,97 €/an (+7,75 %) en Wallonie et de 1482,50 €/an (+7,76 %) à Bruxelles.

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

- le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 1301,32 €/an (+16,28 %) en Flandre et en Wallonie et de 1239,70 €/an (+15,39 %) à Bruxelles. Seul un fournisseur avait procédé à une tarification régionale jusqu'à juin 2016 inclus. Cette évolution du prix de l'énergie est due à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs qui diffèrent fortement de ceux des clients en basse tension ;
- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont diminué (-1,72 %). Cette diminution s'élève à 345,69 €/an en Flandre et à 2,41 €/an à Bruxelles ; la Wallonie a connu une augmentation de 201,68 €/an;
- le tarif de réseau de distribution a diminué en moyenne de 1072,71 €/période (-18,65 %) en Flandre et a augmenté en moyenne de 34,65 €/période (+0,59 %) en Wallonie et de 185,54 €/période (+3,62 %) à Bruxelles ;
- les prélèvements publics subissent également une évolution à la hausse (+5,95 €/période ou +8,17 %). Ils ont augmenté de 480,45 €/an en Flandre, de 296,32 €/an en Wallonie et de 40,60 €/an à Bruxelles, ce qui s'explique par les mêmes raisons que pour un client Dc. La principale cause de cette augmentation en Flandre est la réforme en mars 2016 du prélèvement visant à financer le fonds énergie flamand en un prélèvement annuel de 1.850 € pour une consommation comprise entre 100 MWh et 500 MWh.

Gaz naturel

Période 2007-2017

Par rapport à 2007, le prix facturé au consommateur final a augmenté, en moyenne, de 14,54 % pour un client domestique (T2) et a diminué de 0,77 % pour un client professionnel (T4). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution, comme illustré dans les figures 45 à 54.

Client résidentiel (T2)

En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel a augmenté, au niveau belge et en moyenne, de 85,92 €/période (+7,87 %) en Flandre, de 311,94 €/période (+28,27 %) en Wallonie et de 82,36 €/période (+7,18 %) à Bruxelles pour un client domestique (T2).

Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif du réseau de distribution, les prélèvements publics et la TVA:

- le prix de la composante énergie a baissé, en moyenne, de 3,45 €/période (-0,57 %). L'adoption du mécanisme du filet de sécurité et le lien résultant avec les prix de gros et donc l'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette évolution;
- le tarif de réseau de distribution a augmenté de 62,45 €/période (+26,97 %) en Flandre, de 176,73 €/période (+73,36 %) en Wallonie et de 30,87 €/période (+12,08 %) à Bruxelles. Cela est dû au report des déficits des années écoulées, à la hausse des

obligations de service public et à l'introduction des tarifs pluriannuels. En Flandre, l'impact de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution depuis 2015 se fait également sentir;

- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+47,68 €/période ou +304,32 %). Cette augmentation s'élève à 14,09 €/période en Flandre, à 86,60 €/période en Wallonie et à 42,73 €/période à Bruxelles. Cette hausse est principalement imputable à l'augmentation de la cotisation fédérale et à la surcharge clients protégés, ainsi qu'à une nouvelle taxe en Wallonie (règlement de rétribution depuis 2011) ainsi qu'à Bruxelles (surcharge OSP depuis 2012) et l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015 en Wallonie et à Bruxelles, réglé par l'entremise des taxes locales;
- la taxe sur l'énergie et la TVA ont augmenté de 12,83 €/période (+6,04 %) en Flandre, de 52,05 €/période (+24,30 %) en Wallonie et de 12,21 €/période (+5,50 %) à Bruxelles.

Client professionnel (T4)

Le prix facturé à l'utilisateur final pour un consommateur professionnel a diminué, en moyenne, de 2.556,28 €/période (-3,83 %) en Flandre et a augmenté de 2025,82 €/période (+3,03 %) en Wallonie et de 511,33 €/période (+0,74 %) à Bruxelles.

Les principaux moteurs sont les suivants:

- l'évolution du prix de l'énergie (-5.751,32 €/période) suit celle d'un client domestique;
- l'augmentation du tarif de réseau de distribution (+914,28 €/période en Flandre (+16,33 % %), +3.958,64 €/période en Wallonie (+67,46 %) et +1.619,98 €/période à Bruxelles (+25,81 %)) est cependant moindre en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux clients domestiques car ils sont aussi plus d'application à eux;
- de plus, les prélèvements publics ont augmenté moins fortement en Wallonie que pour les clients domestiques en raison du fait que le nouveau prélèvement de rétribution est dégressif.

Période 2016-2017

Par rapport à 2016, le prix facturé au consommateur final a augmenté en moyenne en Belgique de 5,70 % pour un client domestique (T2) et a augmenté de 8,41 % pour un client professionnel (T4). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution.

Client résidentiel (T2)

En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel a augmenté, en moyenne, de 78,72 €/an (+7,16 %) en Flandre, de 61,94 €/an (+4,58 %) en Wallonie et de 49,25 €/an (+4,17 %) à Bruxelles pour un client domestique (T2).

Ces évolutions s'expliquent par:

- le prix de la composante énergie a augmenté, en moyenne, de 45,25 €/an (+8,18 %). L'adoption du mécanisme du filet de sécurité et le lien résultant avec les prix de gros et donc l'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette évolution.

Client professionnel (T4)

Le prix facturé à l'utilisateur final pour un consommateur professionnel a augmenté, en moyenne, de 5.577,08 €/an (+9,53 %) en Flandre, de 4.828,01 €/an (+7,53 %) en Wallonie et de 4.677,01 €/an (+7,16 %) à Bruxelles.

Le principal moteur est le suivant:

- l'évolution du prix de l'énergie (+5.182,14 €/an) suit celle d'un client domestique.

1. INTRODUCTION

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

2. Cette étude décrit l'évolution des prix au détail pour la période janvier 2007- décembre 2017. L'année 2007 a été choisie parce que le marché belge de l'énergie n'a été entièrement libéralisé qu'à partir de cette année-là et que de nouveaux fournisseurs tels que Lampiris, Essent et Eni (auparavant Nuon) pouvaient proposer leurs produits tant en Flandre qu'en Wallonie.

3. L'étude est structurée comme suit. Le chapitre 2 expose les hypothèses de calcul de l'étude. Les chapitres 3 et 4 présentent les calculs des clients types en électricité (chapitre 3) et en gaz naturel (chapitre 4) et commentent l'évolution des différentes composantes. Le chapitre 5 fournit, comme conclusion, un aperçu global par région (Flandre - Wallonie - Bruxelles) de l'évolution des prix de l'électricité et du gaz pour la période 2007-2017.

4. Cette étude a été approuvée par le Comité de Direction de la CREG lors de sa réunion du 29 mars 2018.

2. MÉTHODOLOGIE DE CALCUL

2.1. ELECTRICITÉ

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

6. Les clients types sont définis comme suit:

- **Dc** est un client domestique consommant 3.500 kWh par an. Il a une puissance de raccordement entre 4 et 9 kW et est alimenté en basse tension (BT). La consommation de ce client se répartit entre 1.600 kWh le jour et 1.900 kWh la nuit. Les calculs tiennent compte d'un ménage de 4 personnes (500 kWh gratuits en Flandre jusqu'au 2015 y compris).
- **Ic** est un client professionnel ayant une puissance annuelle maximum de 111 kVA alimenté en basse tension (0,23 à 0,4 kV). La consommation de ce client se répartit entre 135.000 kWh le jour et 25.000 kWh la nuit.
- **Ic1**; Cette étude présente également les principales évolutions des composantes du prix d'un client dont le profil de consommation est identique à celui d'Ic mais dont le raccordement est réalisé en moyenne tension (MT) (réseau 26-1kV)[1]. Ce client type est référencé Ic1 dans la suite du texte.

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

Concernant les grands clients industriels, PwC a réalisé en 2015 ,pour le compte de la CREG, une étude spécifique intitulée "*A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers*". Cette étude a fait apparaître la complexité de la situation des consommateurs industriels belges et méritait d'être approfondie. Par conséquent, l'étude de suivi de 2016, mise à jour en 2017, s'est concentrée sur la présentation d'une nouvelle comparaison des prix de l'énergie pour six consommateurs industriels (quatre en électricité E1: 10 GWh (raccordés au niveau du réseau de distribution – TransHS), E2: 25 GWh, E3: 100 GWh et E4 500 GWh et deux en gaz naturel G1: 100 GWh (raccordés au niveau du réseau de distribution – T6) et G2: 2.500 GWh) en Belgique et dans les quatre pays voisins.

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

- Gaselwest ;
- Imewo ;
- InterEnerga ;
- Resa Tecteo électricité (auparavant Tecteo) ;
- ORES Hainaut Electricité (auparavant IEH) ;
- Sibelga.

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

- ENGIE-Electrabel (auparavant ENGIE-Electrabel Customer Solutions (ci-après Electrabel)) ;
- EDF-Luminus (ci-après Luminus) ;
- Essent ;
- Eni (auparavant Nuon) ;
- Lampiris.

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

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

10. La définition et l'explication méthodologique du calcul des différentes composantes pour l'électricité figurent à l'Annexe 1.

2.2. GAZ NATUREL

11. Comme c'est le cas pour l'électricité, les hypothèses pour le gaz naturel sont commentées ci-dessous. La définition et l'explication méthodologique du calcul des différentes composantes pour le gaz naturel figurent à l'Annexe 1.

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

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

Concernant les grands clients industriels, PwC a réalisé en 2015, pour le compte de la CREG, une étude spécifique intitulée "*A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers*". Cette étude a fait apparaître la complexité de la situation des consommateurs industriels belges et méritait d'être approfondie. Par conséquent, l'étude de suivi de 2016, mise à jour en 2017, s'est concentrée sur la présentation d'une nouvelle comparaison des prix de l'énergie pour six consommateurs industriels (quatre en électricité E1: 10GWh (raccordés au niveau du réseau de distribution – TransHS), E2: 25 GWh, E3: 100 GWh et E4 500 GWh et deux en gaz naturel G1: 100 GWh (raccordés au niveau du réseau de distribution – T6) et G2: 2.500 GWh) en Belgique et dans les quatre pays voisins.

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

- Gaselwest ;
- Imewo ;
- InterEnerga ;
- Resa Tecteo gaz naturel (auparavant ALG) ;
- ORES Hainaut Gaz (auparavant IGH) ;
- Sibelga.

14. Pour décrire l'évolution du prix de l'énergie, les feuilles tarifaires d'ENGIE-Electrabel (auparavant Electrabel), EDF-Luminus (ci-après Luminus), Essent, Eni (auparavant Nuon) et Lampiris sont prises en compte.

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

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

3. CALCULS CLIENTS TYPES ELECTRICITE

3.1. PRIX FINAL AU CONSOMMATEUR, TOUTES TAXES COMPRISES

16. Les figures 1 à 5, les figures 6 à 10 et les figures 11 à 15 reprennent les évolutions du prix au consommateur final pour tous les fournisseurs pour, respectivement, les clients Dc – compteur bihoraire, Ic et Ic1. Pour permettre la comparaison entre les fournisseurs, janvier 2007 a été choisi comme point de référence puisque le marché belge de l'énergie n'a été entièrement libéralisé qu'en 2007 et que de nouveaux fournisseurs (comme Essent, Nuon/Eni et Lampiris) ont pu proposer leurs produits tant en Flandre qu'à Bruxelles ou en Wallonie.

3.1.1. Clients résidentiels

17. Les figures 1 à 5 montrent l'évolution, en € par MWh, du prix au consommateur final, pour un client-type Dc – compteur bihoraire.

Figure 1: Évolution du prix au consommateur final – Dc (compteur bihoraire) – ENGIE-Electrabel

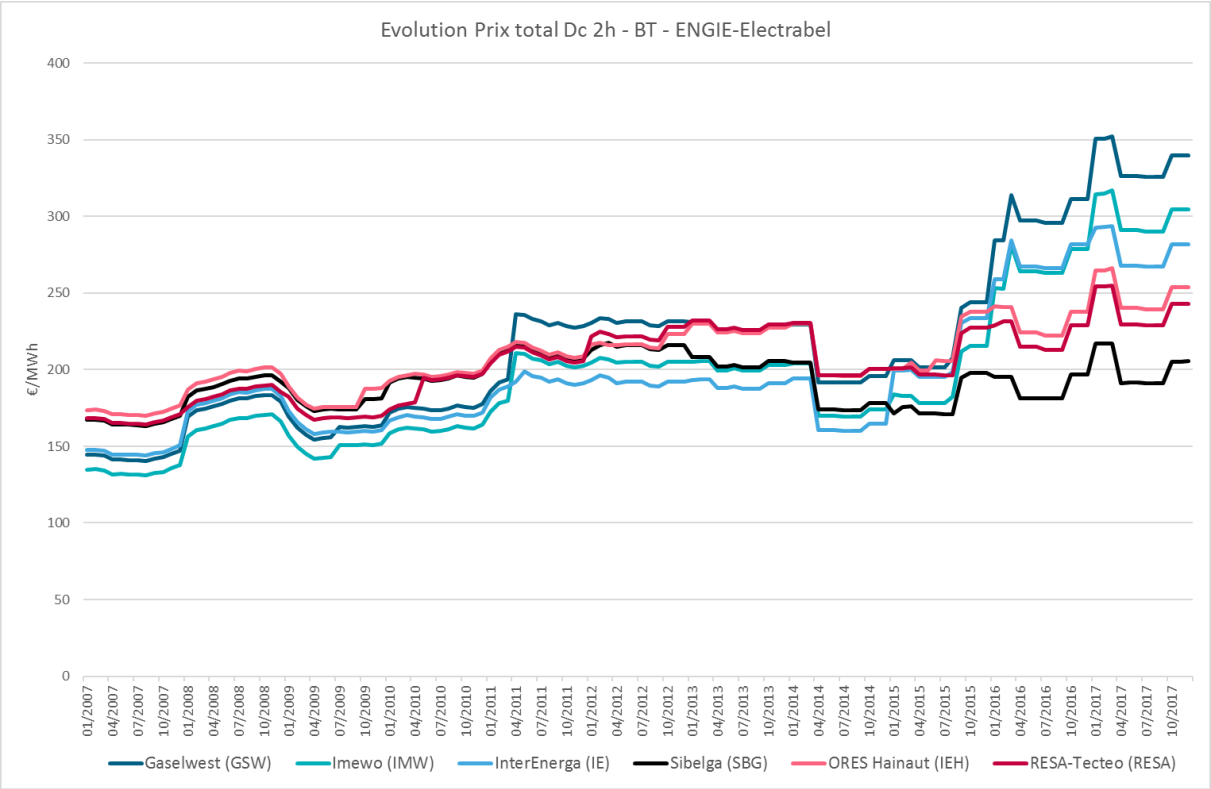


Figure 2: Évolution du prix au consommateur final – Dc (compteur bihoraire) – Luminus

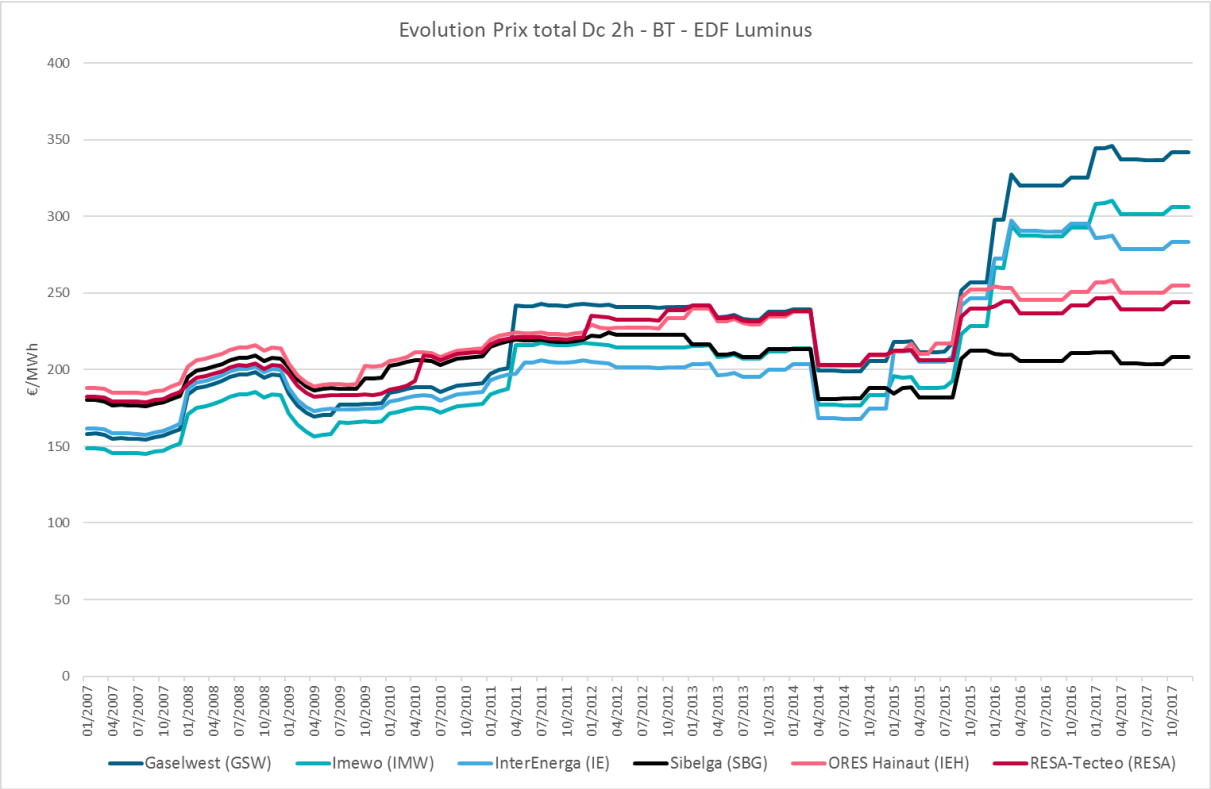


Figure 3: Évolution du prix au consommateur final – Dc (compteur bihoraire) – Essent

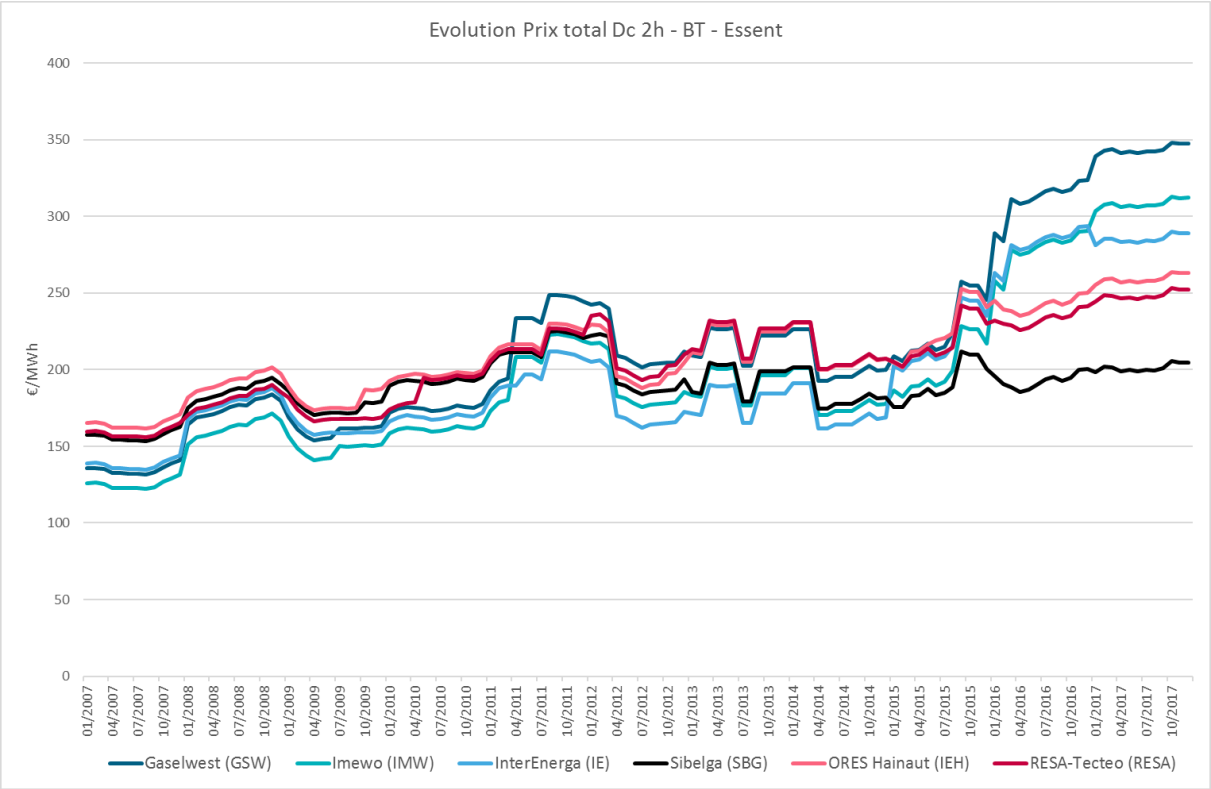


Figure 4: Évolution du prix au consommateur final – Dc (compteur bihoraire) – Eni

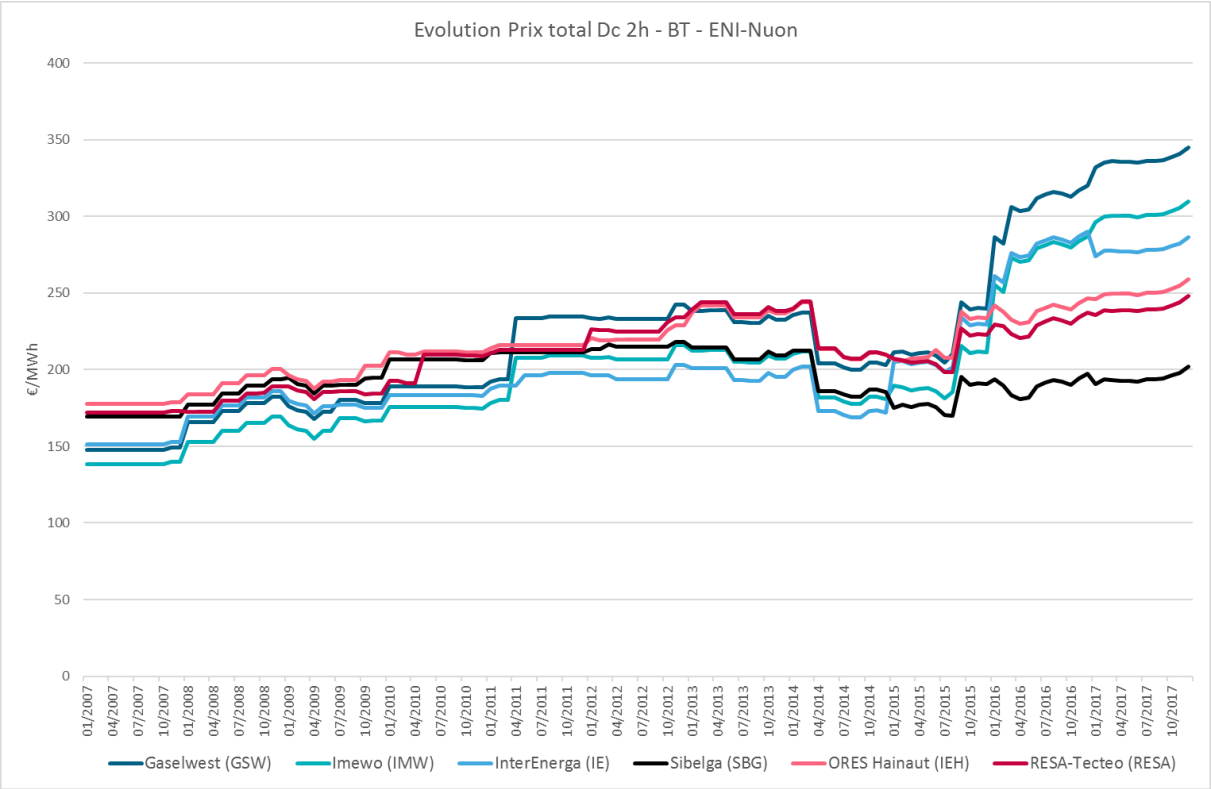
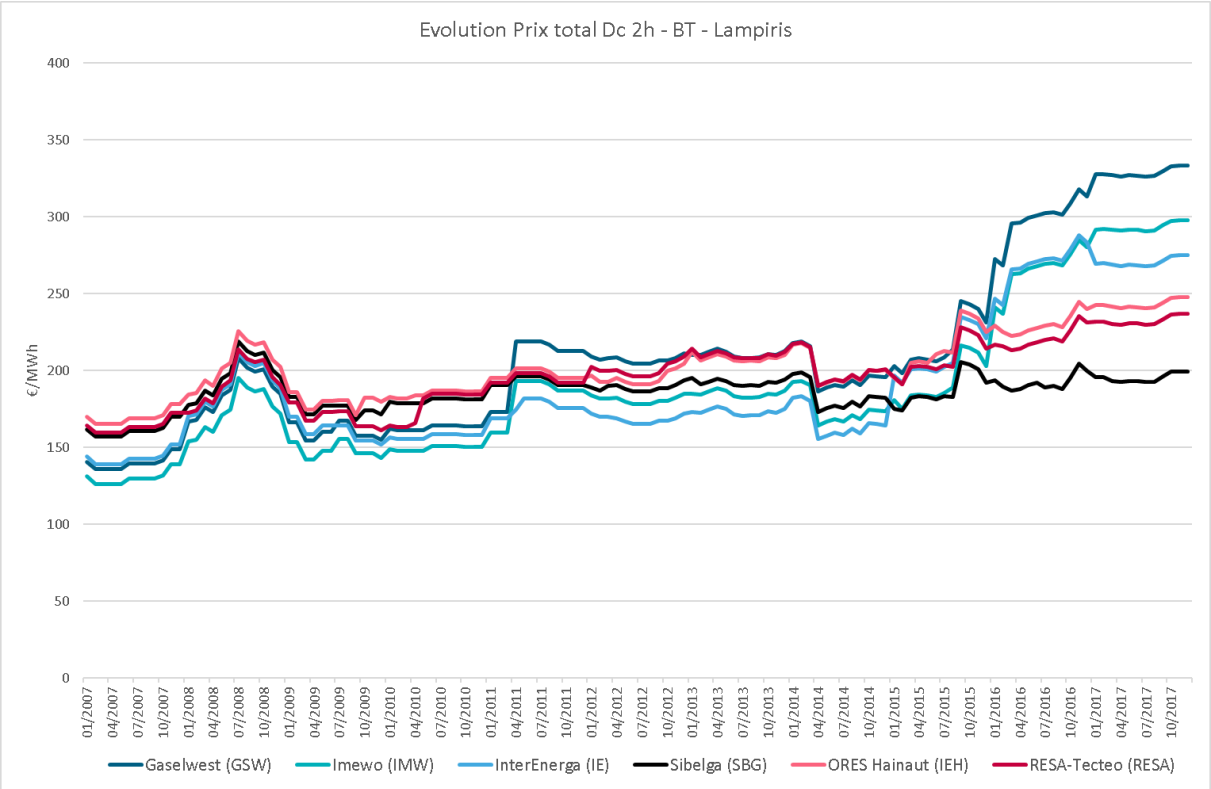


Figure 5: Évolution du prix au consommateur final – Dc (compteur bihoraire) – Lampiris



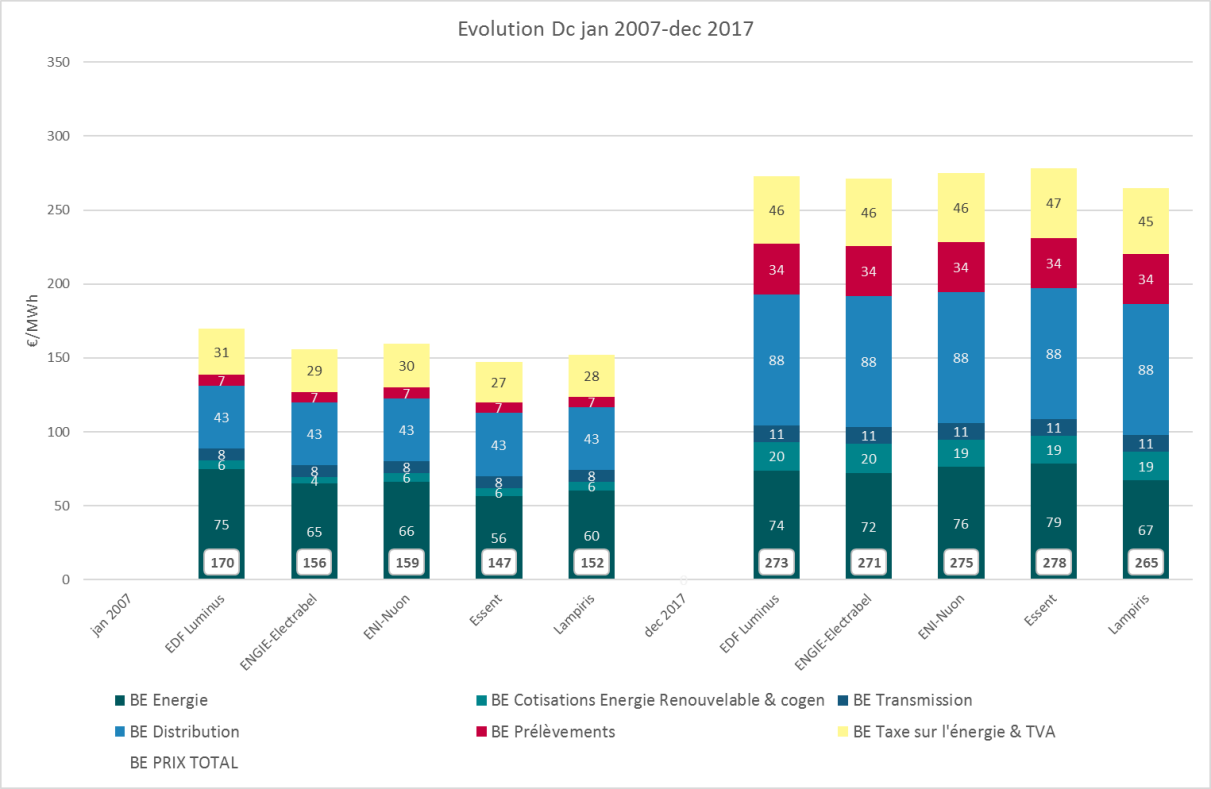
Le prix au consommateur final (toutes taxes incluses) connaît au fil du temps une évolution similaire chez tous les fournisseurs. Le niveau des prix diminue légèrement ou se stabilise en 2007, après quoi la CREG observe une forte hausse en 2008. Fin 2008 et début 2009, ce prix final redescend, mais il reste au-dessus de son niveau de 2007 chez tous les fournisseurs. Ce prix final remonte ensuite progressivement jusque début 2011, puis (après une forte hausse début 2011), il connaît une évolution relativement stable à très légèrement baissière jusque début 2014 ; seule l'évolution chez Essent est plus capricieuse au cours de cette période avec, successivement, une forte baisse début 2012 suivie d'une forte hausse en 2013 et une nouvelle inflexion courant 2013. Vers avril 2014, le prix au consommateur final (toutes taxes incluses) connaît une forte baisse suite à la diminution de 21 % à 6 % du tarif de la TVA pour les clients résidentiels. Il connaît ensuite une évolution en hausse légère ou plus marquée dans la suite de 2014 et début 2015. Dans la 2e moitié de 2015, la CREG observe une forte hausse résultant notamment de la suppression anticipée du taux de TVA réduit (6 %) ainsi que de l'application de l'impôt des sociétés aux activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution. La suppression, début 2016, des 100 kWh gratuits en Flandre explique que le prix facturé au consommateur final (tous prélèvements compris) évolue différemment en Flandre qu'en Wallonie et à Bruxelles. Le prix facturé au consommateur final (tous prélèvements inclus) connaît de ce fait une forte augmentation en Flandre début 2016. Par ailleurs, la CREG constate que les fournisseurs proposant un produit à formule de prix variable ont vu leurs prix rester relativement stables au 1er trimestre 2016 avant de diminuer au 2e trimestre pour ne remonter qu'au 4e trimestre. Les fournisseurs proposant un produit « à formule de prix fixe » ont vu leurs prix diminuer légèrement début 2016, pour ensuite repartir progressivement à la hausse au cours de l'année 2016, avec une légère diminution intermédiaire en septembre 2016. En 2017, la CREG observe que les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix variable » font preuve de stabilité au 1er trimestre, avant de diminuer en prix au 2e trimestre pour ne remonter qu'au 4e trimestre. Les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix fixe » connaissent une évolution plutôt stable tout au long de l'exercice, avec une légère augmentation en fin d'année.

18. Le prix moyen au consommateur final pour tous les fournisseurs réunis a augmenté en moyenne de 14,73 €/MWh, soit de 5,81 %, entre 2016 et 2017.

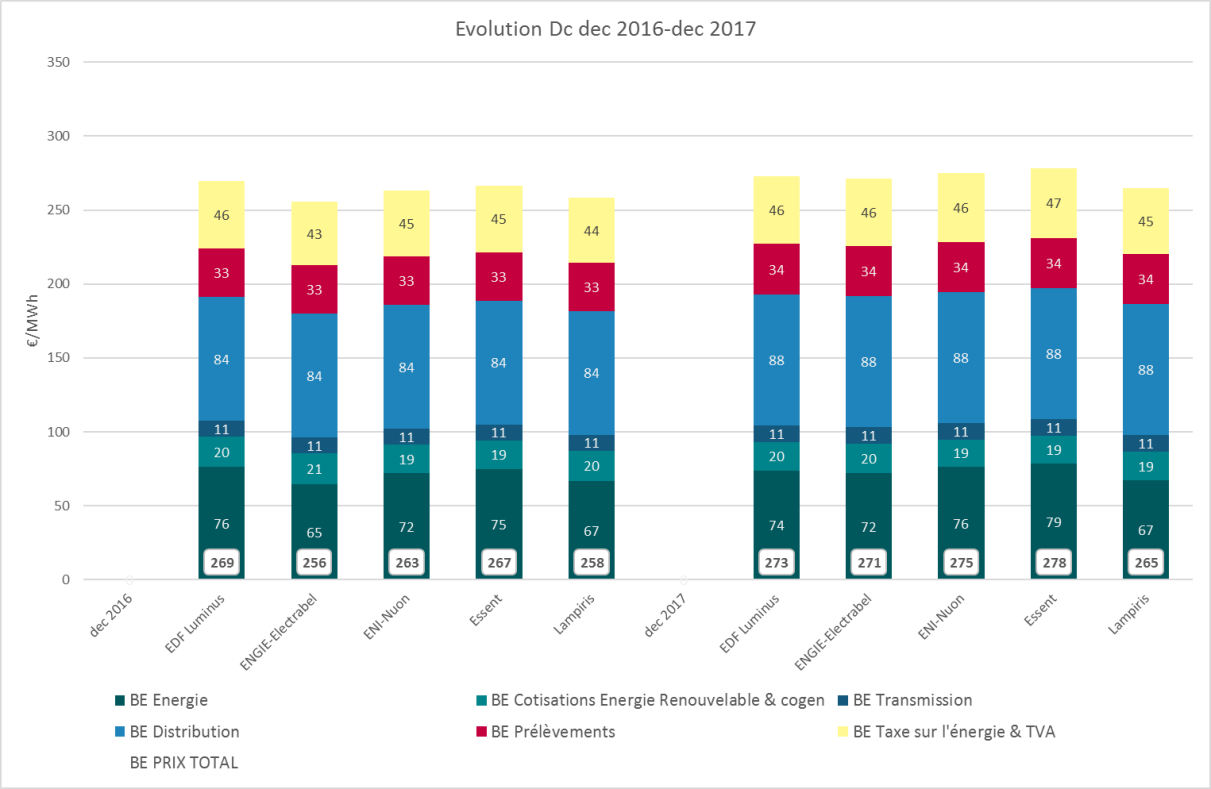
En 2017, le prix final a augmenté chez tous les fournisseurs, passant de +2,46 % (soit +6,51 €/MWh) chez Luminus à +8,38 % (soit +20,66 €/MWh) chez ENGIE-Electrabel.

19. Entre 2007 et 2017, le prix au consommateur final (toutes taxes comprises) a augmenté en moyenne de 71,81 % pour un client Dc (compteur bihoraire). La hausse diffère selon le fournisseur et varie de 61,18 % chez Luminus à 87,56 % chez Essent.

Le graphique ci-dessous reprend le prix moyen facturé à l'utilisateur final pour janvier 2007 et décembre 2017.



Si l'on considère ces deux dernières années, la CREG constate que le prix moyen facturé au consommateur a connu une évolution à la hausse comparable chez tous les fournisseurs, essentiellement attribuable au prix de l'énergie et aux redevances des réseaux de distribution.



3.1.2. Clients professionnels

20. Les figures 6 à 10 montrent l'évolution, en € par MWh, du prix au consommateur final, pour un client-type Ic.

Figure 6: Évolution du prix au consommateur final – Ic – ENGIE-Electrabel

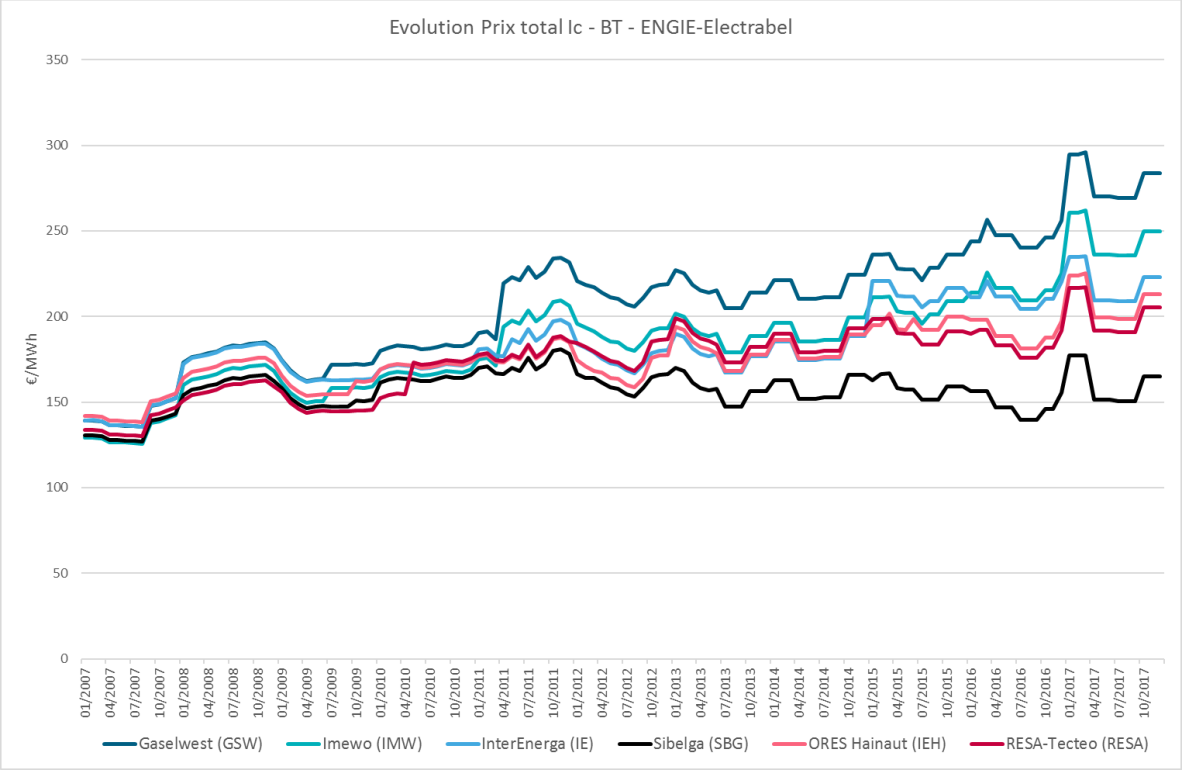


Figure 7: Évolution du prix au consommateur final – Ic – Luminus

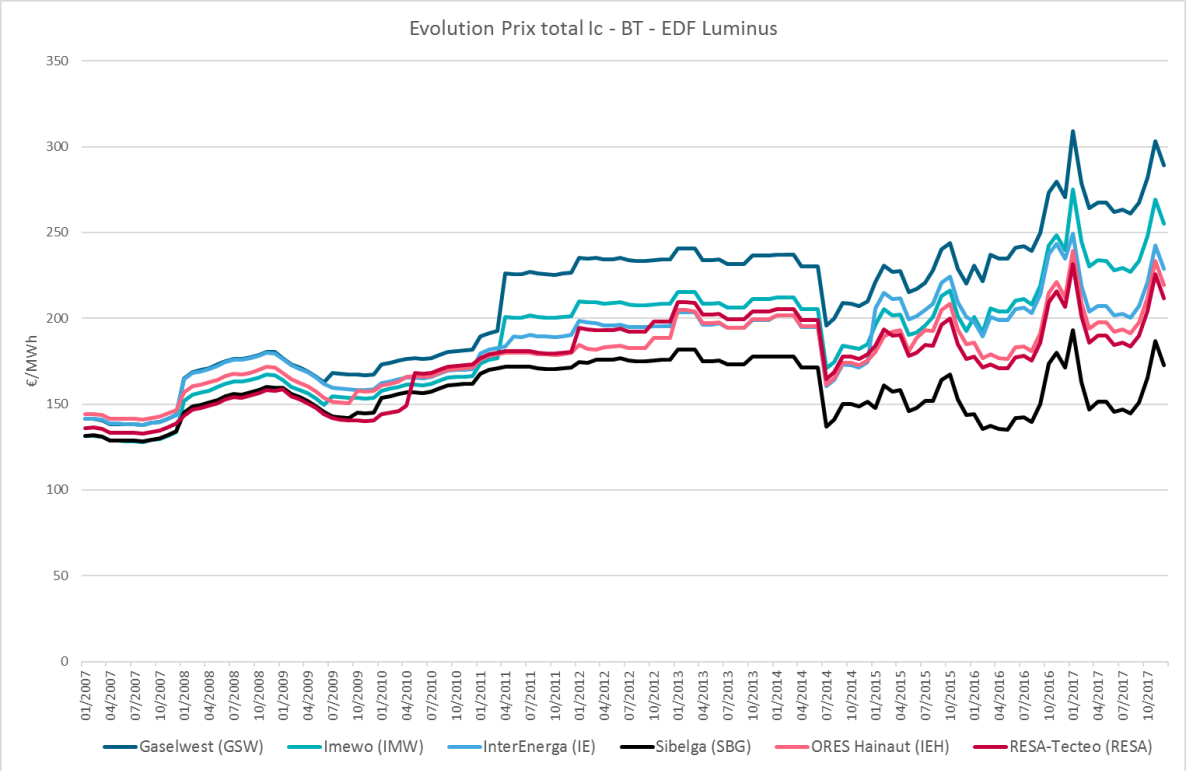


Figure 8: Évolution du prix au consommateur final – Ic – Essent

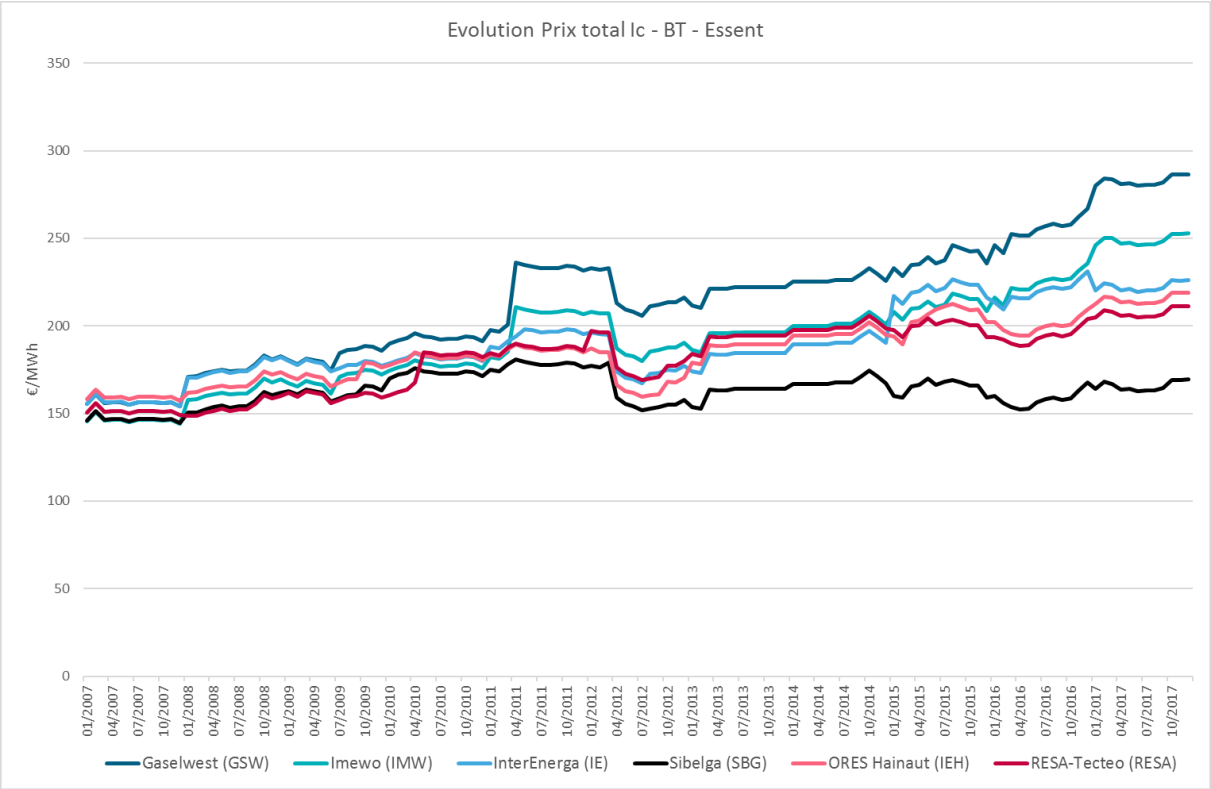


Figure 9: Évolution du prix au consommateur final – Ic – Eni

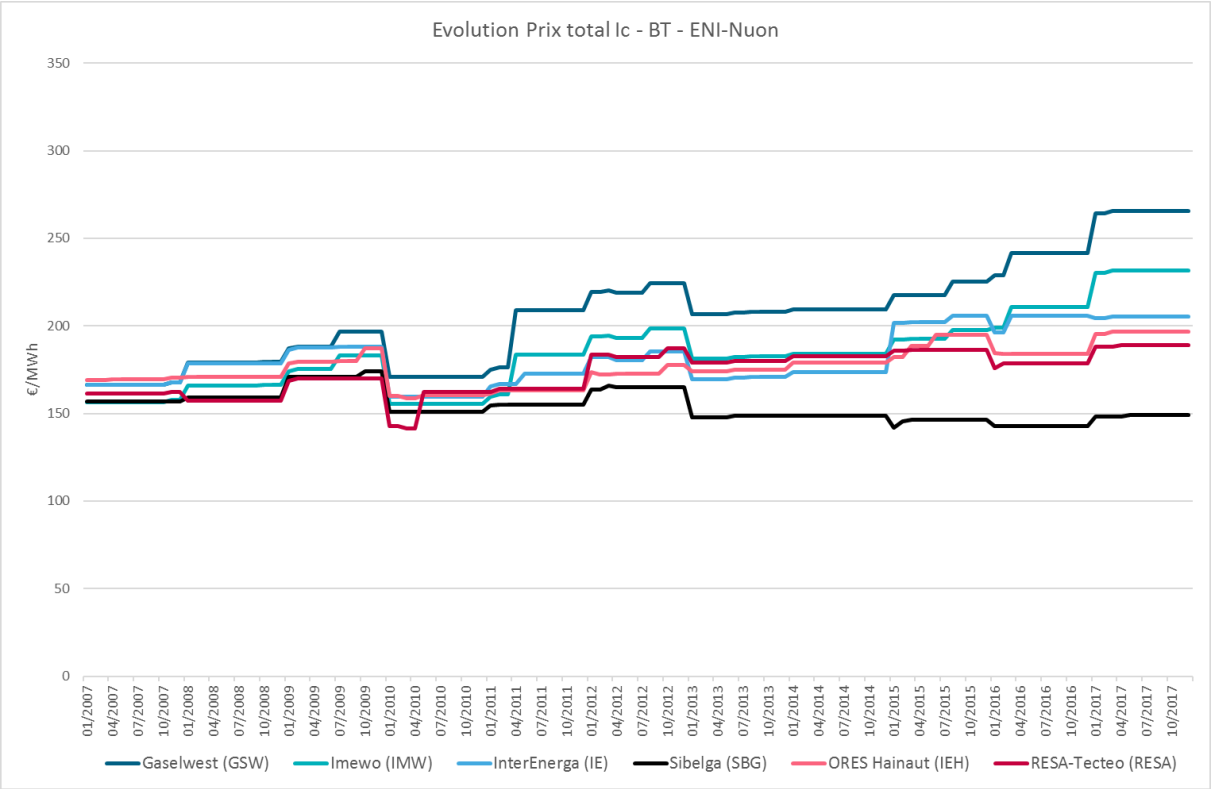
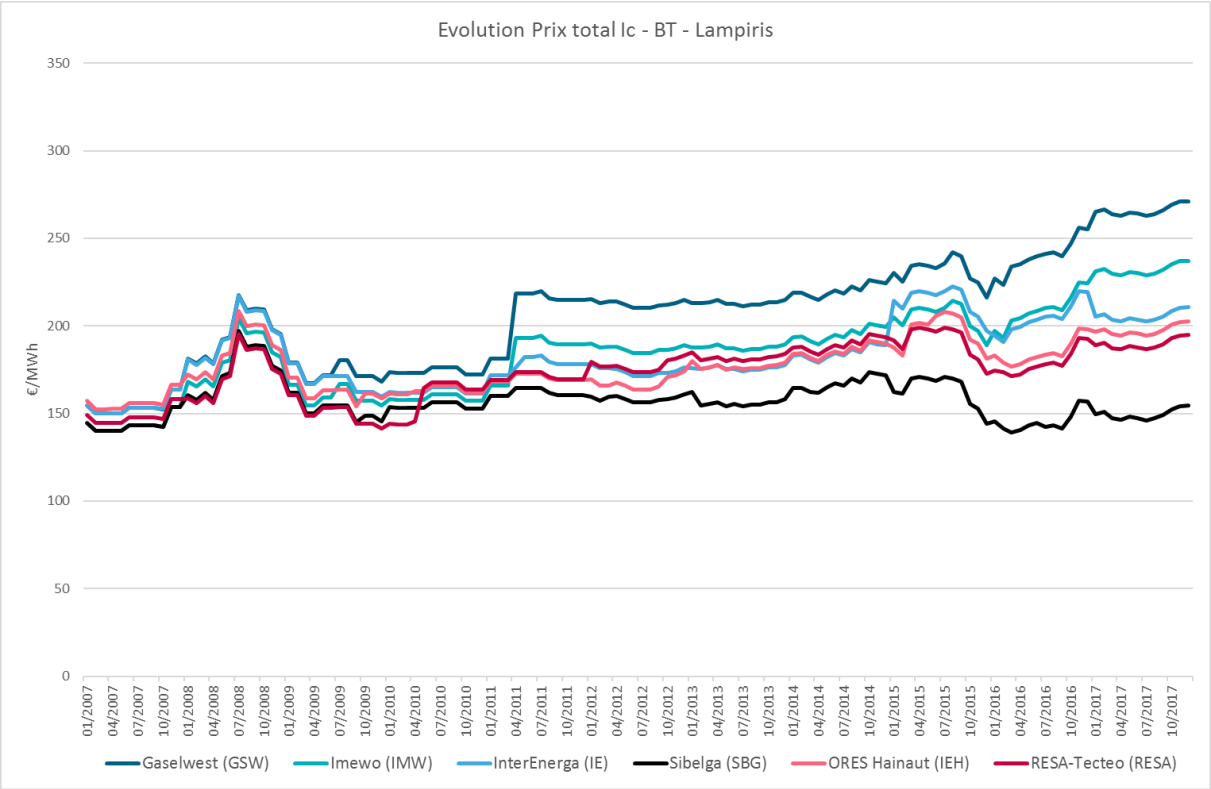


Figure 10: Évolution du prix au consommateur final – Ic – Lampiris



Le prix au consommateur final (toutes taxes incluses) connaît au fil du temps une évolution similaire chez la plupart des fournisseurs. Dans cette période allant de 2007 à début 2011, l'évolution de ce prix final diffère peu entre les divers gestionnaires de réseau de distribution. Le niveau des prix diminue légèrement ou se stabilise en 2007, après quoi la CREG observe une forte hausse en 2008. Fin 2008, début 2009, ce prix final diminue à nouveau mais il reste au-dessus du niveau de 2007; chez Essent et Nuon, cette diminution n'est pas perceptible au cours de cette période. Chez Essent en revanche, la CREG constate une hausse progressive du prix final depuis 2007, tandis que l'évolution chez Nuon ne montre une diminution du prix final que début 2010. Par la suite, ce prix final augmente progressivement jusque début 2011, avec une forte hausse début 2011 chez tous les fournisseurs. Dès ce moment, la CREG constate également une évolution disparate de ce prix final chez les divers fournisseurs.

À partir de 2012, l'évolution annuelle chez ENGIE-Electrabel est comparable, avec une légère diminution en début d'année pour remonter en fin d'année, et une légère augmentation du prix sur toute la période. Chez Luminus, nous voyons un prix stable à très légèrement en hausse jusqu'à la mi-2014, après quoi le prix final devient plus volatil et, après une forte baisse à la mi-2014, remonte jusque fin 2014 et descend au premier trimestre 2015 pour remonter au cours des deux trimestres suivants et redescendre au dernier trimestre. En 2016, la CREG observe de faibles fluctuations jusqu'à août inclus, suivies d'une forte augmentation jusqu'à novembre inclus, puis d'une légère diminution au dernier mois de l'année. Chez Essent, la CREG constate une forte baisse du prix final début 2012, après quoi il connaît une remontée progressive. Chez Nuon/Eni, le prix final est stable voire en légère hausse en 2012, puis remonte progressivement après une baisse début 2013. L'évolution chez Lampiris est relativement stable voire en légère hausse à partir de 2012 jusqu'à la mi-2015, où le prix diminue fortement avant de remonter progressivement dès le début 2016. L'augmentation en mars 2016, qui ne s'observe que chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands, est liée à la réforme du prélèvement visant à financer le fonds flamand de l'énergie (voir point 3.6.2). En 2017, la CREG observe

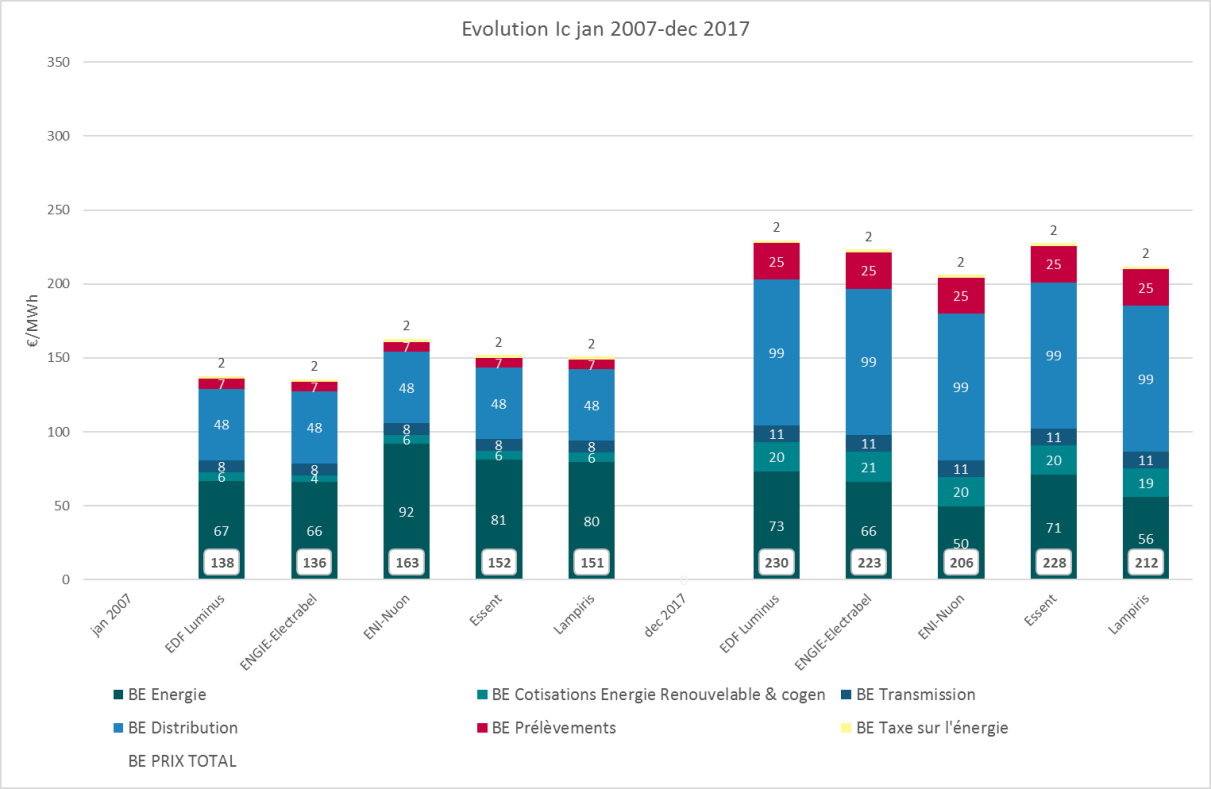
que les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix variable » font preuve de stabilité au 1er trimestre, avant de diminuer en prix au 2e trimestre pour ne remonter qu'au 4e trimestre. Les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix fixe » connaissent une évolution plutôt stable tout au long de l'exercice.

21. Le prix moyen au consommateur final pour tous les fournisseurs réunis a augmenté en moyenne de 15,72 €/MWh soit 7,91 % entre 2016 et 2017.

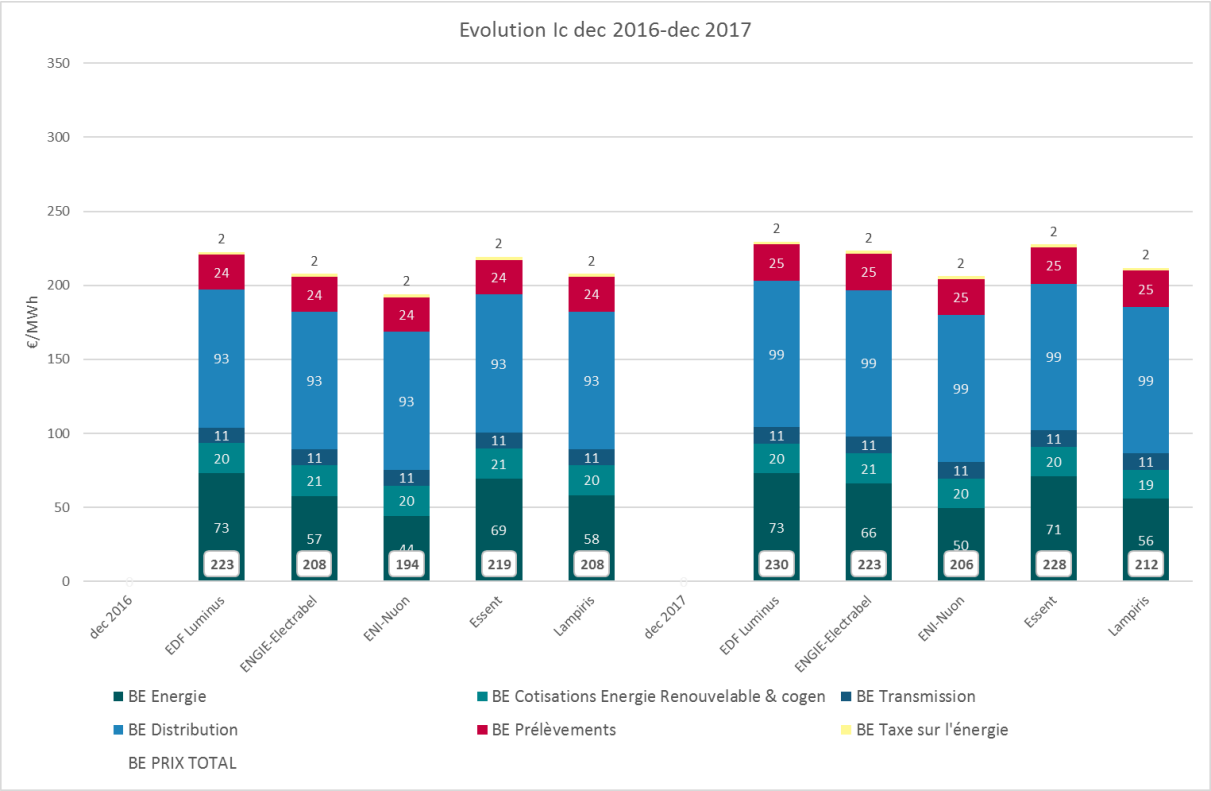
En 2017, le prix final a augmenté chez tous les fournisseurs, passant de +6,64 % (soit +12,88 €/MWh) chez Lampiris à +10,12 % (soit +20,15 €/MWh) chez ENGIE-Electrabel.

22. Entre 2007 et 2017, le prix au consommateur final (toutes taxes comprises) a augmenté, en moyenne, de 44,89 % pour un client Ic. Ce delta diffère par fournisseur et varie, pour un client Ic, d'une hausse de 26,46 % chez Eni-Nuon à une hausse de 59,00 % chez ENGIE-Electrabel.

Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final en janvier 2007 et en décembre 2017 pour un client Ic.



Si l'on considère ces deux dernières années, la CREG constate que le prix moyen facturé au consommateur final a connu une évolution à la hausse comparable chez tous les fournisseurs, essentiellement attribuable au prix de l'énergie et aux redevances des réseaux de distribution.



23. Les figures 11 à 15 montrent l'évolution, en € par MWh, du prix au consommateur final, pour un client-type Ic1.

Figure 11: Évolution du prix au consommateur final – Ic1– ENGIE-Electrabel

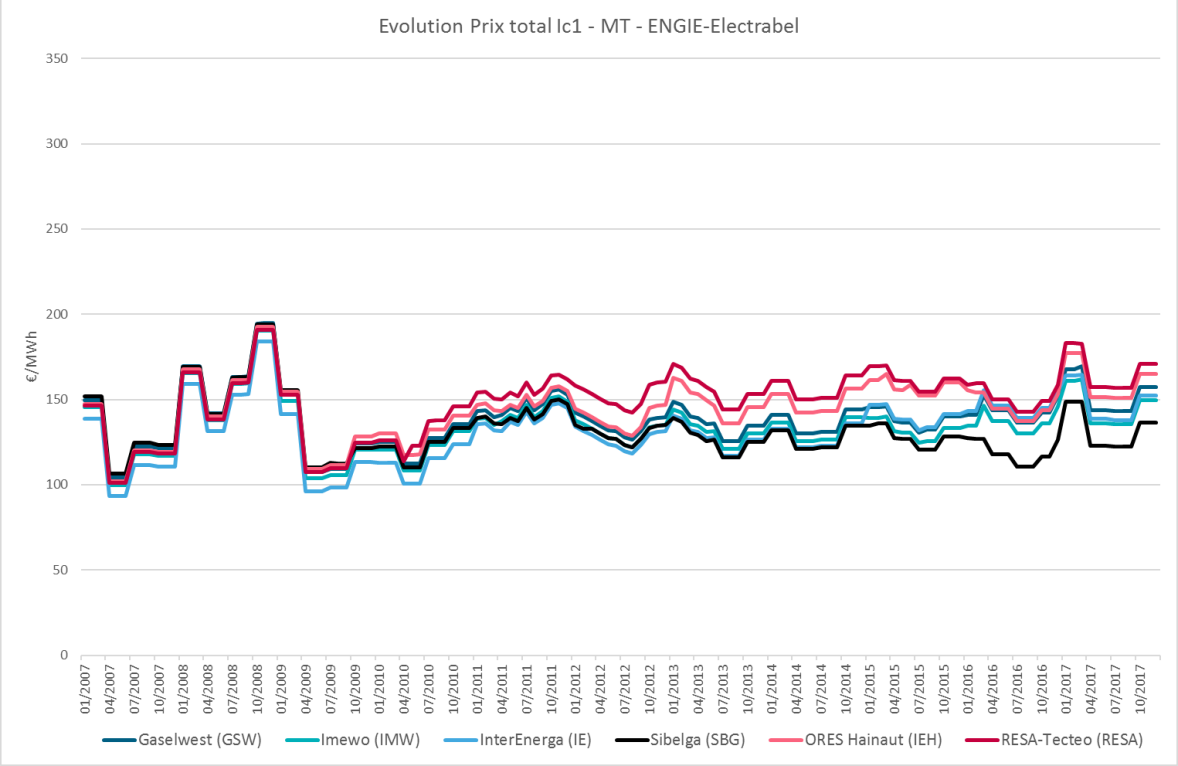


Figure 12: Évolution du prix au consommateur final – Ic1– Luminus

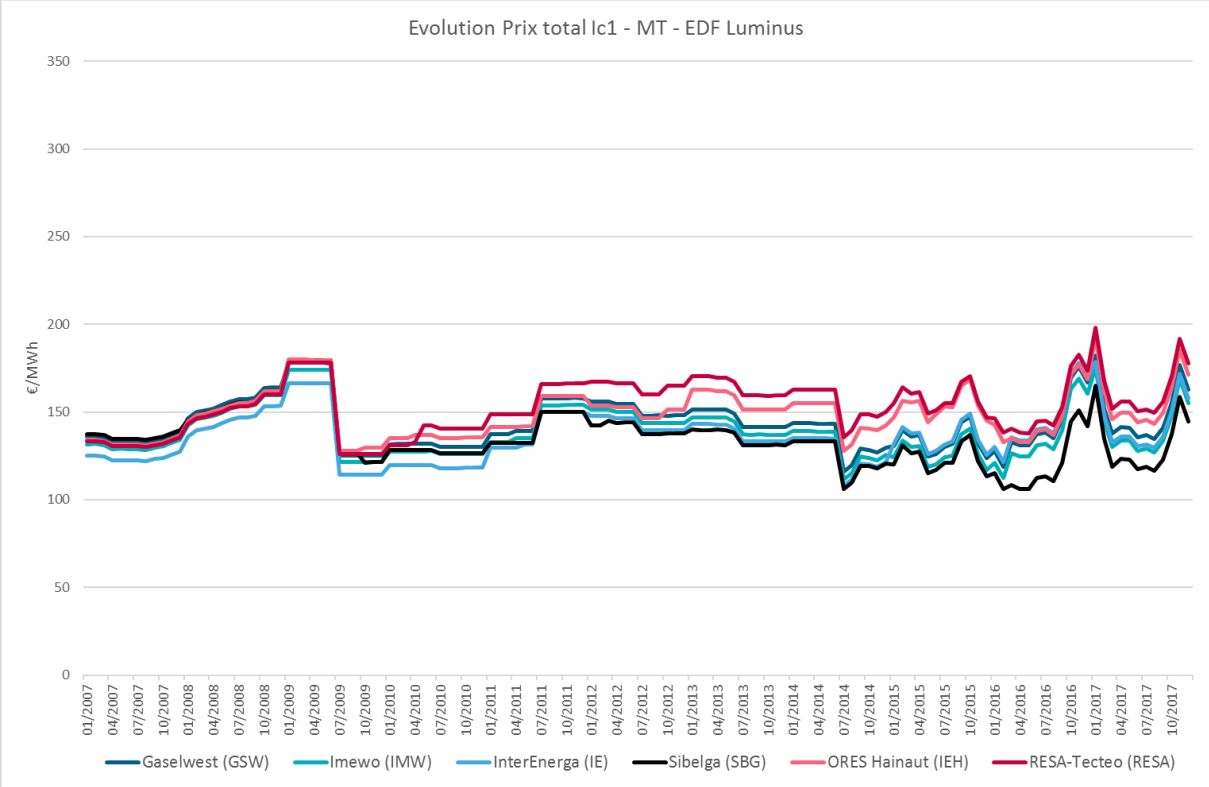


Figure 13: Évolution du prix au consommateur final – Ic1– Essent

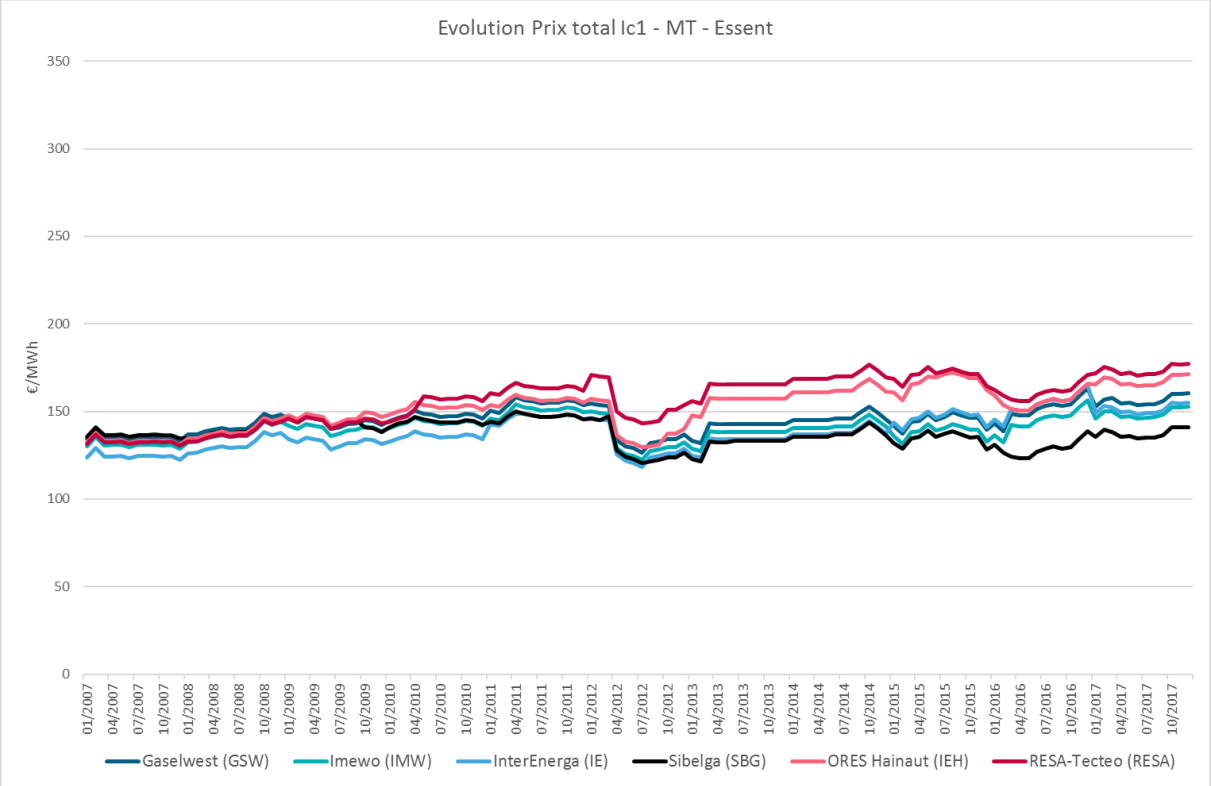


Figure 14: Évolution du prix au consommateur final – Ic1– Eni

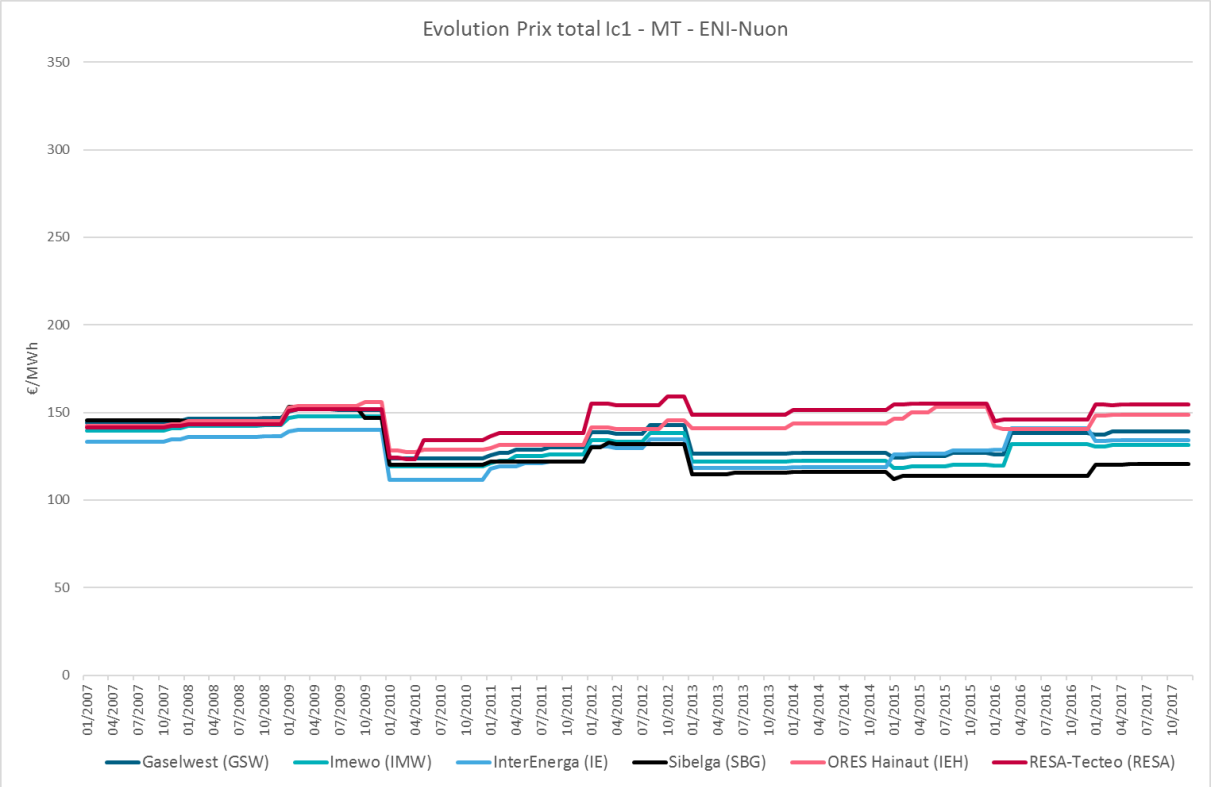
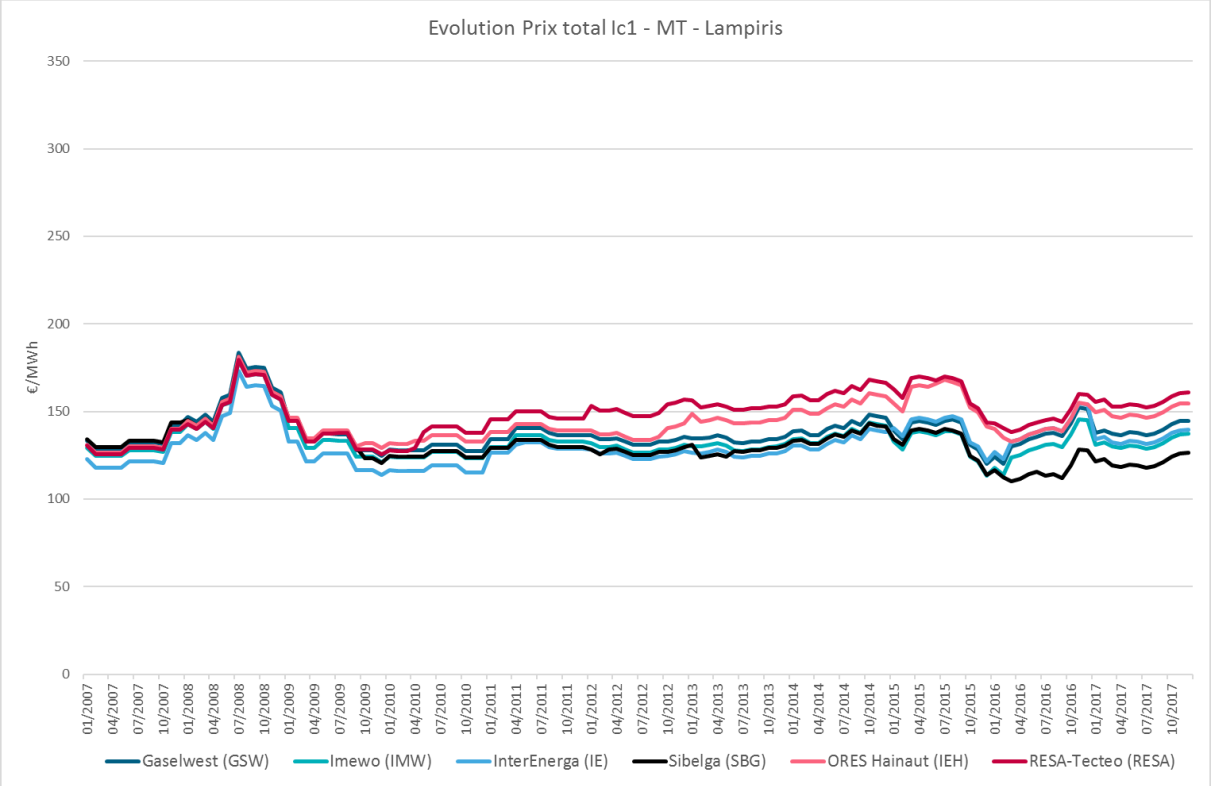


Figure 15: Évolution du prix au consommateur final – Ic1– Lampiris



Dans la période allant de 2007 à début 2010, l'évolution de ce prix au consommateur final diffère peu entre les divers gestionnaires de réseau de distribution. Dès 2010, l'la CREG observe que cette différence entre les divers réseaux de distribution s'accentue systématiquement.

Chez ENGIE-Electrabel, l'évolution dans la période allant de 2007 à la mi-2009 est très volatile, avec une forte baisse et de fortes hausses. À partir de la mi-2009, la CREG constate une augmentation progressive jusqu'à début 2012, après quoi l'évolution annuelle du prix s'assimile à une légère baisse en début d'année puis à une remontée en fin d'année, avec pour conséquence un niveau relativement stable du prix au consommateur final sur l'ensemble de la période. Chez Luminus, la CREG constate en 2007 un prix en légère diminution à stable, après quoi une forte augmentation a lieu en 2008, suivie d'une forte baisse au premier semestre 2009. Ce prix final augmente ensuite progressivement jusqu'à la mi-2011 avant de redescendre peu à peu jusqu'à la mi-2014, après quoi le prix final devient plus volatil et, après une forte baisse à la mi-2014, remonte jusque fin 2014 et baisse au premier trimestre 2015 pour remonter au cours des deux trimestres suivants et redescendre au dernier trimestre. En 2016, la CREG observe de faibles fluctuations jusqu'à août inclus, suivies d'une forte augmentation jusqu'à novembre inclus, puis d'une légère diminution au dernier mois de l'année. Chez Essent, la CREG constate une augmentation progressive du prix final à partir de début 2007 jusque début 2012. Une forte diminution intervient début 2012, après quoi le prix remonte progressivement. Chez Nuon/Eni, le prix est pratiquement stable jusque début 2010. La CREG constate une forte diminution début 2010, après quoi le prix remonte légèrement jusque début 2013, date à laquelle la CREG observe à nouveau une forte baisse. Le prix reste ensuite pratiquement stable à légèrement en hausse. Chez Lampiris, la CREG constate en 2007 un prix en légère diminution à stable, après quoi une forte augmentation se manifeste en 2008, puis une forte baisse au premier semestre 2009. Par la suite, ce prix final remonte très lentement jusqu'à la mi-2015, où il connait une forte baisse avant de remonter progressivement dès le début 2016.

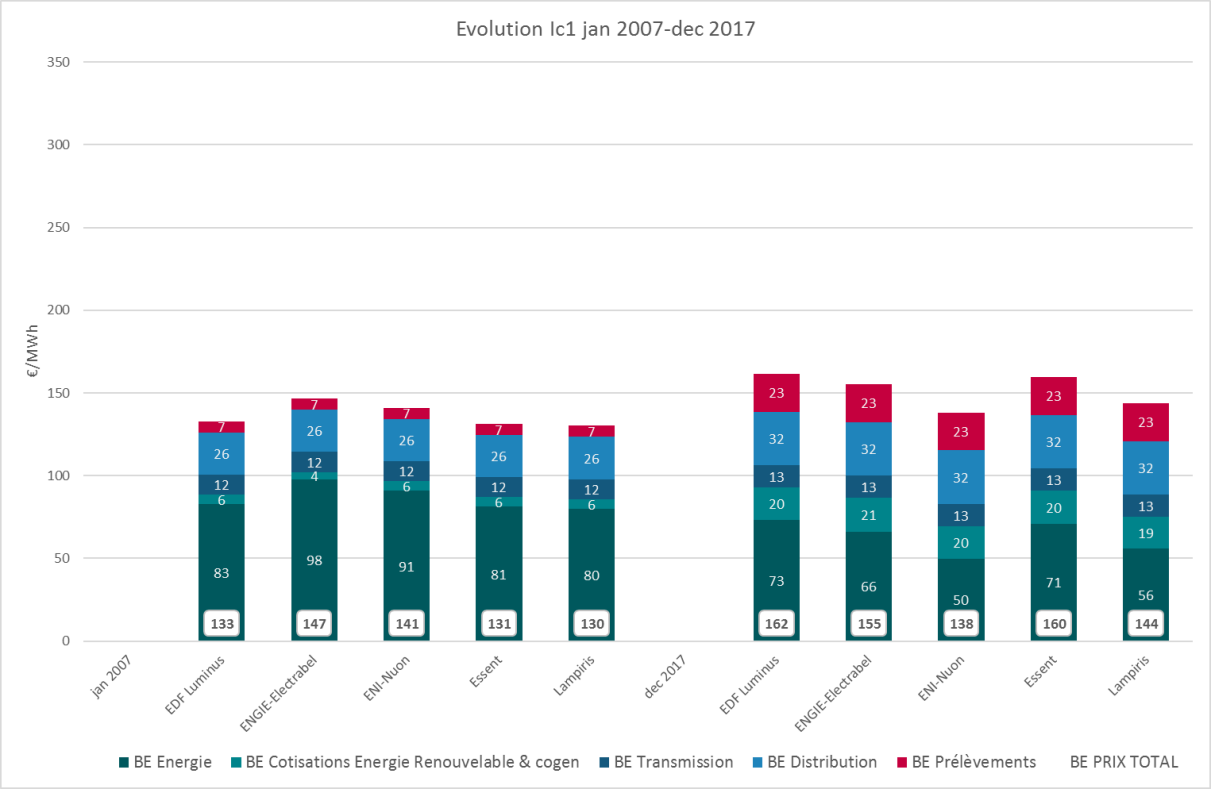
L'augmentation en mars 2016, qui ne s'observe que chez les gestionnaire de réseau de distribution flamands, est liée à la réforme du prélèvement visant à financer le fonds flamand de l'énergie (voir point 3.6.2). En 2017, la CREG observe que les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix variable » font preuve de stabilité au 1er trimestre, avant de diminuer en prix au 2e trimestre pour ne remonter qu'au 4e trimestre. Les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix fixe » connaissent une évolution plutôt stable tout au long de l'exercice.

24. Entre 2016 et 2017, le prix moyen facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de 6,82 €/MWh (+ 4,89 %) pour tous les fournisseurs.

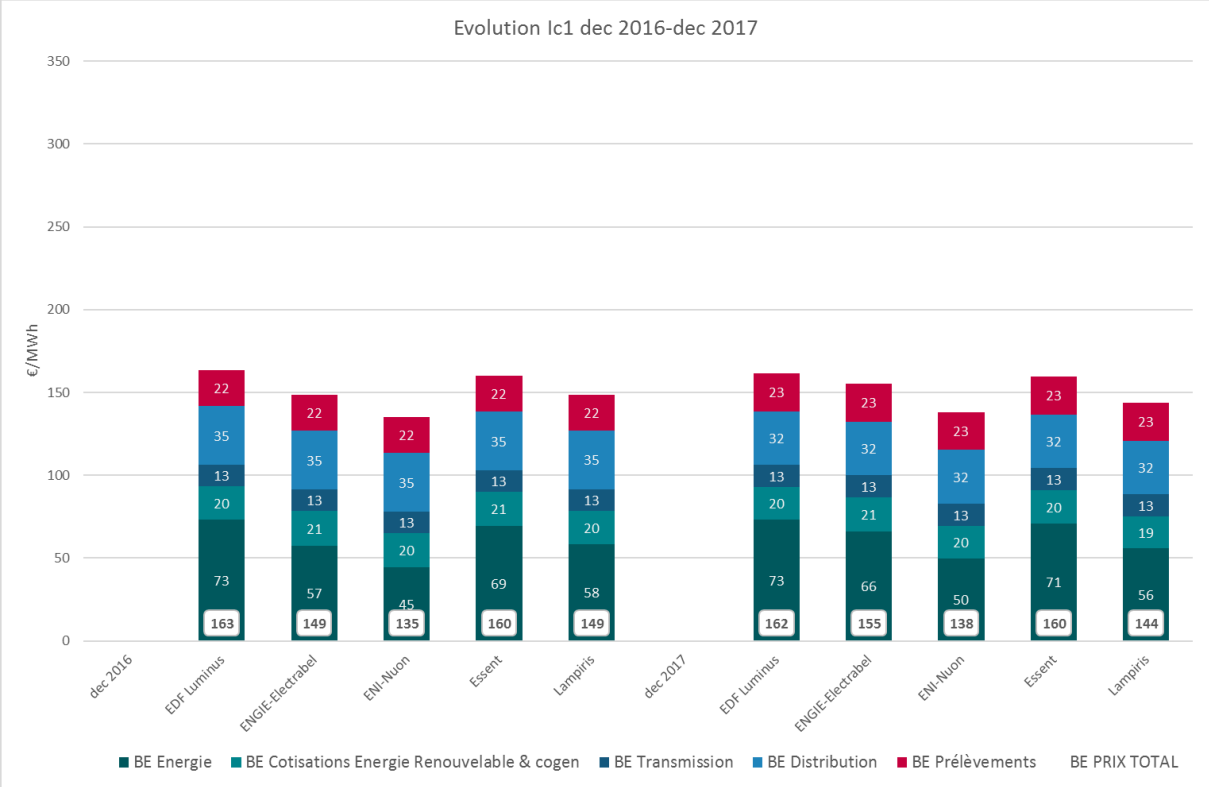
En 2017, le prix final a augmenté pour tous les fournisseurs, de +2,86 % (soit +3,83 €/MWh) chez Eni-Nuon à +8,09 % (soit +11,32 €/MWh) chez ENGIE-Electrabel.

25. Entre 2007 et 2017, le prix facturé à l'utilisateur final (tous prélèvements inclus) a augmenté en moyenne de 11,68 % pour un client Ic1. Ce delta diffère selon le fournisseur et varie, pour un client Ic1, de - 2,25 % chez Eni-Nuon à + 24,68 % chez ENGIE-Electrabel.

Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final en janvier 2007 et en décembre 2017 pour un client Ic1.



Ces deux dernières années, le prix facturé à l'utilisateur final a connu, en règle générale, une évolution plutôt stable (Luminus et Essent restent quasi constants, ENGIE-Electrabel et ENI-Nuon connaissent une légère hausse, et Lampiris enregistre une diminution), essentiellement attribuable au prix de l'énergie.



3.2. APERÇU DES PRINCIPALES COMPOSANTES

26. Les 6 principales composantes du prix final au consommateur (qui seront discutés en outre dans la présente étude) sont les suivants:

- le prix de l'énergie;
- la contribution énergie renouvelable et cogénération;
- le tarif de transport (hors prélèvements publics);
- le tarif de distribution (hors prélèvements publics);
- les prélèvements publics;
- la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels).

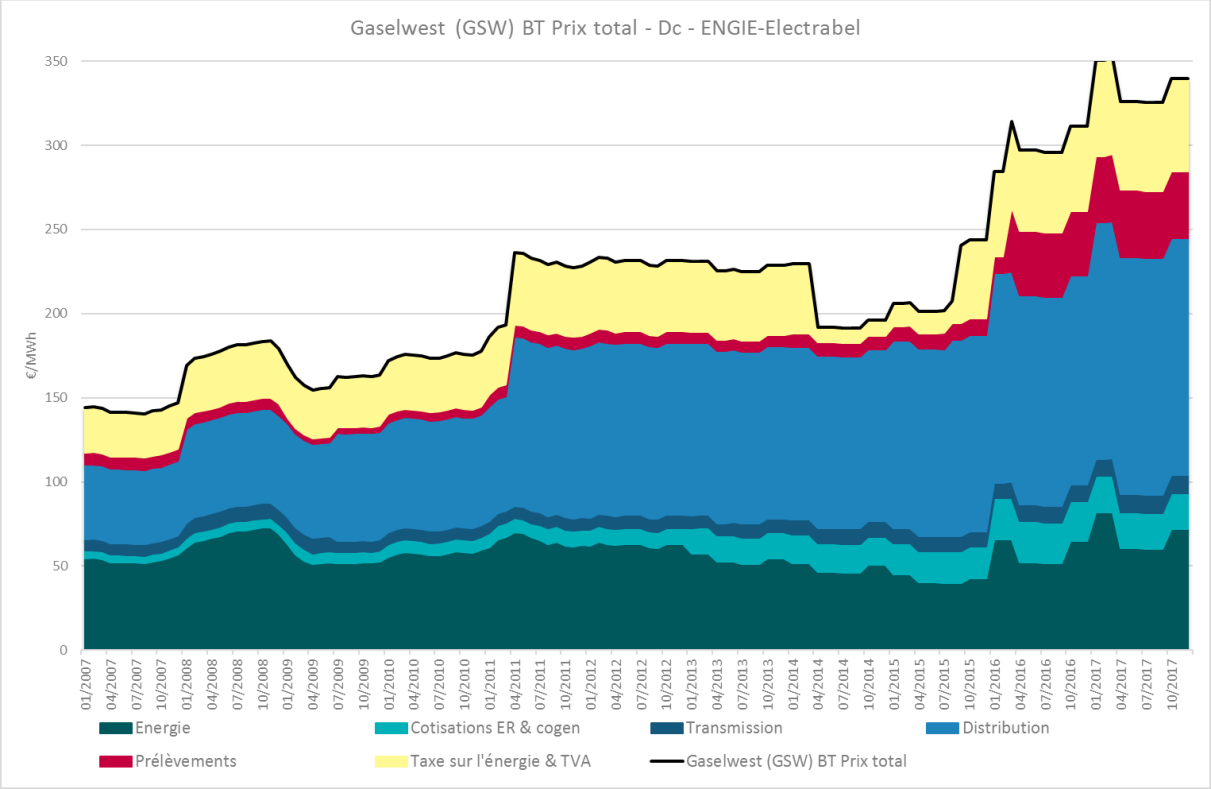
Les composantes tarifaires qui déterminent les grandes tendances des prix sont:

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

Bien que la contribution énergie renouvelable et cogénération ait une importance relative moindre dans le prix final au consommateur, cette composante a plus que doublé depuis 2007. La politique énergétique et l'obligation de quota y afférente dans les Régions sont à l'origine de cette hausse. Ce point est développé au numéro 107.

Les figures 16 à 20[2] montrent l'évolution, en € par MWh, de ces 6 composantes pour un client-type Dc – compteur bihoraire.

Figure 16: Évolution des 6 principales composantes du prix au consommateur final – Dc (compteur bihoraire) – Gaselwest – ENGIE-Electrabel



[2] Afin de limiter le nombre de graphiques dans le texte, nous avons préféré reprendre les figures pour un client-type Dc pour le gestionnaire de distribution de réseau Gaselwest tandis que les figures pour un client-type Ic1 sont reprises pour le gestionnaire de réseau de distribution ORES Hainaut Électricité. Les différences entre les diverses régions seront examinées en détail plus loin dans le texte, dans l'examen des composantes individuelles.

Figure 17: Évolution des 6 principales composantes du prix au consommateur final – Dc (compteur bihoraire) – Gaselwest – Luminus

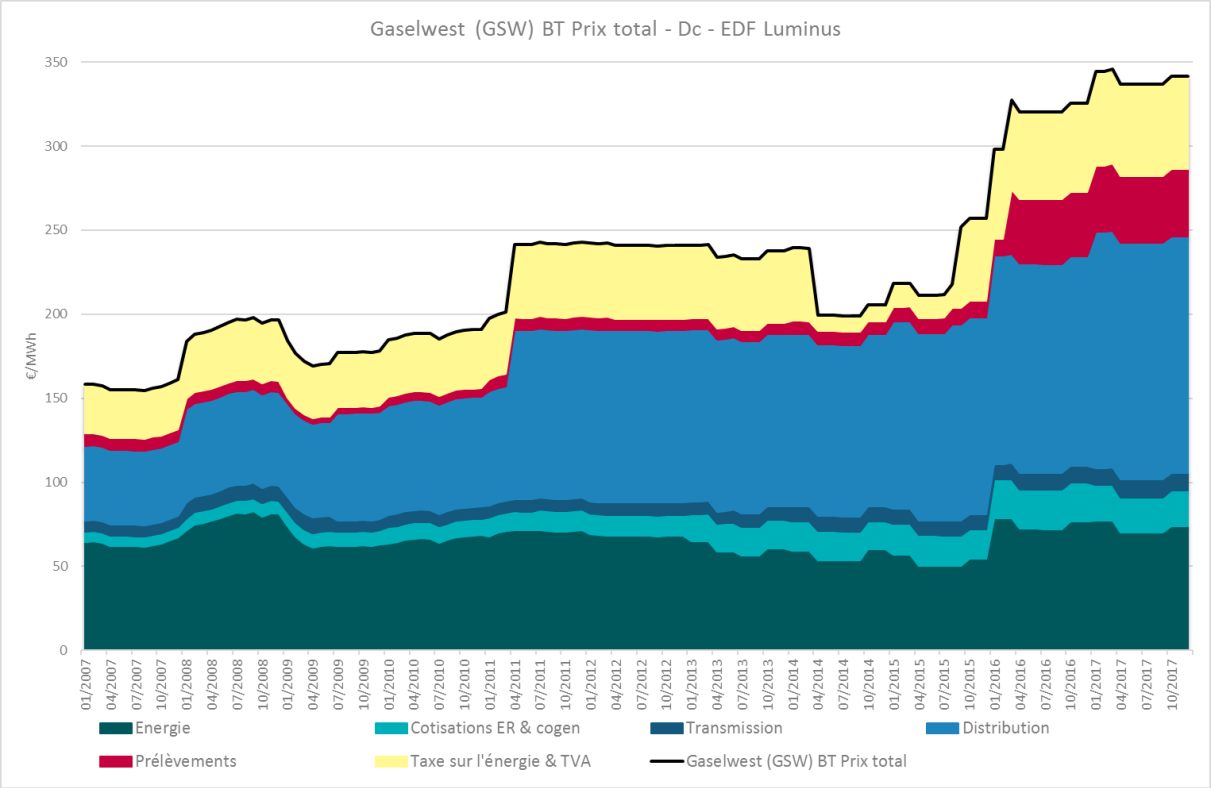


Figure 18: Évolution des 6 principales composantes du prix au consommateur final – Dc (compteur bihoraire) – Gaselwest – Essent

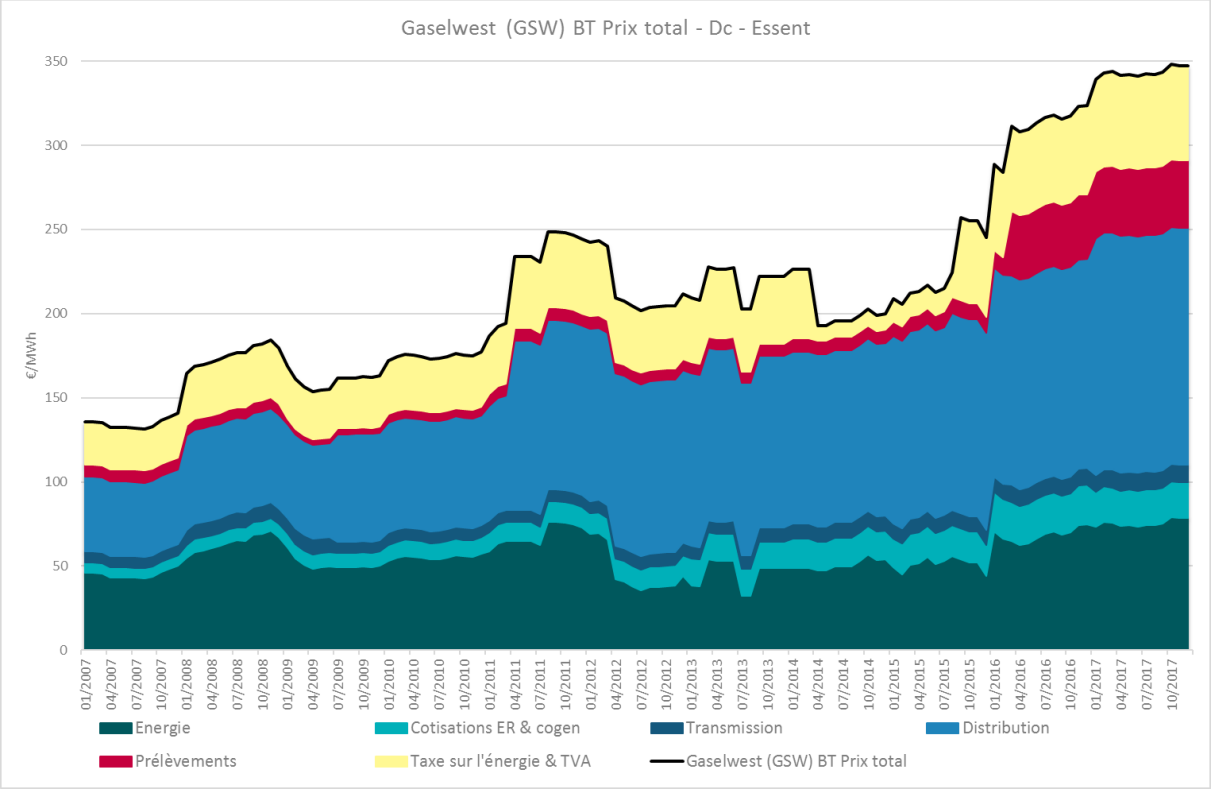


Figure 19: Évolution des 6 principales composantes du prix au consommateur final – Dc (compteur bihoraire) – Gaselwest – Eni

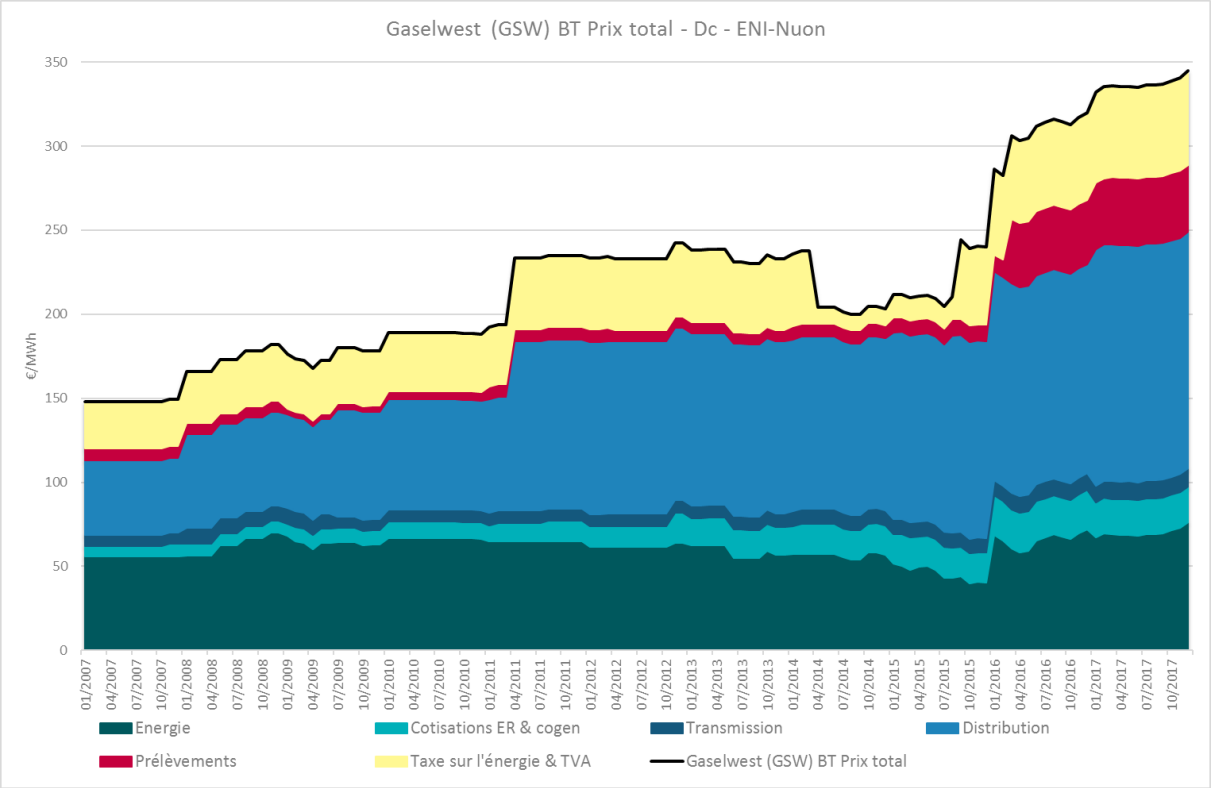
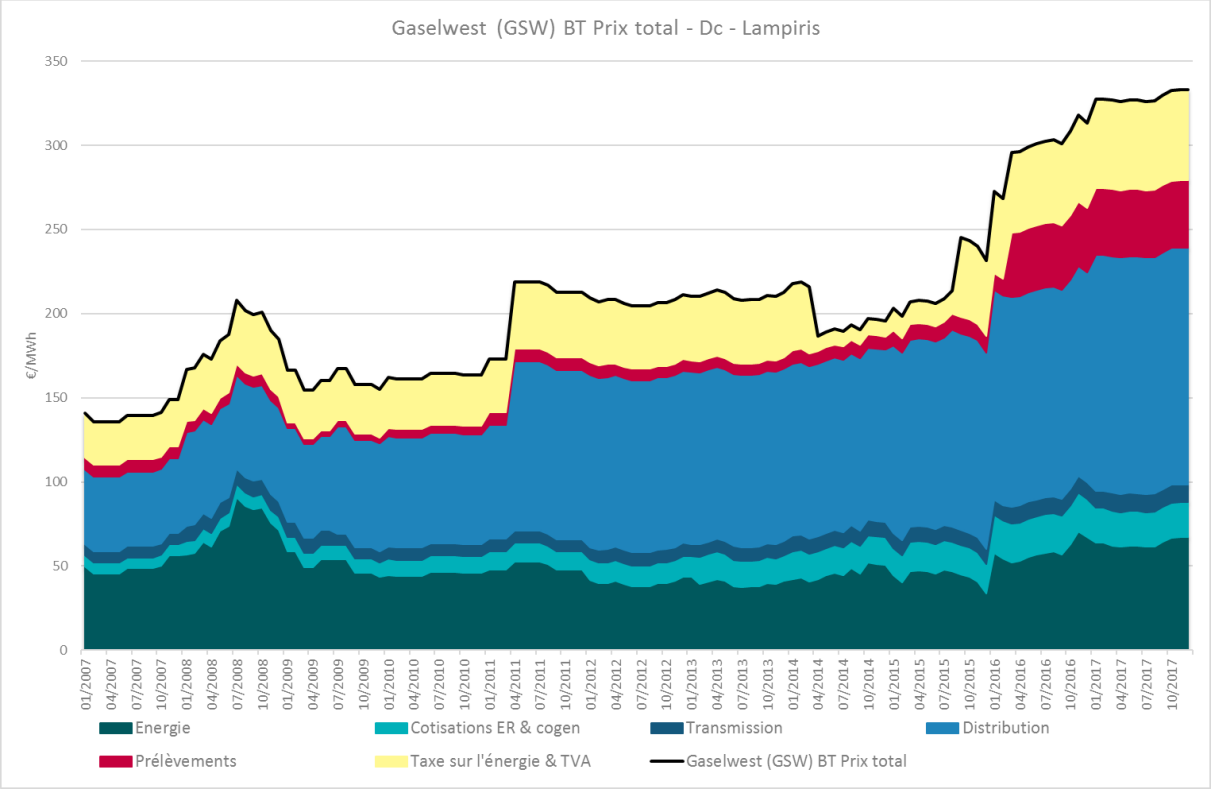
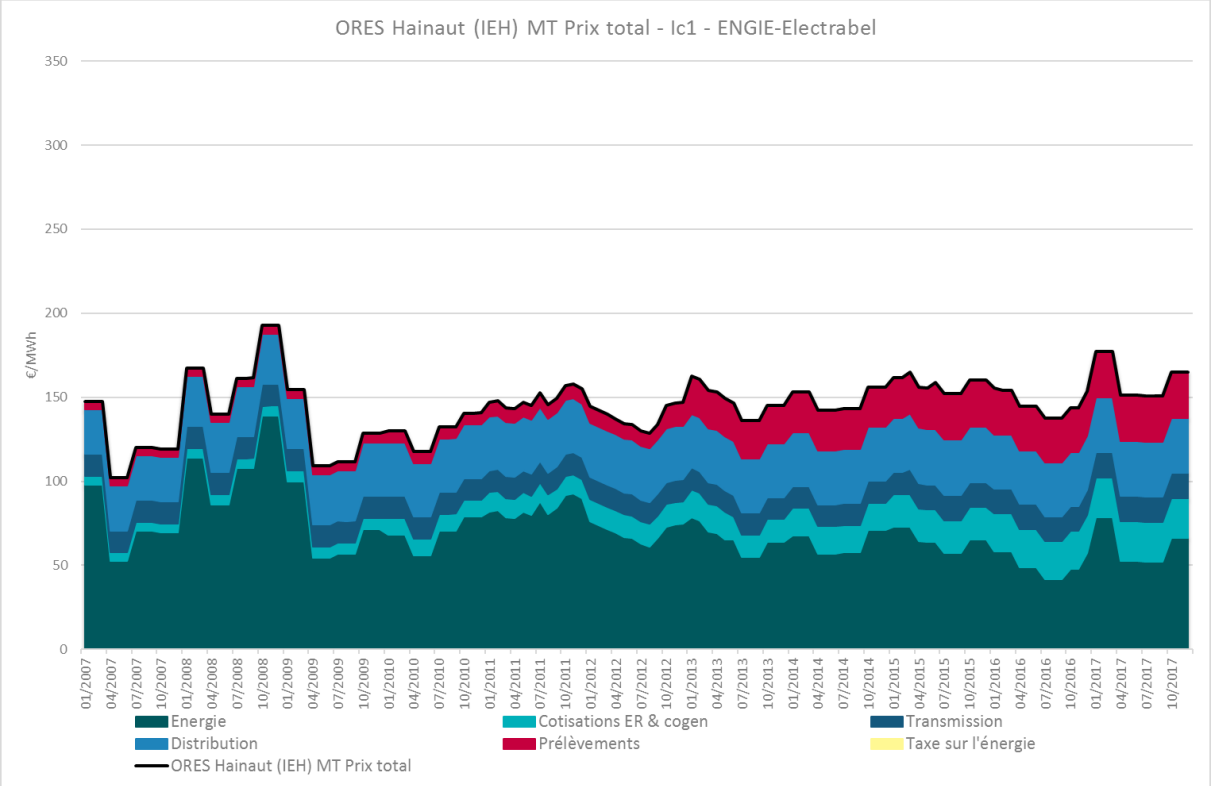


Figure 20: Évolution des 6 principales composantes du prix au consommateur final – Dc (compteur bihoraire) – Gaselwest – Lampiris



Les figures 21 à 25[3] montrent l'évolution, en € par MWh, de ces 6 composantes pour un client-type Ic1.

Figure 21: Évolution des 6 principales composantes du prix au consommateur final – Ic1 – ORES Hainaut Électricité – ENGIE-Electrabel



[3] Afin de limiter le nombre de graphiques dans le texte, nous avons préféré reprendre les figures pour un client-type DC pour le gestionnaire de distribution de réseau Gaselwest tandis que les figures pour un client-type Ic1 sont reprises pour le gestionnaire de réseau de distribution ORES Hainaut Électricité. Les différences entre les diverses régions seront examinées en détail plus loin dans le texte, dans l'examen des composantes individuelles.

Figure 22: Évolution des 6 principales composantes du prix au consommateur final – Ic1 – ORES Hainaut Électricité – Luminus

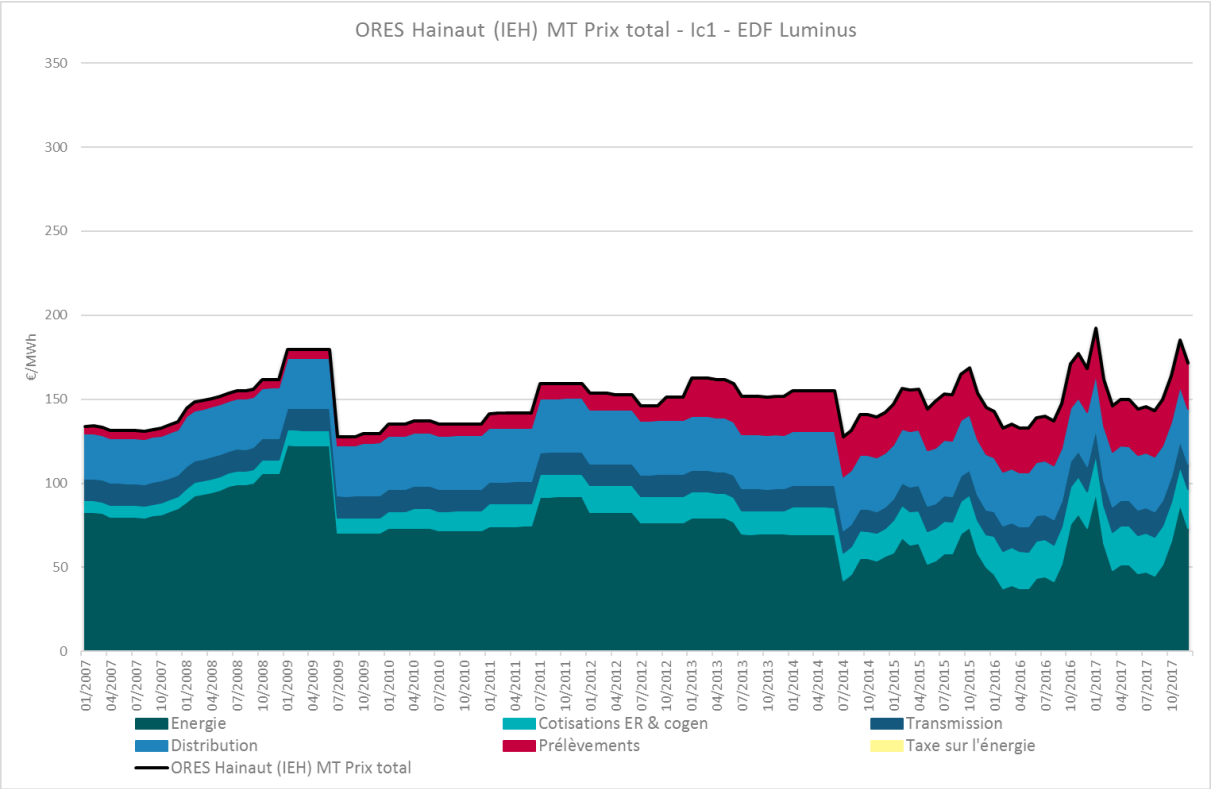


Figure 23: Évolution des 6 principales composantes du prix au consommateur final – Ic1 – ORES Hainaut Électricité – Essent

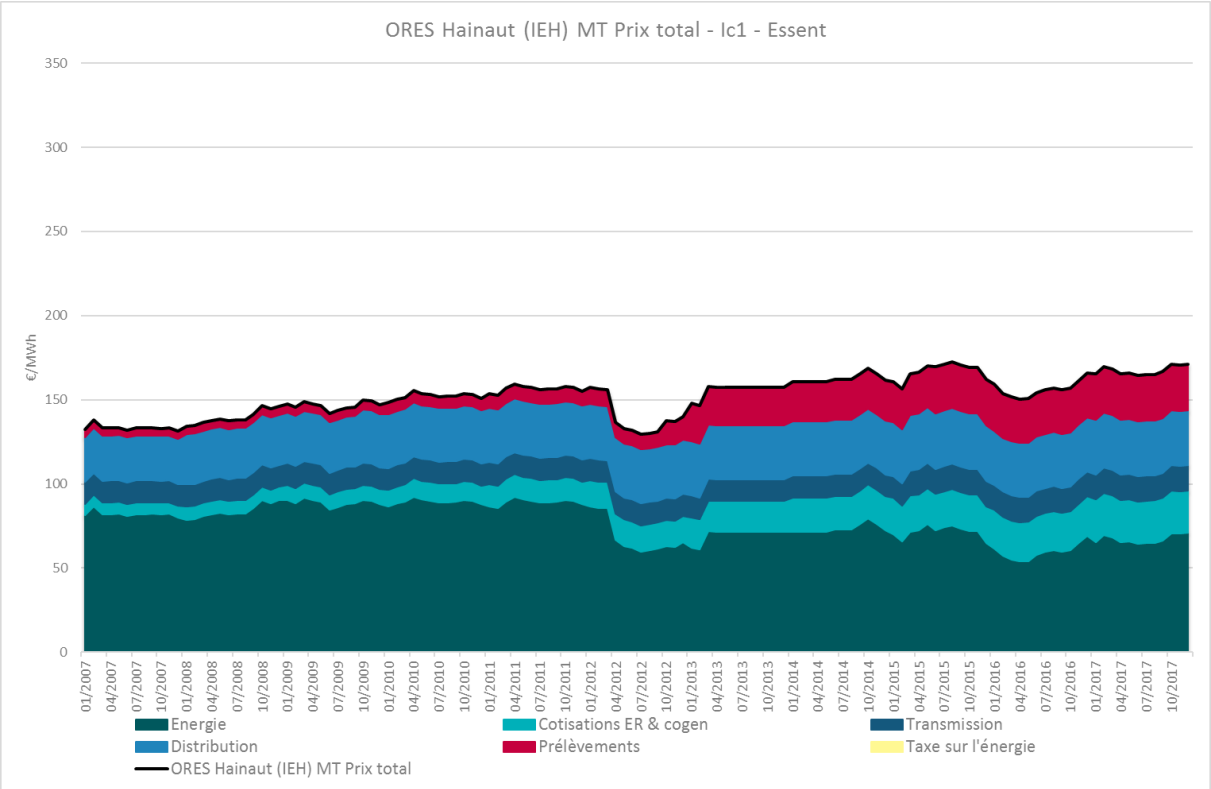


Figure 24: Évolution des 6 principales composantes du prix au consommateur final – Ic1 – ORES Hainaut Électricité – Eni

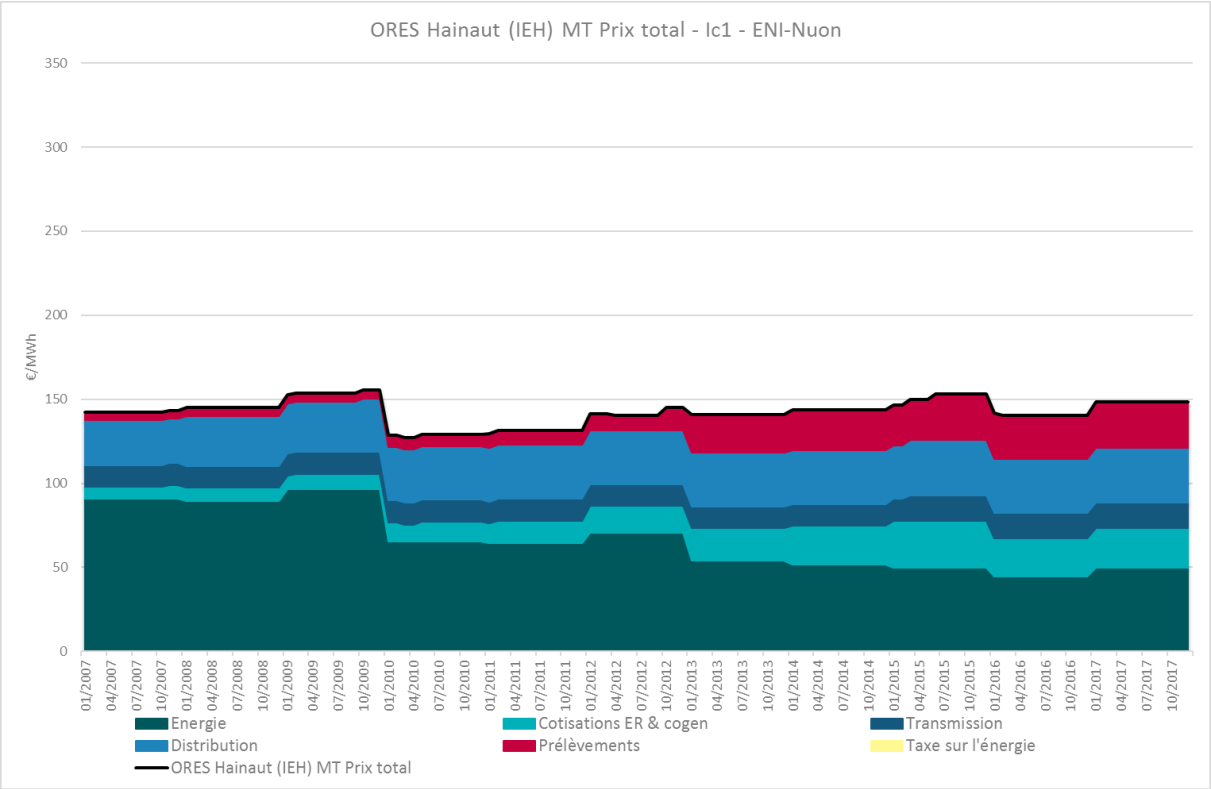
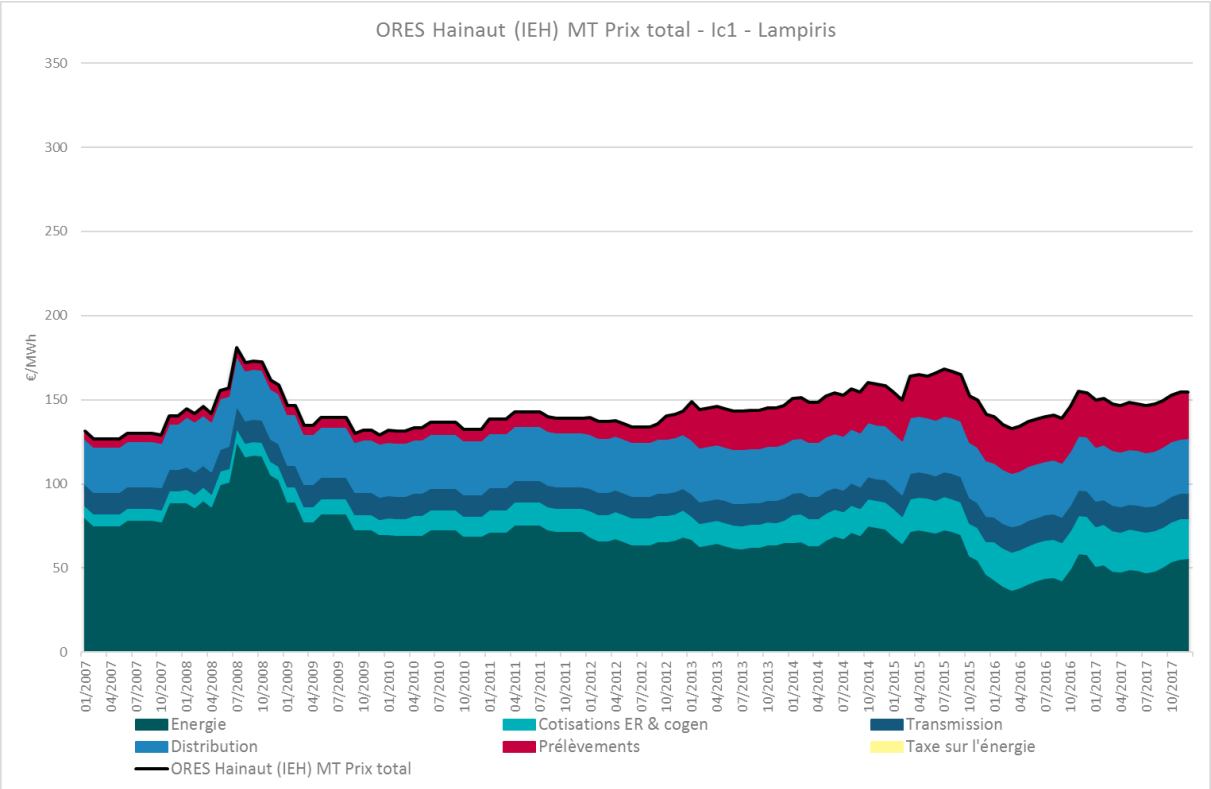


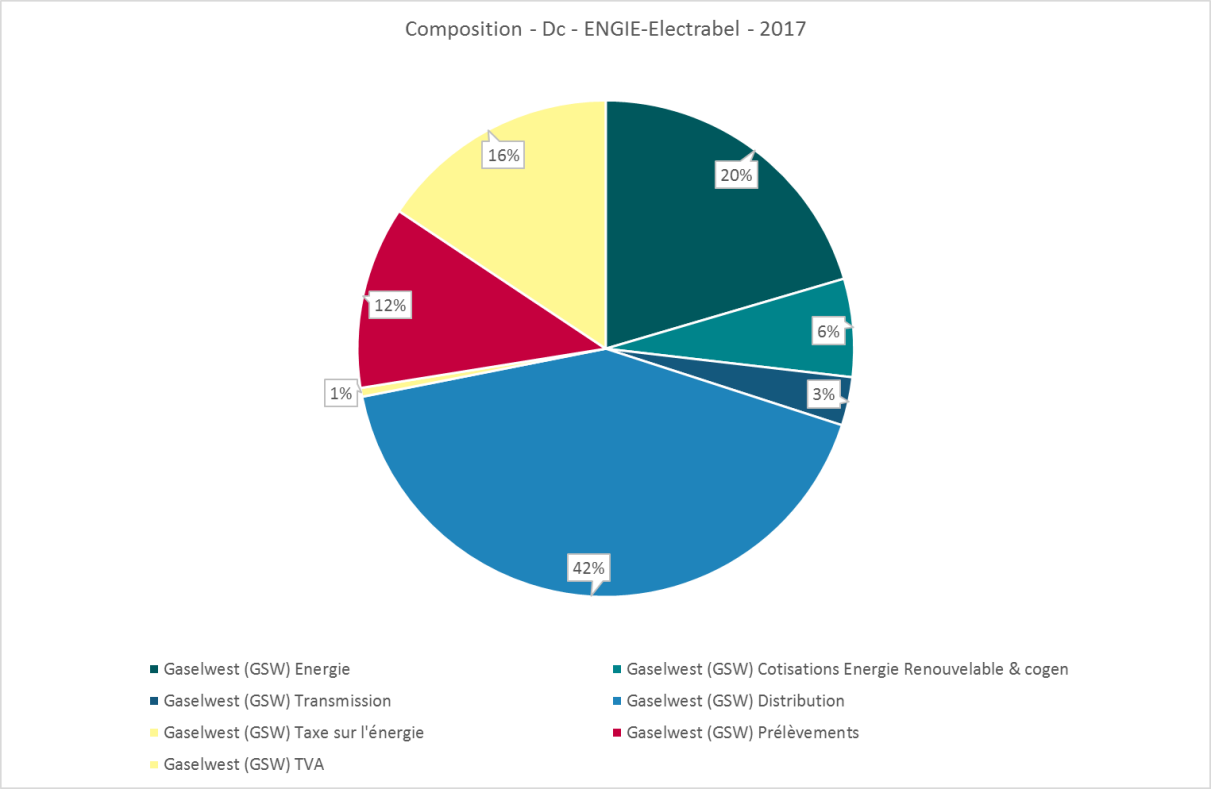
Figure 25: Évolution des 6 principales composantes du prix au consommateur final – Ic1 – ORES Hainaut Électricité – Lampiris

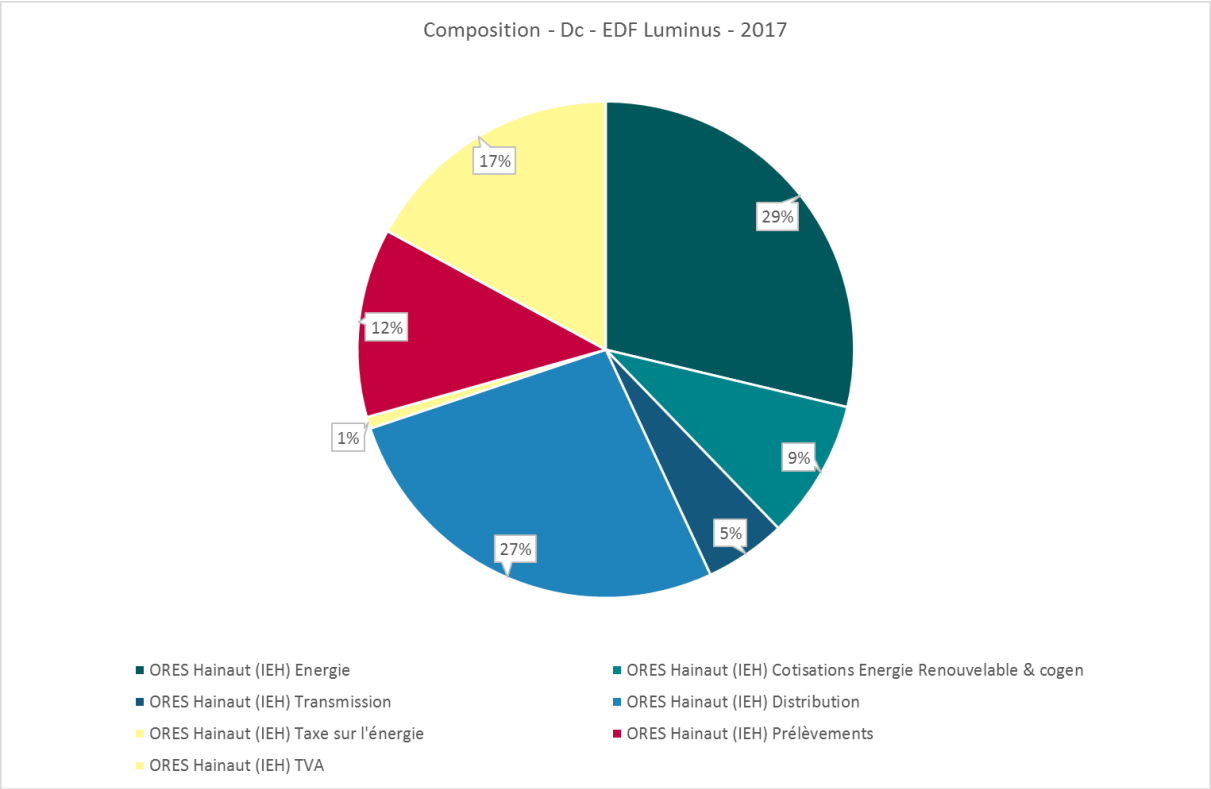


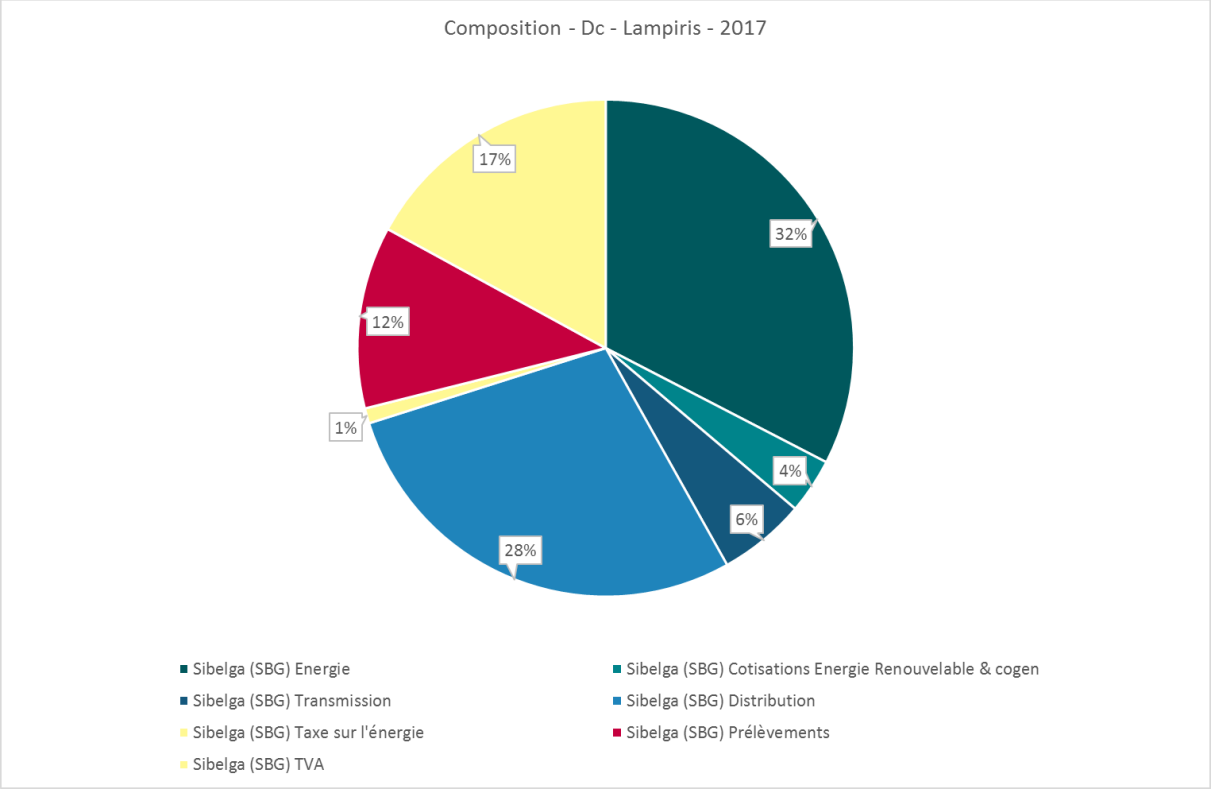
27. Comme l'illustrent les camemberts suivants pour 2017, les poids relatifs des différentes composantes peuvent varier fortement entre les clients types (profil de consommation et niveau de tension du raccordement), les zones de distribution, les régions ainsi que les fournisseurs. Les 3 premiers camemberts montrent la composition proportionnelle du prix final pour un client-type Dc (compteur bihoraire) à chaque fois pour une des trois régions et pour un fournisseur différent. Les 3 camemberts suivants montrent la composition proportionnelle du prix final pour un client-type Ic1 à chaque fois pour une des trois régions mais pour le même fournisseur.

28. La composante «Taxe sur l'énergie et TVA», qui représente environ 18 % du prix final des clients résidentiels basse tension en 2017, est inexistante pour le client professionnel Ic1 raccordé en moyenne tension.

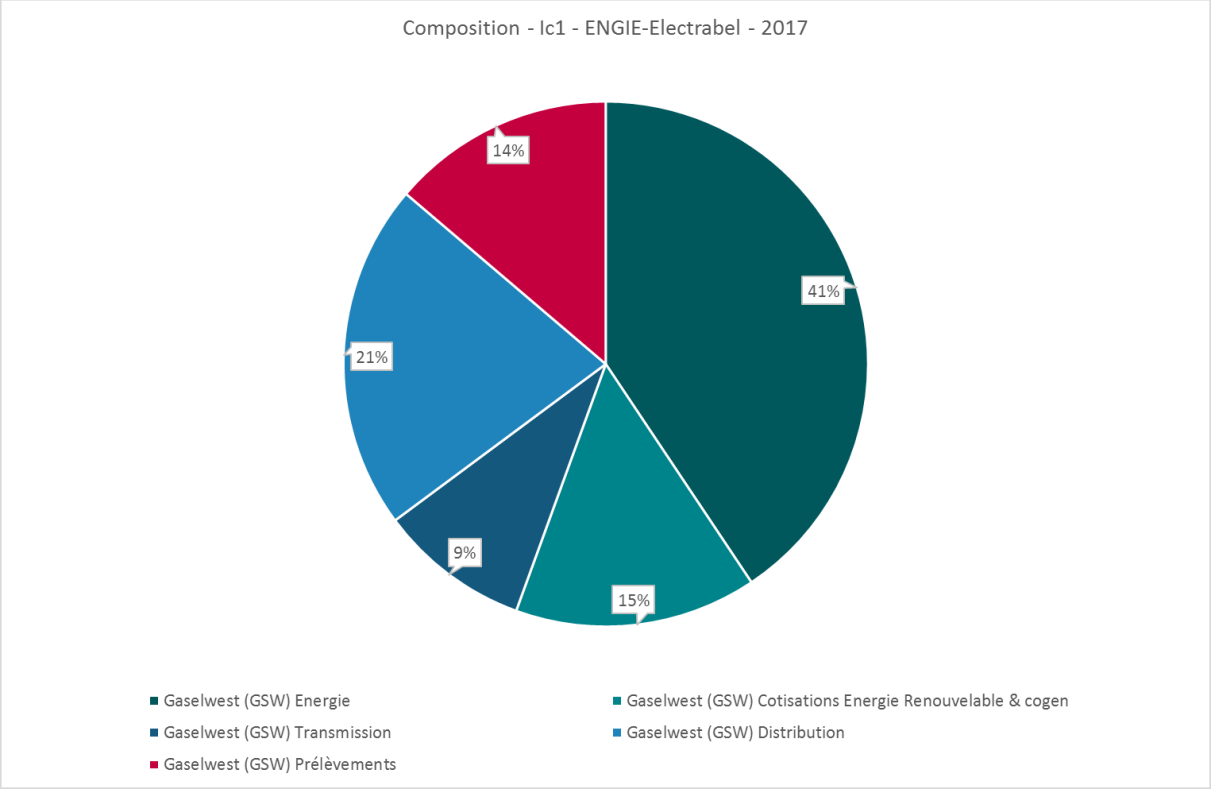
Camemberts pour un client-type Dc (compteur bihoraire) par région et avec fournisseur différent

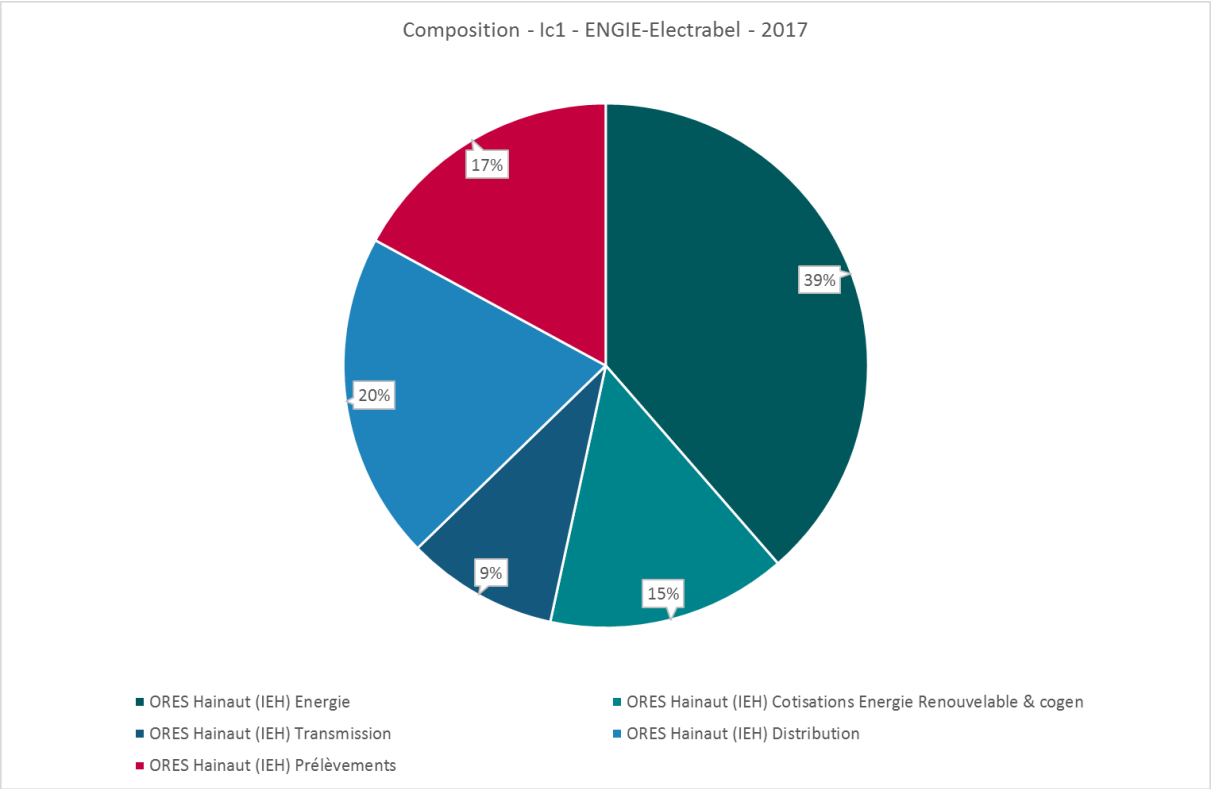


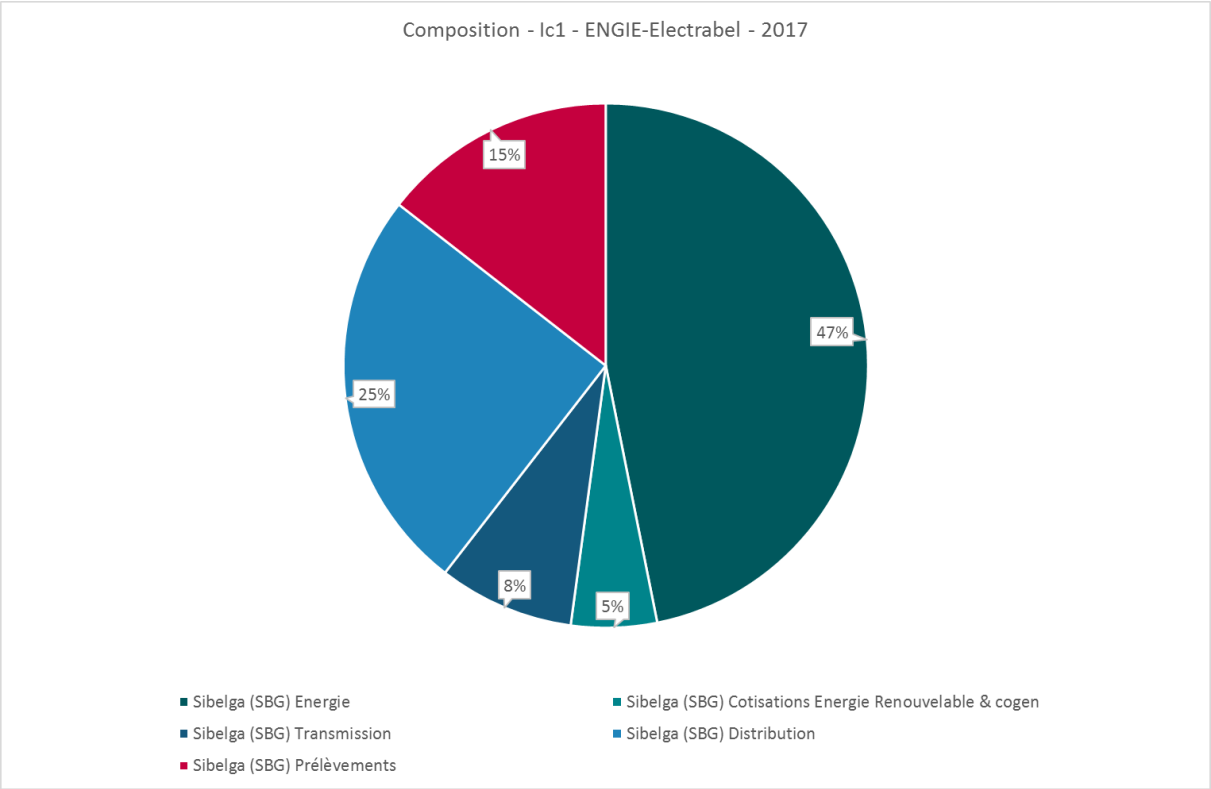

Composition - Dc - EDF Luminus - 2017
17%
29%
12%
1%
9%
5%
27%
ORES Hainaut (IEH) Energie
ORES Hainaut (IEH) Cotisations Energie Renouvelable & cogen
ORES Hainaut (IEH) Transmission
ORES Hainaut (IEH) Distribution
ORES Hainaut (IEH) Taxe sur l'énergie
ORES Hainaut (IEH) Prélèvements
ORES Hainaut (IEH) TVA


Composition - Dc - Lampiris - 2017
17%
32%
12%
1%
4%
6%
28%
Sibelga (SBG) Energie
Sibelga (SBG) Cotisations Energie Renouvelable & cogen
Sibelga (SBG) Transmission
Sibelga (SBG) Distribution
Sibelga (SBG) Taxe sur l'énergie
Sibelga (SBG) Prélèvements
Sibelga (SBG) TVA

Camemberts pour un client-type Ic1 par région et avec le même fournisseur

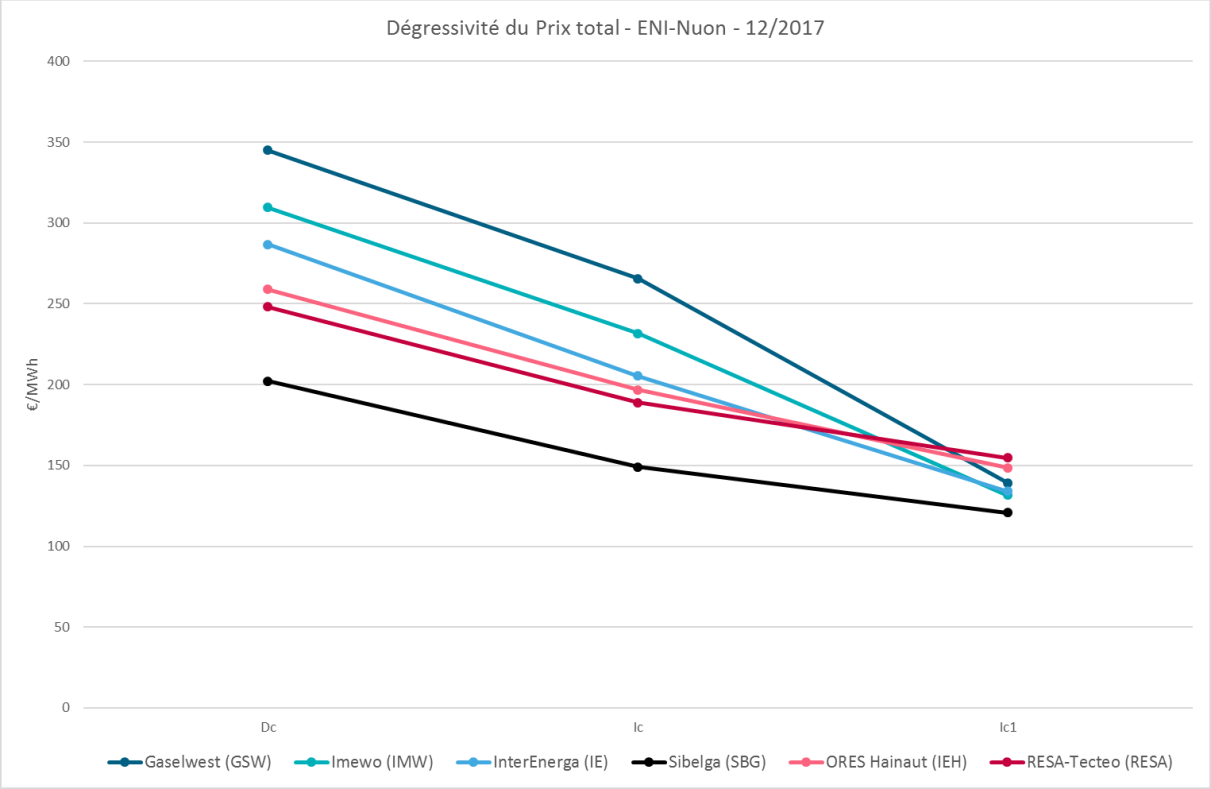






29. En raison de la cascade des coûts entre les différents niveaux de tension, la dégressivité des tarifs de réseau de distribution est importante. Le tarif moyenne tension n'atteint, dans la plupart des cas, que la moitié de celui basse tension. Ceci explique que la part du tarif de réseau de distribution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

30. Le graphique suivant présente la dégressivité du prix final au consommateur en décembre 2017 pour Eni-Nuon dans les différentes zones de distribution respectivement.



La dégressivité des tarifs est due à:

- la tarification des fournisseurs qui peut être différenciée par niveau d'utilisation;
- la cascade des frais du réseau de distribution entre les niveaux de tension;
- la TVA déductible chez les clients professionnels et la taxe énergie nulle pour le client type lc1.

31. L'importance de la composante «prix de l'énergie» dans le prix final aux clients résidentiels dépend d'une région à l'autre. Ceci était, entre autre, dû aux kWh gratuits alloués en Flandre mais pas dans les autres régions (Région wallonne et Région de Bruxelles-Capitale). Notons également que Lampiris dispose en ce compris jusqu'à la première moitié de l'année 2016 d'un tarif fournisseur différencié par région.

Pour le client type Dc, les 500 kWh accordés gratuitement permettaient de maintenir le prix de l'énergie en Flandre à approximativement 23,30 €/MWh inférieur à celui pratiqué en régions wallonne et Bruxelles-Capitale. La récupération des coûts des kWh gratuits se faisait via une obligation de service public (OSP) imposée au gestionnaire de réseau de distribution, ce qui alourdissait les tarifs de réseau de distribution en Flandre. Comme indiqué plus haut dans le texte, la CREG observe, à partir de janvier 2016, une augmentation du prix facturé au consommateur final en Flandre, entre autres, à la suite de la suppression de ces 100 kWh gratuits.

un ménage de 4 personnes (consommation annuelle = 3,500 kWh) a droit à 500 kWh gratuits									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
prix unitaire des kWh gratuits (hors TVA) EURO/MWh	145,49	142,52	154,24	147,39	158,21	181,53	175,25	173,01	190,17
réduction sur base annuelle en EURO	72,74	71,26	77,12	73,69	79,11	90,77	87,63	86,51	95,09
réduction sur base annuelle en EURO/MWh	20,78	20,36	22,03	21,06	22,60	25,93	25,04	24,72	27,17

3.3. PRIX DE L'ÉNERGIE

32. Les figures 26 à 28 montrent le prix de la composante énergie, en € par MWh (sans tenir compte des kWh gratuits d'application en Flandre jusqu'au 2015 y compris) pour les clients résidentiels (cf. le prix de la composante énergie en Wallonie).

Figure 26: Évolution du prix de l'énergie – Dc (compteur bihoraire)

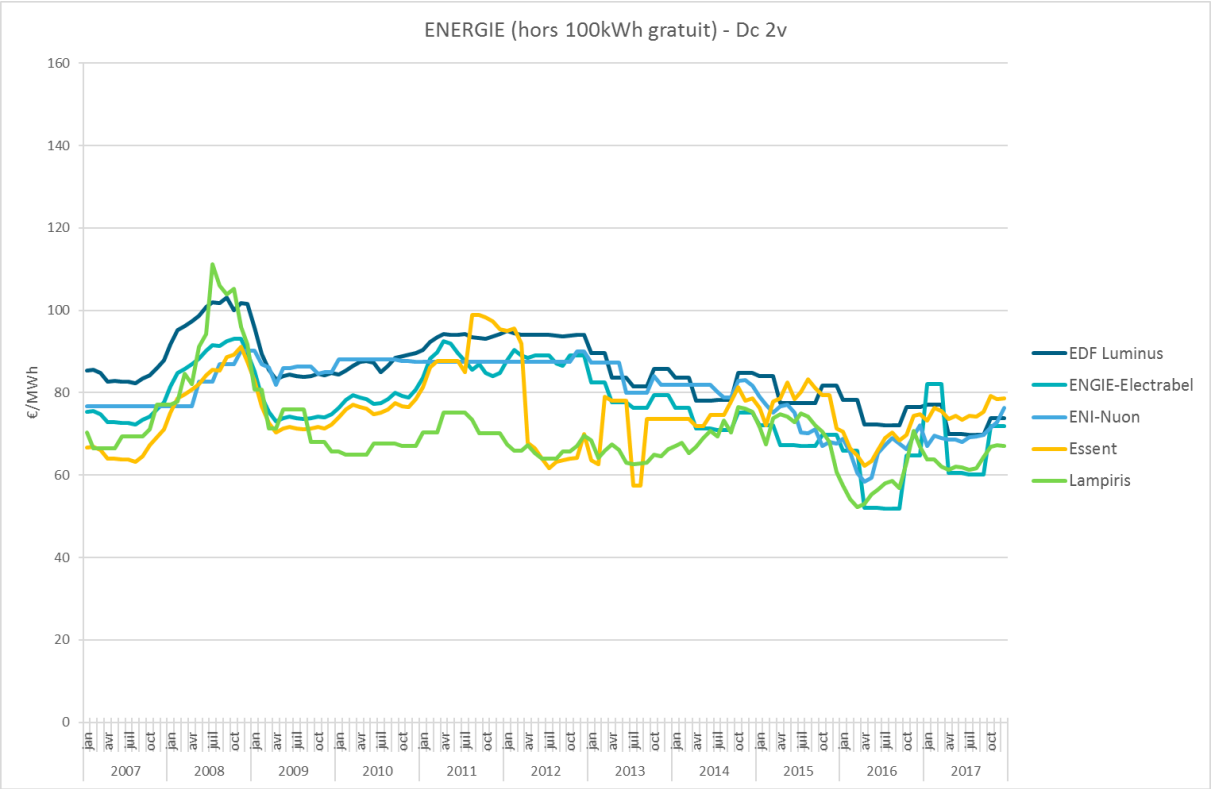


Figure 27: Évolution du prix de l'énergie – Ic

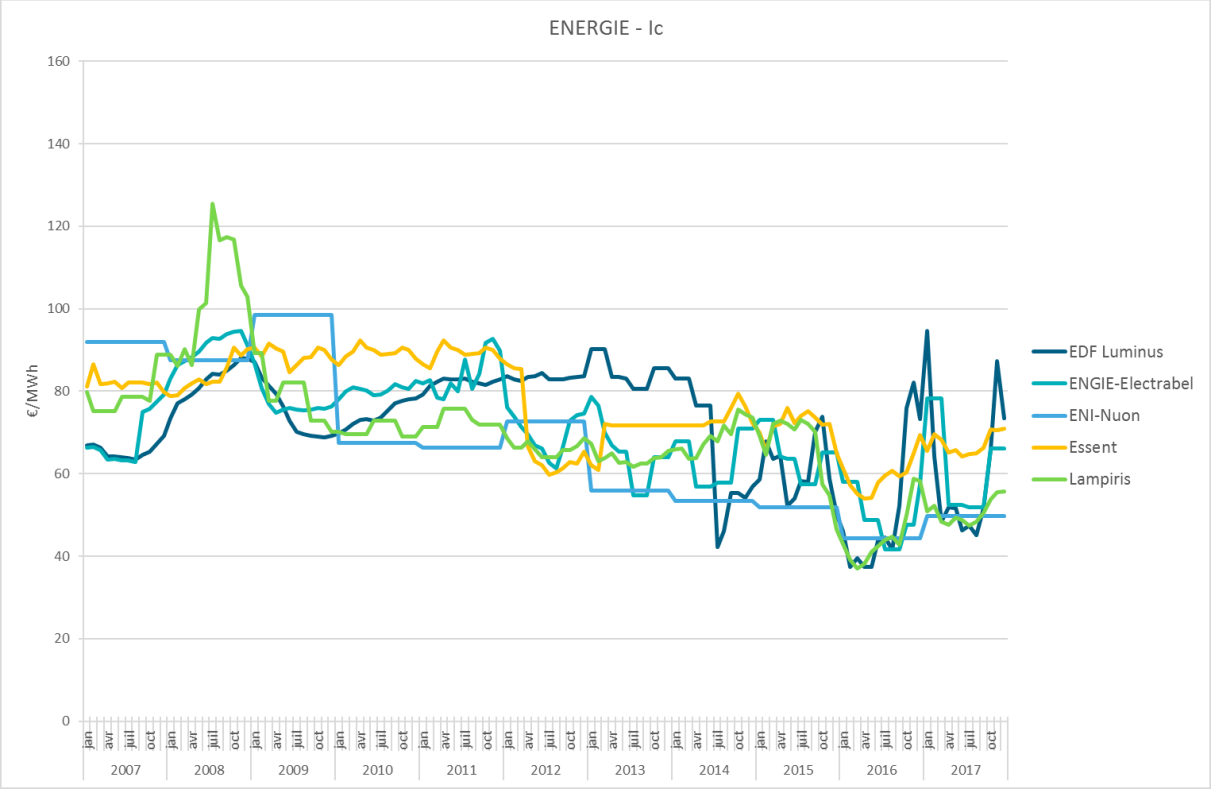
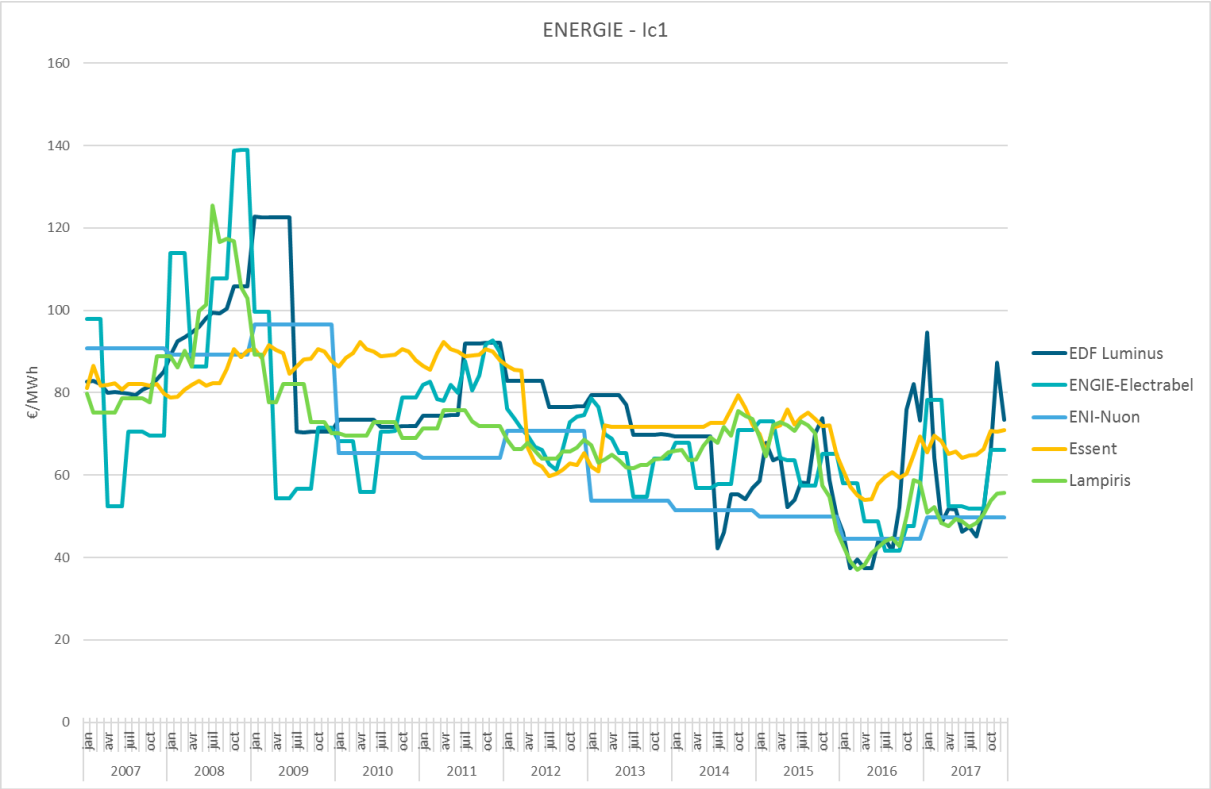


Figure 28: Évolution du prix de l'énergie – Ic1



3.3.1. Gel des prix (avril 2012 – décembre 2012) et l'entrée en vigueur du mécanisme du filet de sécurité depuis janvier 2013

33. Le législateur a introduit, via la loi du 8 janvier 2012[4], un mécanisme du filet de sécurité au sein du marché belge de l'énergie. Ce mécanisme du filet de sécurité visait spécifiquement les prix variables de l'énergie pour les clients résidentiels et les PME[5].

34. Le mécanisme du filet de sécurité consistait, pour la période comprise entre le 1er avril 2012 et le 31 décembre 2012, en un gel temporaire des indexations des contrats variables. L'indexation à la hausse du prix variable de l'énergie pour la fourniture d'électricité a été interdite à partir du 1er avril 2012. Le mécanisme du filet de sécurité est entré pleinement en vigueur le 1er janvier 2013. Cela signifiait que des indexations étaient possibles pour les prix variables de l'énergie le 1er janvier, le 1er avril, le 1er juillet et le 1er octobre. Les indexations proposées devaient toutefois être annoncées auprès de la CREG qui en vérifiait l'exactitude ex post. Les paramètres d'indexation utilisés par les fournisseurs devaient, en outre, respecter la liste exhaustive des critères autorisés repris dans l'arrêté royal du 21 décembre 2012[6] soit:

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

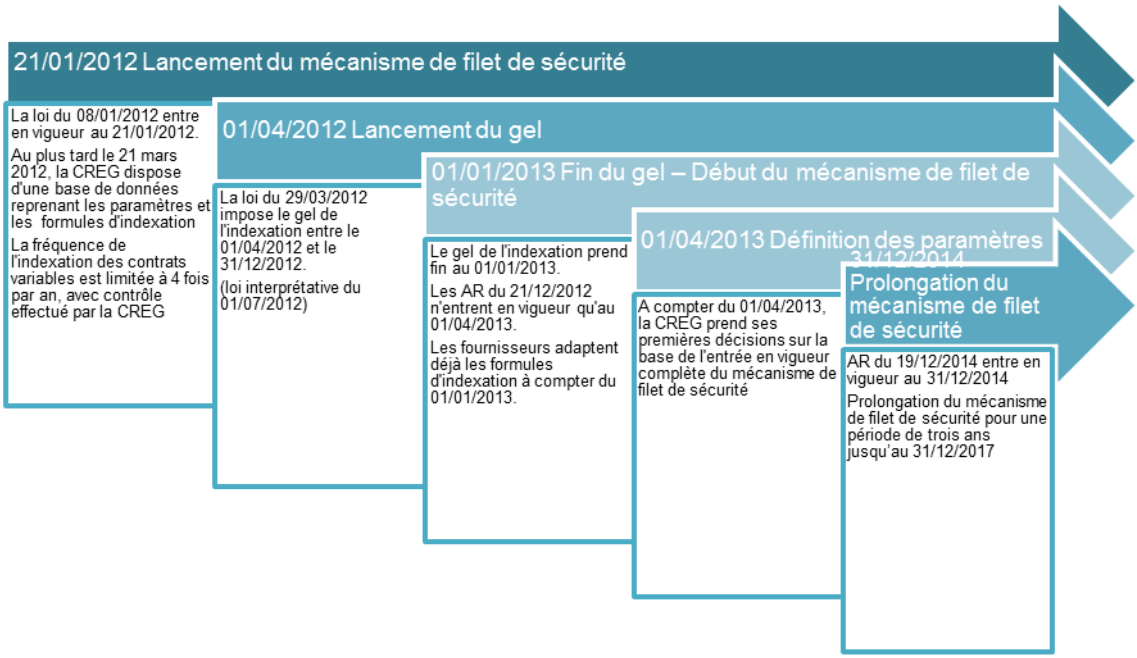
[5] Les PME présentant une consommation annuelle d'électricité inférieure à 50.000 kWh entrent dans le champ d'application du mécanisme du filet de sécurité.

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

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

L'Arrêté Royal du 19 décembre 2014 a prolongé pour une nouvelle période de trois ans, jusqu'au 31 décembre 2017 inclus, le mécanisme du filet de sécurité qui était initialement prévu jusqu'au 31 décembre 2014 inclus. Cette prolongation prévoit[7] que la CREG établisse un rapport d'évaluation du mécanisme en examinant plus particulièrement : le respect des conditions relatives à la transparence et à la concurrence ainsi que la garantie de la protection du consommateur.

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



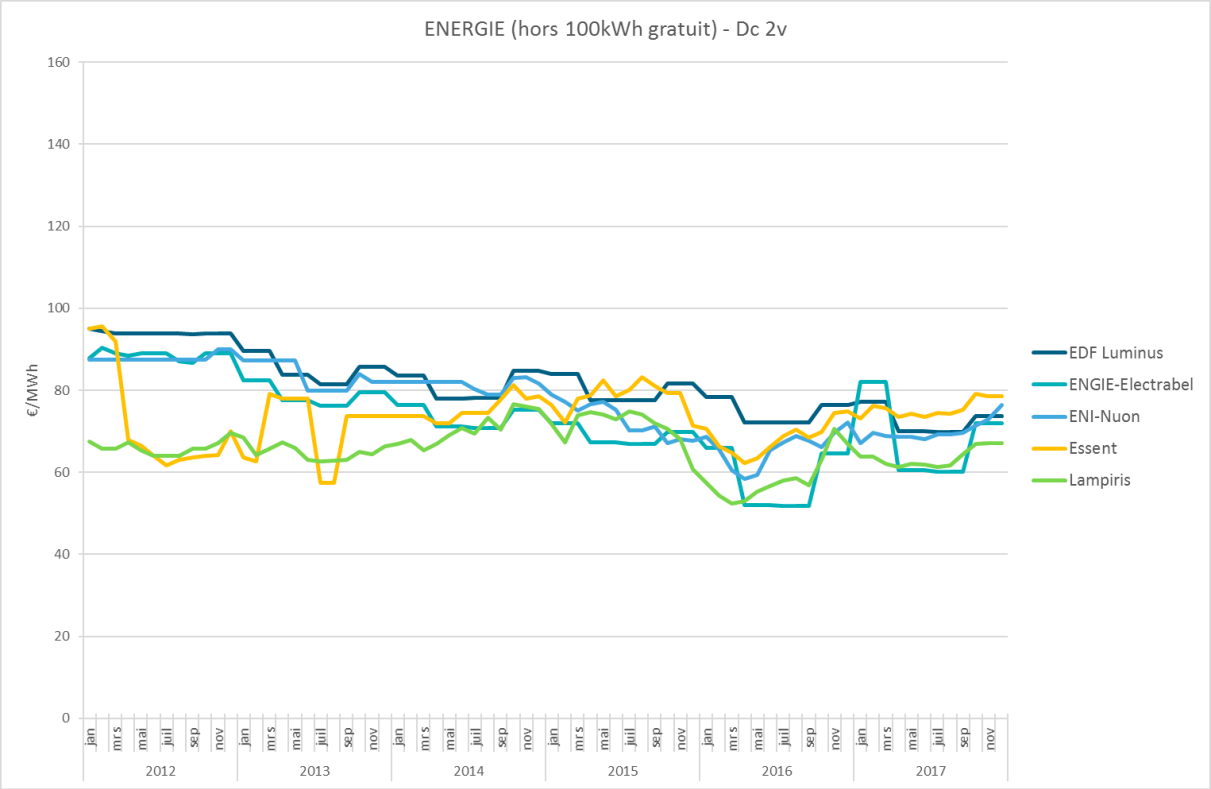
36. Dans l'étude relative aux composantes tarifaires, le gel des prix avait un impact sur le client type Dc. Les clients professionnels Ic et Ic1 n'entraient pas dans le champ d'application du gel des prix étant donné que leur consommation annuelle est supérieure à 50.000 kWh. Le tableau suivant offre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

[7] La règlementation prévoit une mission similaire pour la Banque Nationale de Belgique (BNB).

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

37. La figure 29 montre plus en détail l'évolution du prix de l'énergie à partir de la période de gel des prix en avril 2012 et de l'entrée en vigueur du mécanisme du filet de sécurité en janvier 2013.

Figure 29: Évolution du prix de l'énergie (période à partir de 2012 – Dc (compteur bihoraire)



38. Le gel des prix peut être observé dans le graphique 29 pour ENGIE-Electrabel et Luminus. Depuis avril 2012, les prix sont restés stables ou ont diminué, mais ils n'ont certainement pas augmenté au-dessus du niveau d'avril 2012. Pour les autres fournisseurs proposant un produit fixe, on peut également constater une constante ou une diminution entre avril 2012 et décembre 2012. Depuis l'entrée en vigueur du mécanisme du filet de sécurité en janvier 2013, la CREG constate, pour les produits de type variable, une baisse des prix jusqu'en septembre 2013. Au dernier trimestre 2013, ces produits affichent un prix à la hausse. Début 2014, les prix des produits variables sont à nouveau en baisse et ce jusqu'en septembre 2014. A partir du mois d'octobre 2014, le prix est en hausse. En 2015, la CREG constate que les prix des produits variables baissent à la fin du 1er trimestre pour se stabiliser, voire augmenter légèrement à la fin du 3e trimestre. La même évolution peut être constatée en 2016 et en 2017.

Pour les produits de type fixe, la CREG constate, durant le premier trimestre 2013, une hausse de prix chez Lampiris et Essent au contraire d'Eni qui reste assez stable. Durant le courant du deuxième trimestre 2013, les prix des produits fixes affichent une baisse qui se prolonge au troisième trimestre

avant de reprendre une tendance à la hausse. En 2014, les prix des produits fixes évoluent différemment selon les fournisseurs : Lampiris reste avec un prix en hausse, celui de Eni est stable et celui de Essent est stable excepté au dernier trimestre où il est en hausse. Globalement, on peut dire que les prix des produits fixes ont commencé par diminuer en 2015 pour remonter légèrement à la fin du 1er trimestre, après quoi ils ont connu une baisse progressive dans la suite de l'année (à l'exception des prix d'Essent qui ont suivi une évolution un peu plus capricieuse). En 2016, les prix ont baissé au premier trimestre pour remonter à partir du mois d'avril jusqu'à la fin de l'année, à l'exception d'un léger recul aux alentours de septembre 2016. En 2017, les prix fixes connaissent une évolution plutôt stable, diminuant très légèrement en début d'année pour remonter un peu en fin d'année.

3.3.2. Clients résidentiels

39. Entre 2007 et 2016, le prix de l'énergie a diminué en moyenne de 5,50 % pour un compteur bihoraire (2016 : -12,08 %). L'évolution en valeur absolue varie par fournisseur pour un compteur bihoraire de -13,67 % (Luminus) à +14,68 % (Essent).

40. Il y a lieu de constater, de manière générale, que le prix de l'énergie est en hausse depuis janvier 2007 jusqu'en novembre 2008. Par la suite, nous observons une diminution importante du prix de l'énergie qui perdure jusqu'en été 2009 pour la plupart des fournisseurs. Celle-ci est causée par la diminution des indices[8]. À partir de l'automne 2009, les indices et donc le prix de l'énergie augmentent à nouveau. Cette hausse se poursuit jusqu'à l'été 2011. Par la suite, la CREG observe une évolution différente par fournisseur. A partir d'avril 2012, le prix de l'énergie est constant ou en diminution en raison du gel des prix. A partir de janvier 2013, le prix de l'énergie de certains fournisseurs est à la baisse au contraire d'autres qui affichent des prix en hausse. A partir de janvier 2014, le prix de l'énergie de certains fournisseurs est à la baisse au contraire d'autres qui affichent des prix en hausse ou stables. À partir de 2015, pour les produits variables, la CREG constate d'abord une baisse puis une stabilisation jusqu'en fin d'année, avec une légère augmentation à la fin du 3e trimestre. Les produits fixes connaissent une évolution un peu plus capricieuse, avec une baisse début 2015, suivie par une hausse puis par une diminution progressive. En 2016 et en 2017, les produits variables suivent une évolution identique à celle de 2015 : les prix baissent à la fin du premier trimestre pour ensuite rester stables avant de repartir légèrement à la hausse à la fin du 3e trimestre. En 2016, les prix des produits fixes ont baissé au premier trimestre pour remonter à partir du mois d'avril jusqu'à la fin de l'année, à l'exception d'un léger recul aux alentours de septembre 2016. En 2017, les prix fixes connaissent une évolution plutôt stable, diminuant très légèrement en début d'année pour remonter un peu en fin d'année.

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

- Electrabel Energyplus est resté inchangé entre janvier 2007 et décembre 2012. Durant cette période, l'évolution du tarif peut s'expliquer par l'évolution des indices Ne et Nc;
- Luminus Actif a connu une modification tarifaire en octobre 2008 à la suite de l'introduction du nouveau paramètre Iem. Selon Luminus, l'utilisation de cet indice s'inscrit dans une stratégie de hedging logique et naturelle représentative de son portefeuille et tient compte de la compétitivité du fournisseur. En juillet 2010, le terme proportionnel de Luminus Actif[9] a diminué de 5,00 %;

[8] La diminution des indices est due à la baisse des prix des carburants fossiles. Le prix du gaz a fortement baissé à la suite de l'excédent de l'offre résultant de la crise économique et de l'exploitation de shale gas.

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

- Essent Variable a connu une hausse tarifaire en octobre 2007[10], septembre 2008[11] et novembre 2008[12]. En avril 2010, Essent a changé son nom en Essent variable vert, mais les formules tarifaires demeurent inchangées. Depuis avril 2011[13], Essent utilise deux nouveaux paramètres: NeQ (au lieu de Ne) et PIQ (au lieu de Nc). La composition des formules tarifaires demeure toutefois inchangée. A partir d'août 2011, Essent Vert Fixe 1 an constitue le tarif de référence;

- Nuon Confort est un produit fixe et n'est donc pas indexé comme les tarifs des fournisseurs susmentionnés. À partir de janvier 2007 jusqu'en avril 2008 inclus, un même prix est facturé au client[14]. Des hausses tarifaires ont ensuite lieu en mai 2008, août 2008 et novembre 2008. Après cela, la CREG observe des diminutions tarifaires mensuelles jusqu'en mai 2009 inclus. Par la suite, le tarif se stabilise. À partir de janvier 2010, Nuon Comfort 3 ans devient le tarif de référence. Ce tarif est inchangé pour la période de janvier 2010 - septembre 2010, octobre 2010 - novembre 2010 et décembre 2010 - juillet 2012. Depuis novembre 2012, le tarif Nuon confort 3 ans est remplacé par le tarif Eni relax 3 ans qui devient dès lors le tarif de référence. Notons que ce produit Eni relax 3 ans présente la particularité suivante: pour un client disposant d'un compteur bihoraire, 75 % de la consommation de jour est facturée au tarif de jour et 25 % de la consommation de jour est facturée au tarif de nuit et la consommation de nuit effective est entièrement facturée au tarif de nuit. Cette particularité ne s'applique qu'à la composante énergie;

- Hormis Nuon et Essent (à partir d'août 2011), Lampiris aussi possède un tarif fixe. Ce tarif est beaucoup plus volatil que les autres produits, comme l'illustre les figures 26. Ainsi, la soudaine hausse tarifaire en juillet 2008 saute aux yeux, laquelle est suivie d'une diminution rapide. Ces évolutions tarifaires soudaines s'expliquent par la corrélation étroite qui existe entre ce produit et les évolutions sur le marché de l'énergie (pétrole – et gaz naturel).

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

- Electrabel a choisi comme paramètre d'indexation **Epi** («*Electricity price index*»).

  Epi représente le prix sur le marché de gros pour la fourniture d'électricité pour un profil de prélèvement constant. Ce paramètre se calcule sur base de la moyenne arithmétique des cotations sur le marché de gros en Allemagne (publiées par EEX), en France (publiées par Powernext), aux Pays-Bas (publiées par Endex) et en Belgique (publiées par Endex)

[10] La rémunération fixe augmente de 43,05*Ne à 48,05*Ne

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

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

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

[14] Cette étude se base sur la supposition que les tarifs de mai 2007 ont déjà commencé à être appliqués en janvier 2007. Vous trouverez de plus amples informations à ce sujet dans l'annexe 1(ANNEXE 1: Définition et explication méthodologique du calcul des différentes composantes).

pour les trois livraisons avec les délais suivants, qui sont toutes prises en considération pour un tiers:

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

La formule du tarif pris d'Energyplus[15] inclut donc ce nouveau paramètre en lieu et place des paramètres Nc et Ne.

- Luminus a choisi le paramètre d'indexation suivant pour l'électricité: **EMarketCWE**.

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

EMarketCWE = 1/3 x Endex12-12-12 + 1/3 x Endex 12-0-12 + 1/3 x Endex 3-0-3 où les composantes sont les suivantes :

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

Luminus adapte aussi ses produits et Luminus Actif+ remplace le produit Luminus Actif et constitue, depuis lors, le tarif de référence. Ce tarif tient compte dans sa formule du nouveau paramètre d'indexation défini ci-dessus[16].

- Concernant Essent, Eni et Lampiris, les tarifs de référence sont des tarifs fixes et donc ils ne sont pas influencés par les paramètres.

[15] La formule pour kWh-jour 3,608*Ne+1,664*Nc devient 0,3+0,1485*Epi et la formule pour kWh-nuit 0,792*Ne+1,368*Nc devient 0,0765+0,078*Epi. Les paramètres Ne et Nc ont disparu de la formule.

[16] La formule pour kWh-jour est 0,126*EMarketCWE+1.38 et la formule pour kWh-nuit est 0,089 *EMarketCWE+0,69. Les paramètres Iem et Ne ont disparu de la formule.

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

- Electrabel a modifié, à compter du 13 mai 2013, son offre de produit. A partir de cette date, le produit EnergyPlus, servant de référence à cette étude, est remplacé par le produit Easy indexé 1 an[17].

- Luminus ne propose plus Actif+ comme produit pour un nouveau client. Le produit Actif+ est donc devenu obsolète[18] à compter du mois d'octobre 2013, ce qui signifie que les consommateurs qui y ont souscrit dans le passé ou dont une conversion dans ce produit a été effectuée par Luminus conservent ce produit jusqu'à la fin du contrat, jusqu'à un changement volontaire du consommateur ou jusqu'à un terme définitif prononcé par Luminus pour ce produit. L'obsolescence du produit a pour conséquence que les clients ne disposent plus de comparatifs avec les autres produits disponibles actifs sur le marché. Toutefois, ce produit reste le produit de référence pour cette étude car il concerne la majorité des clients Luminus.

- Lampiris, à partir du mois de septembre 2013, applique des tarifs différenciés pour les trois régions. Jusqu'alors, seule Bruxelles avait un tarif différent des autres régions depuis février 2013.

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

45. En 2015, on ne constate aucun changement dans les produits de référence sauf chez Lampiris. Depuis début octobre 2015, Lampiris Zen est remplacé par Lampiris Top, qui est également un produit à prix fixe.

46. Au cours de l'année 2016, les fournisseurs suivants ont modifié leur formule tarifaire et/ou leurs paramètres d'indexation :

- au premier trimestre 2016, ENGIE-Electrabel a adapté[19] un paramètre de la formule de son produit de référence indexé. A partir du deuxième trimestre 2016, elle a adapté[20] la formule de son produit de référence Easy indexé 1 an en recourant désormais au paramètre d'indexation Endex303 ;

- Eni remplaça son produit de référence Eni Relax 3 ans par Eni Plus ; Eni Plus est également un produit à tarif fixe et conserve la tarification spéciale[21] qui s'appliquait déjà à Eni Relax 3 ans ;

- à partir de juillet 2016, Lampiris n'applique plus de tarifs différenciés selon les régions.

47. En 2017, aucune modification n'a été apportée dans les formules tarifaires et/ou paramètres d'indexation des produits de référence dans cette étude.

---

[17] La formule pour un compteur bihoraire est pour kWh (jour) 0,3000*Ne + 0,1489*Epi et la formule pour kWh (nuit) est 0,0765 + 0,0782*Epi.

[18] Pas pour les nouveaux clients, uniquement les contrats en cours.

[19] La formule pour un compteur bihoraire est, par kWh (jour), de 0,3000 + 0,1487*Epi et, par kWh (nuit), de 0,0765 + 0,0782*Epi.

[20] La formule pour un compteur bihoraire est, par kWh (jour), de 1,7010 + 0,1236*Endex303 et, par kWh (nuit), de 0,3550 + 0,0913*Endex303.

[21] 75 % de la consommation journalière est facturée au tarif de jour et 25 % de la consommation journalière est facturée au tarif de nuit, et ce qui a été effectivement consommé pendant la nuit est intégralement facturé au tarif de nuit. Cette tarification particulière ne s'applique qu'à la composante énergie ;

3.3.3. Clients professionnels

48. Par rapport à 2007, le prix de la composante énergie a diminué en moyenne de 24,98 % (2016 : -35,57 %) pour un client Ic et de 28,49 % (2016 : -38,51 %) pour un client Ic1. L'évolution peut être différente par fournisseur entre un client Ic et un client Ic1 à la suite des formules tarifaires et des paramètres utilisés. Ce point est expliqué ci-après par fournisseur.

49. Tous les fournisseurs, à part Lampiris, ont transmis des tarifs spécifiques pour les clients professionnels. Pour Lampiris, le même tarif est donc repris pour les clients résidentiels et professionnels. Electrabel a transmis le tarif Electrabel Expert basse tension (Ic) et Electrabel Expert moyenne tension 1 an (Ic1) jusqu'en 2010 inclus. À partir de 2011, Electrabel Direct 1 an remplace ces 2 tarifs. A partir de décembre 2016, ils sont remplacés par le nouveau produit EasyBiz [22]. Luminus a également transmis des tarifs spécifiques pour Ic et Ic1 (Luminus Optimum Pro basse tension et Luminus Optimum Pro moyenne tension). A partir de juillet 2014, les 2 contrats Luminus Optimum sont remplacés par le tarif Business Budget flex 2 ans. Chez Essent, Essent fixe vert 1 an a été facturés respectivement à Ic et à Ic1. Nuon/Eni a également communiqué des tarifs spécifiques pour les clients professionnels: Nuon/Eni basse tension (Ic) en Nuon/Eni moyenne tension (Ic1).

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

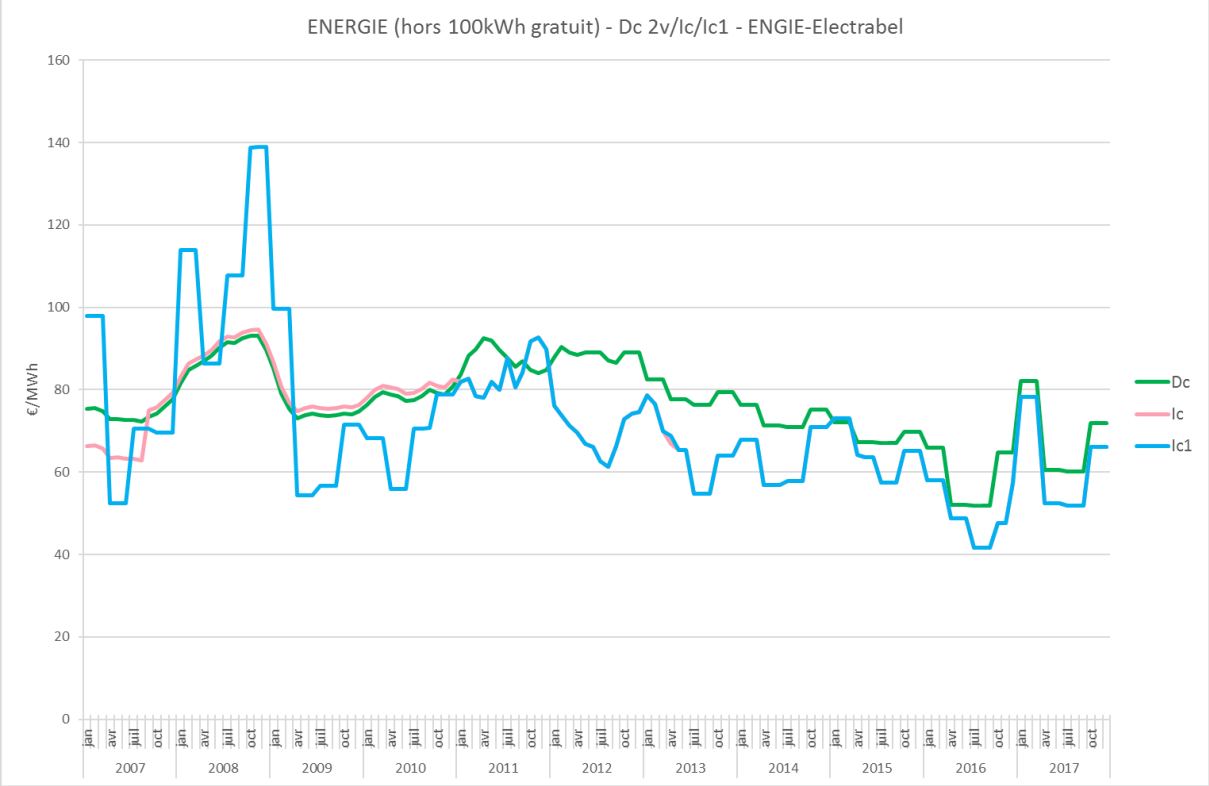
- Electrabel Expert basse tension est indexé sur la base de Ne et Nc. L'évolution coïncide, dès lors, avec un client Dc jusqu'en 2010 inclus. À partir de 2011, l'évolution de Ic et Ic1 coïncide avec l'utilisation du tarif Direct;
- Electrabel Expert moyenne tension se base sur les indices Ne et EBIq. L'indice EBIq reflète l'évolution des prix de l'électricité forward pour le marché de gros belge. La valeur de l'indice EBIq[23] au trimestre Q est la moyenne des prix forward sur le marché de l'énergie Endex de la période commençant le quinzième jour calendrier du deuxième mois et se terminant le quinzième jour calendrier du troisième mois du trimestre Q-1. Les clients moyenne tension bénéficient donc d'un prix qui suit les évolutions à court et moyen terme du marché de l'énergie. Il est caractérisé par des fluctuations de prix et le lissage intervient moins. Ce lissage a toutefois lieu chez les clients basse tension qui bénéficient d'un prix de l'énergie basé sur Ne et Nc;
- À partir de 2011, Electrabel Direct remplace le tarif Expert (tant pour la basse tension que la moyenne tension). Ce tarif est indexé sur la base du paramètre PPB[24] et Ne;

[22] Cela a trait à un nouveau produit individualisé pour l'électricité et le gaz naturel, basé sur le profil de consommation, les forwards et la consommation annuelle du client. Il fait appel aux indices de prix y afférents Endex303 (pour l'électricité) et TTF103 (pour le gaz naturel).

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

[24] Le paramètre PPB est composé sur la base de 50 % EBIm et 50 % EBIs. Ceux-ci reflètent l'évolution du prix du baseload sur le marché de gros belge.
EBIs est calculé sur la base des cours de clôture journaliers de l'électricité baseload sur le marché de gros belge pour la fourniture pendant les trimestres d'un semestre déterminé. Il reste valable pendant 1 semestre de facturation.
EBIm est calculé sur la base des cours de clôture journaliers de l'électricité baseload sur le marché belge pour la fourniture dans un mois déterminé. Il est valable pour 1 mois de facturation

- A partir du 15 mars 2013, Electrabel Direct (tant pour la basse tension que la moyenne tension) est indexé sur base du paramètre PPBq[25];
- A partir de décembre 2016, Electrabel Direct a été remplacé par EasyBiz (tant pour la basse tension que la moyenne tension). Ce tarif est indexé sur la base du paramètre Endex303 ;
- Au fil du temps, le client moyenne tension n'a pas toujours bénéficié du prix de l'énergie le plus bas. Cela s'explique par le fait que les indices EBIq et PPB réagissent beaucoup plus rapidement aux augmentations et aux diminutions sur le marché de l'énergie. Le graphique suivant illustre cette situation.



[25] Le paramètre PPBq est composé sur la base de [50 % x Endex_BE (15d,1,3–14d,0,3) + 50 % x Endex_BE606]. Il reflète l'évolution des prix forward trimestriels et semestriels de l'électricité sur le marché de gros en Belgique pour une livraison baseload.
Endex_BE (15d,1,3 – 14d,0,3) est égal à la moyenne arithmétique de toutes les cotations fin de journée pour une fourniture d'électricité baseload sur le marché belge pour le trimestre Q, publiées au cours de la période allant du 15e jour calendrier du mois M-2 au 14e jour calendrier inclus du mois M-1 où M est le premier mois du trimestre concerné.
Endex_BE606 est égal à la moyenne arithmétique de toutes les cotations fin de journée pour une fourniture d'électricité baseload sur le marché belge pour les deux trimestres du semestre concerné, publiées au cours de la période allant du 1er jour calendrier du mois M-6 au dernier jour calendrier inclus du mois M-1, où le mois M est le premier mois du semestre concerné.

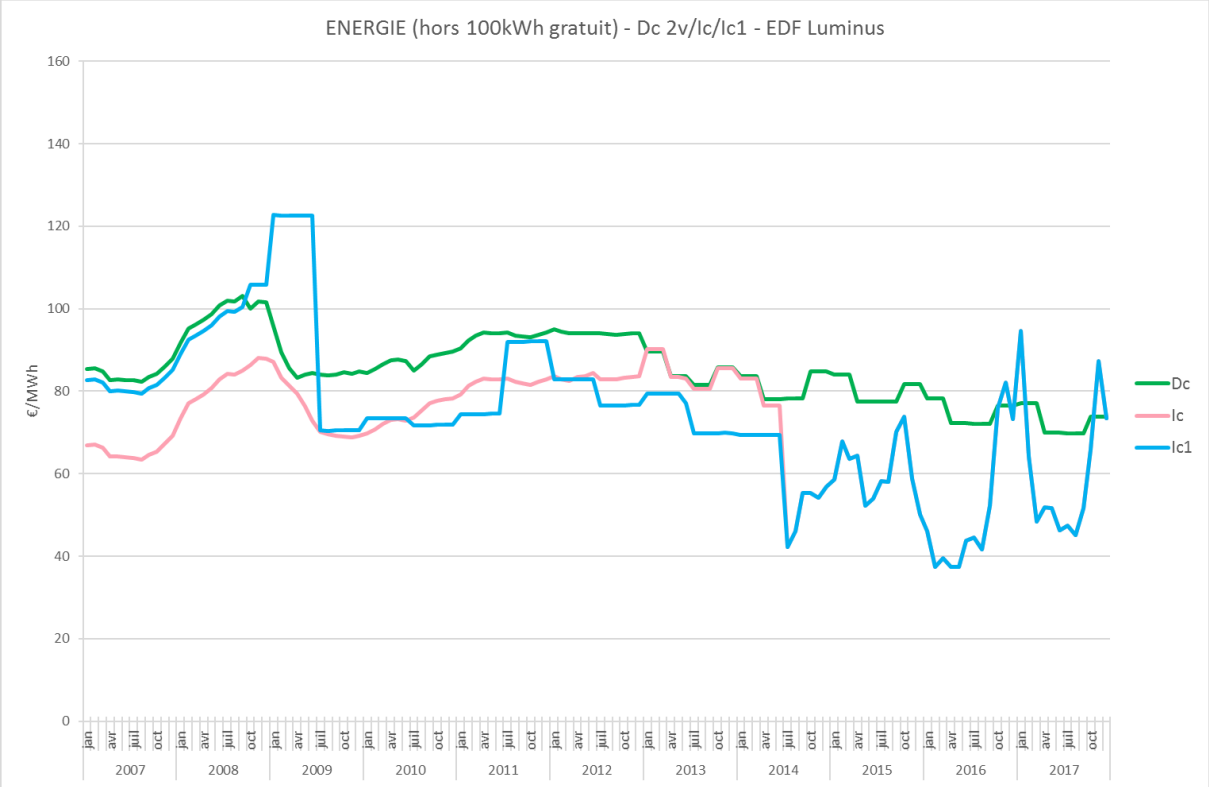
51. Luminus a également deux tarifs différents pour la basse tension et la moyenne tension: Optimum Pro BT et Optimum Pro MT. C'est la raison pour laquelle ils évoluent différemment. À partir de juillet 2014, les tarifs optimum pro LS et MS sont remplacés par un tarif Business Budget Flex 2 ans.

- Luminus Optimum Pro BT est indexé sur la base de Ne et Iem depuis octobre 2008[26] et est inchangé entre octobre 2008 et décembre 2012. Néanmoins, depuis janvier 2013, Optimum Pro BT est indexé sur la base d'EmarketCWE. Son évolution coïncide, dès lors, avec le client Dc;

- Le prix de l'énergie, pour Luminus Optimum Pro MT, se base sur Ne et Nc jusqu'en octobre 2008 inclus. À la suite de la restructuration des prix en octobre 2008, un client moyenne tension chez Luminus est facturé avec l'indice Endex 126 au lieu de Nc. À l'instar de l'EBIq, l'indice Endex 126[27] est un indice volatil qui dépend du prix forward sur le marché de gros. Il s'agit d'une moyenne des prix forward sur le marché de l'énergie du troisième mois précédant la période de la notation Endex;

- Tout comme chez ENGIE-Electrabel, un client moyenne tension de Luminus ne bénéficie pas toujours du prix de l'énergie le plus bas. Cela est dû au fait que l'indice Endex126 réagit beaucoup plus rapidement aux augmentations et aux diminutions du marché de l'énergie. Le graphique ci-après illustre ce phénomène clairement.

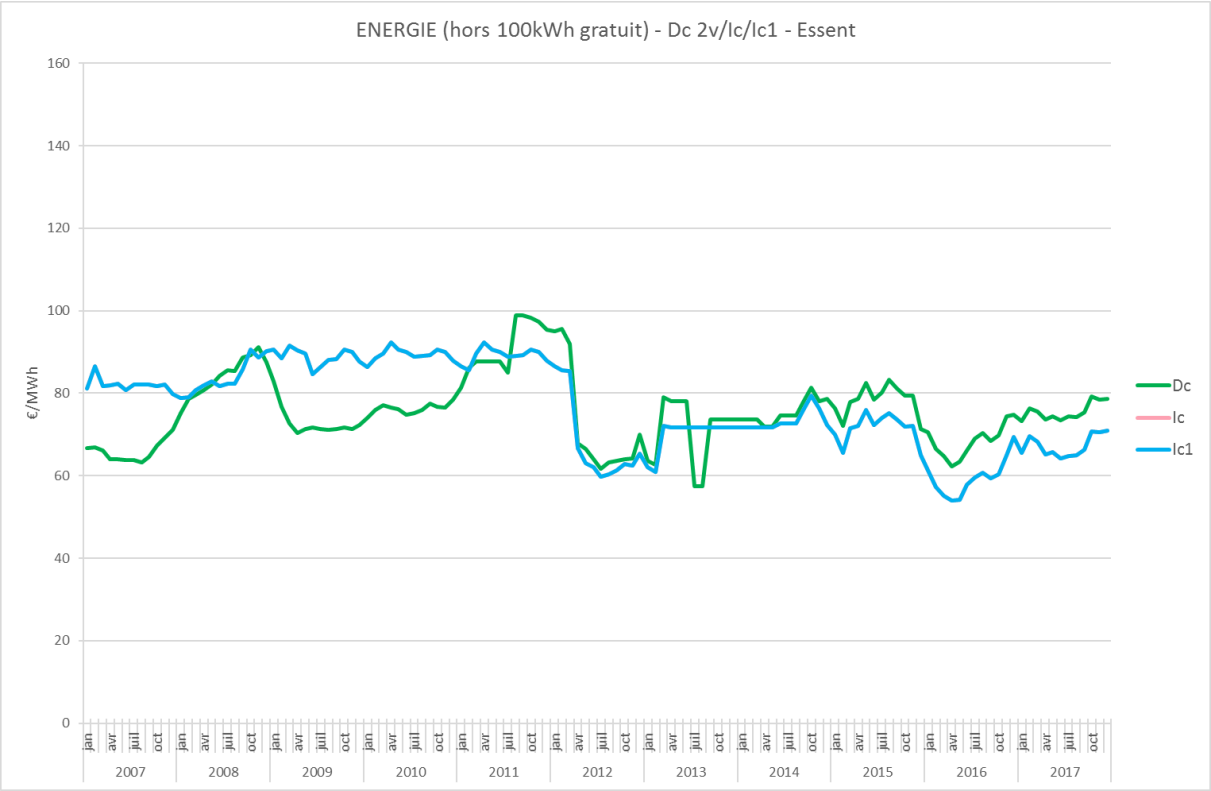
- A partir de juillet 2014, les tarifs Luminus optimum pro BT et MT sont remplacés par un tarif Business Budget Flex 2 ans. Ce tarif est indexé sur base de Belpex. Depuis cette date, les tarifs UC et IC1 sont meilleur marché que ceux du client Dc, avec un dépassement exceptionnel du prix pour un client Dc en octobre et en décembre 2016, ainsi qu'en novembre 2017.



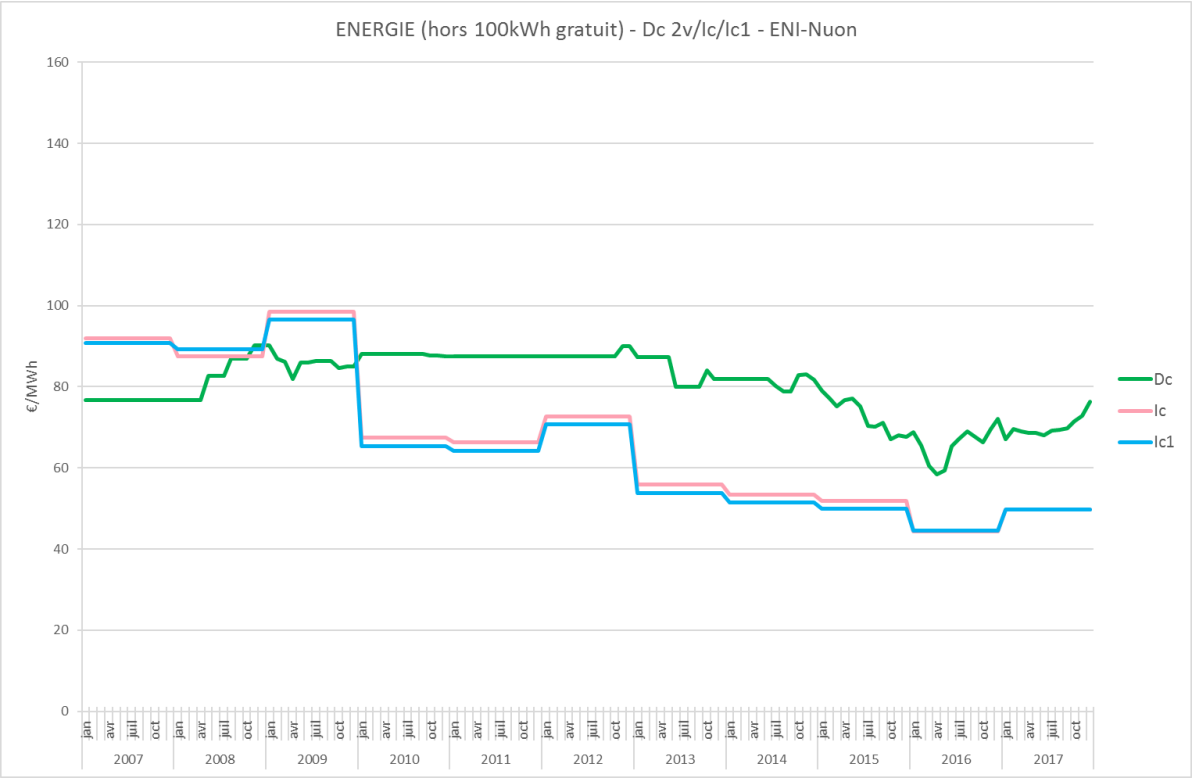
[26] Auparavant, il était indexé sur la base de Ne et Nc

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

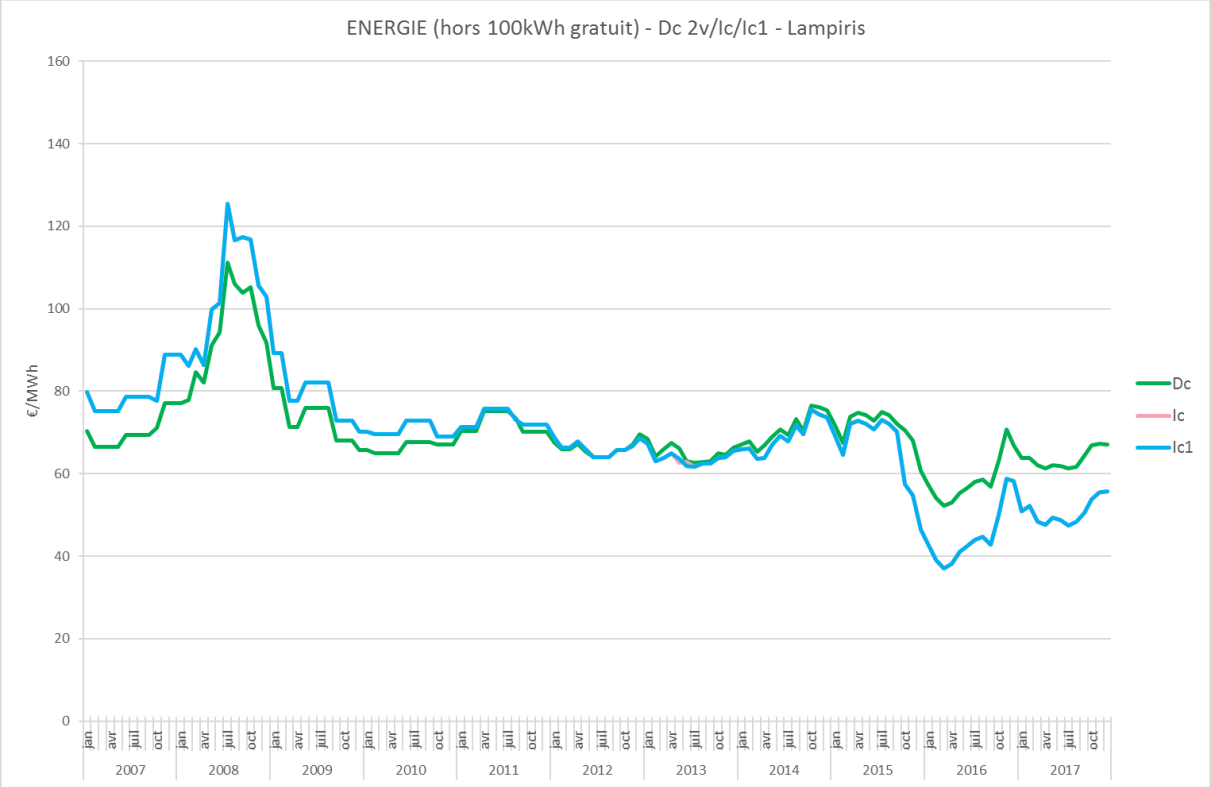
52. Pour Essent, le tarif est identique pour les clients Ic et Ic1. Il faut remarquer le fait qu'un client professionnel paie plus au fil du temps qu'un client résidentiel. Notons que depuis 2012, la tendance s'inverse. En effet, le prix pour le client résidentiel est légèrement plus élevé que pour le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



53. Nuon/Eni offre <u>un prix fixe</u> par an à un client Ic1, qui est différent de celui d'un client Ic. Le graphique suivant illustre les différences par client type. L'évolution des courbes est différente de celles d'ENGIE-Electrabel et de Luminus à la suite de l'utilisation de prix fixes annuels.



54. Pour Lampiris, la CREG constate une évolution identique pour les clients Dc, Ic et Ic1 vu que le même tarif a été repris pour tous les clients types.



3.4. TARIF DU RÉSEAU DE TRANSPORT

55. Les figures 30 à 32 présentent l'évolution des tarifs du réseau de transport (hors prélèvements publics) en valeur absolue pour les différents gestionnaires de réseau.

Figure 30: Evolution de tarif du réseau de transport – Dc

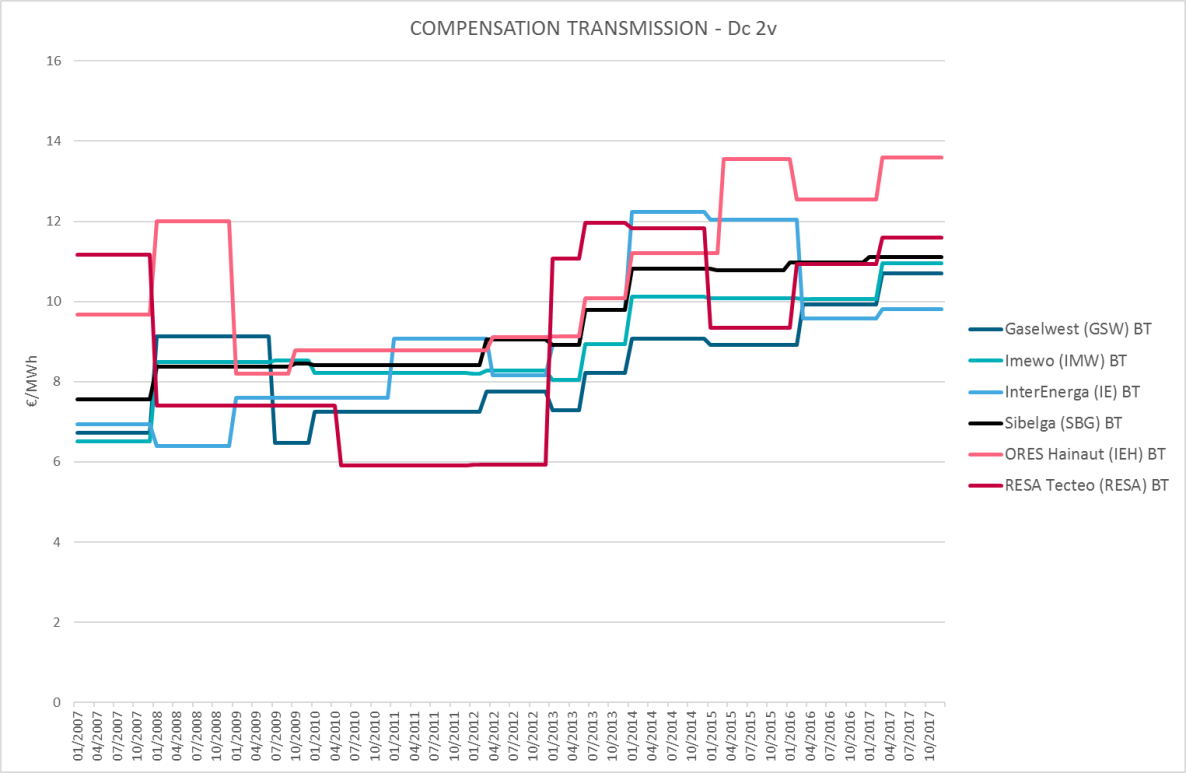


Figure 31: Evolution de tarif du réseau de transport – Ic

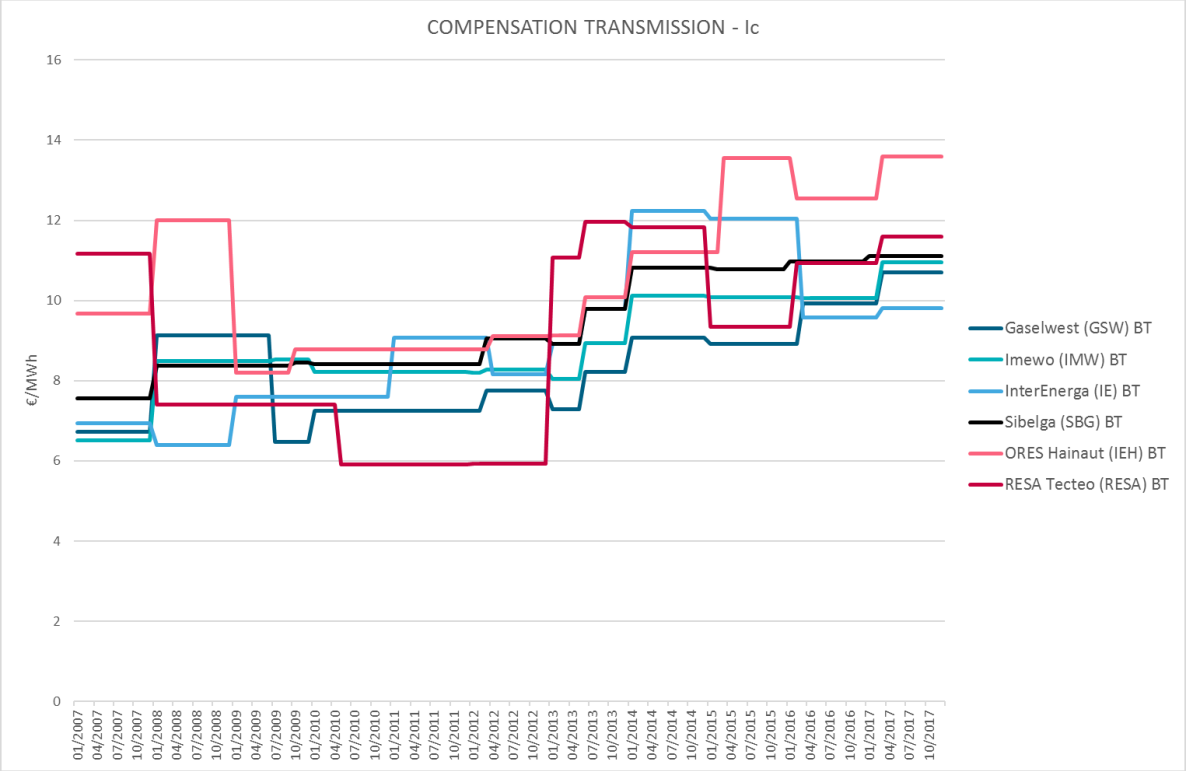
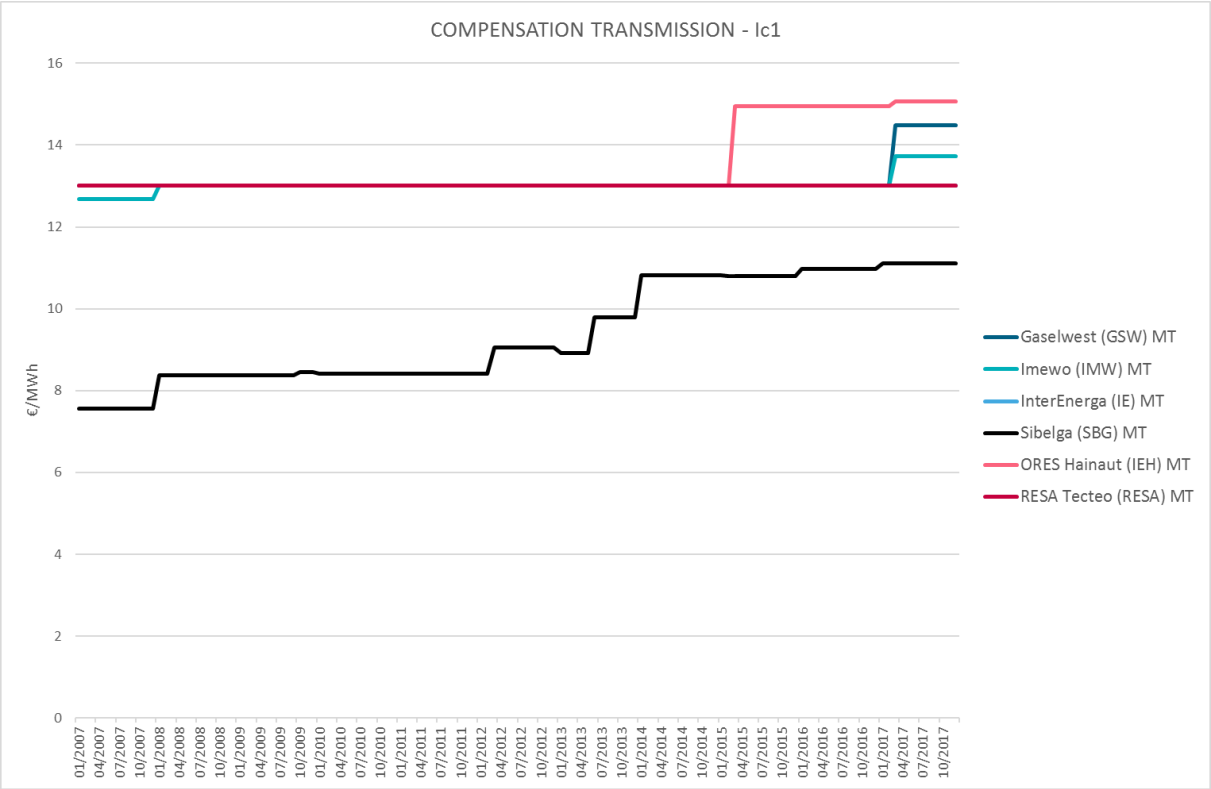


Figure 32: Evolution de tarif du réseau de transport – Ic1



56. Les coûts de transport facturés par les gestionnaires de réseau de distribution sont identiques aux tarifs de transport d'Elia System Operator, corrigés en fonction du pourcentage de perte nette du gestionnaire de réseau de distribution ainsi qu'un coefficient d'injection (en Flandre, à partir de mars 2016) et des soldes du passé pour le tarif d'utilisation du réseau de transport.

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

3.4.1. Basse tension

3.4.1.1. 2007-2011

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

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

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

59. L'évolution plus différenciée constatée (en 2007 et 2008) dans les zones de distribution wallonnes est liée aux difficultés auxquelles ont été confrontés les gestionnaires de réseau de distribution pour réaliser une extrapolation vers un marché libéralisé à 100 %, alors qu'il ne s'agissait que d'une partie des clients (vu que le gestionnaire de réseau de distribution ne recevait d'Elia System Operator qu'une facture pour la partie de ses clients entrant en considération). Une de ces difficultés portait sur l'estimation de l'envergure de l'effet d'accroissement de la puissance achetée par tous les clients. C'est pourquoi IEH a procédé à une estimation trop élevée des tarifs de transport pour 2007 et 2008. La correction de cette estimation trop élevée a entraîné une baisse du tarif en 2009. La forte baisse constatée dans le domaine des tarifs 2008 de Tecteo est liée au constat d'un important excédent réalisé au cours de l'exercice 2007, première année où tous les clients entraient en considération[28], de telle sorte que Tecteo a été contraint de revoir les paramètres de sa tarification.

3.4.1.2. 2012

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

- aux grands projets d'infrastructure (tels que Stevin[29], Nemo[30] et Alegro[31]) qui donnent lieu à une hausse des coûts du financement, du personnel et des études;
- aux prix plus élevés des services auxiliaires;
- en raison de la crise économique et de la production décentralisée, la CREG observe une diminution de la consommation électrique et, de ce fait, les coûts sont répartis sur une consommation plus limitée.

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

62. Il ressort de la figure 30 que les coûts du réseau de transport ont augmenté auprès de tous les gestionnaires du réseau de distribution à l'exception d'InterEnerga. Cet écart est dû au fait qu'à compter de 2012, les coûts du réseau 70 kV d'InterEnerga sont intégrés dans le tarif d'Elia. Cela signifie que les coûts de ce réseau de 70 kV sont répartis à travers toute la Belgique, contrairement à 2011, année durant laquelle ces coûts ont été ajoutés au tarif du réseau de transport d'InterEnerga. La CREG observe, de ce fait, une diminution des coûts de transport pour InterEnerga.

---

[28] Excédent qui doit être remboursé pendant l'exercice suivant.

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

[30] Le projet Nemo prévoit la liaison en courant continu sous-marine entre le Royaume-Uni et la Belgique.

[31] Le projet Alegro prévoit la construction d'une liaison en courant continu entre le réseau allemand et belge.

3.4.1.3. *2013*

63. En 2013, deux périodes sont à distinguer:

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

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

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

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

3.4.1.4. *2014*

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

3.4.1.5. *2015*

65. En janvier 2015 (Sibelga à partir de février 2015 et ORES à partir de mars 2015), les tarifs du réseau de transport auprès des gestionnaires de réseau de distribution ont été mis à jour. Les tarifs du réseau de transport ont diminué légèrement en Flandre, à Bruxelles-Capitale et chez RESA-Tecteo, tandis qu'ils augmentent légèrement auprès d'ORES Hainaut Electricité causée par une augmentation du tarif d'utilisation des réseaux.

3.4.1.6. *2016*

66. Elia applique une nouvelle structure tarifaire depuis janvier 2016[32]. Sibelga a actualisé la répercussion des tarifs de réseau de transport à partir de janvier 2016. En Wallonie, tel est le cas depuis février 2016, et en Flandre, depuis mars 2016. En Flandre, les tarifs du réseau de transport sont restés à peu près stables ou ont légèrement diminué. En Région de Bruxelles-Capitale, la CREG observe une

[32] Alors qu'il était question auparavant d'un tarif pour l'utilisation du réseau et d'un tarif pour les services auxiliaires, la répartition suivante s'applique désormais : tarifs pour la gestion et le développement des infrastructures du réseau, tarif pour la gestion du système électrique, tarif pour le prélèvement complémentaire d'énergie réactive, tarif pour la réserve de puissance et le blackstart, et tarif pour l'intégration de marché.

très légère hausse. En Wallonie, la CREG constate une baisse chez ORES Hainaut Electricité et une hausse chez RESA-Tecteo.

3.4.1.7. 2017

67. A partir de janvier 2017, Sibelga a actualisé la répercussion des tarifs de réseau de transport. La Flandre et la Wallonie l'ont fait à partir de mars 2017. La CREG constate une hausse des tarifs de réseau de transport dans toutes les régions.

3.4.2. Moyenne tension

68. Pour le client Ic1 (figure 32), les tarifs du réseau de transport suivent, depuis 2007, le prix maximum fixé par les gestionnaires de réseau de distribution. Ce prix maximum (hors contribution fédérale) s'élève à 13,00 €/MWh. Ce prix maximum pour Ic1 résulte de la faible durée d'utilisation (1.600 heures par an). Cependant, Sibelga n'applique pas ce prix maximum. Il applique une tarification moyenne qui n'est pas différenciée entre les différents groupes de clients. Depuis 2015, ORES Hainaut Electricité (auparavant IEH) applique également un autre tarif, à savoir 14,94 €/MWh. Depuis 2017, les gestionnaires de réseau de distribution mixtes en Flandre (c'est-à-dire Gaselwest et Imewo) appliquent également un autre tarif, à savoir 14,48 €/MWh pour Gaselwest et 13,72 €/MWh pour Imewo.

3.5. TARIF DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

69. Les figures 33 à 35 illustrent l'évolution des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution (hors prélèvements publics) en valeurs absolues.

Figure 33: Evolution de tarif du réseau de distribution – Dc (bi-horaire)

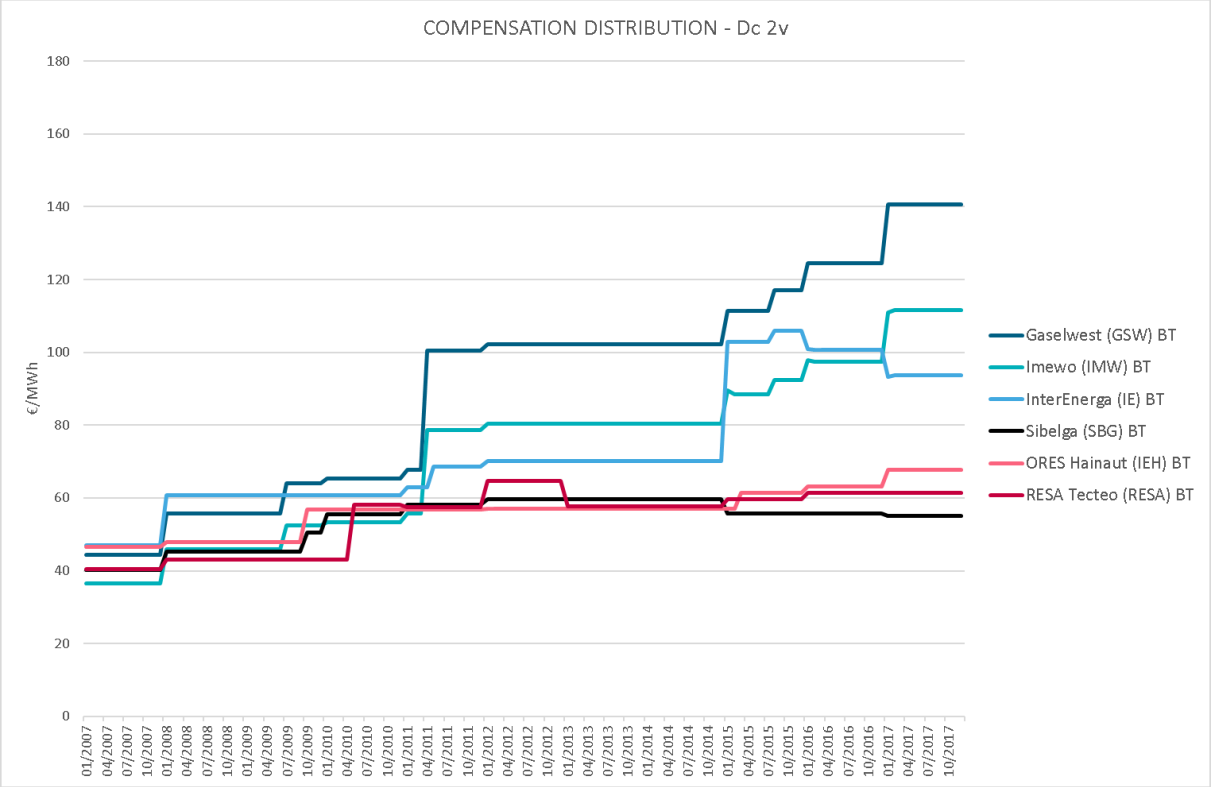


Figure 34: Evolution de tarif du réseau de distribution – Ic

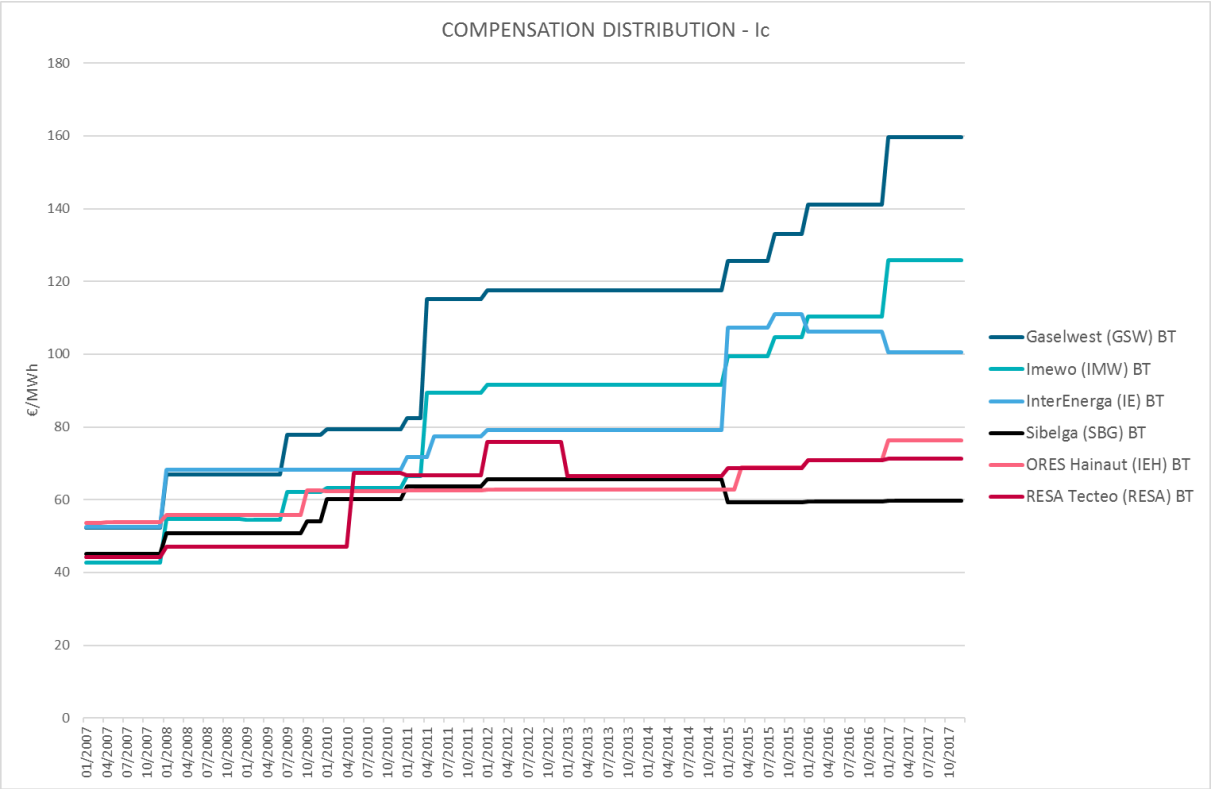
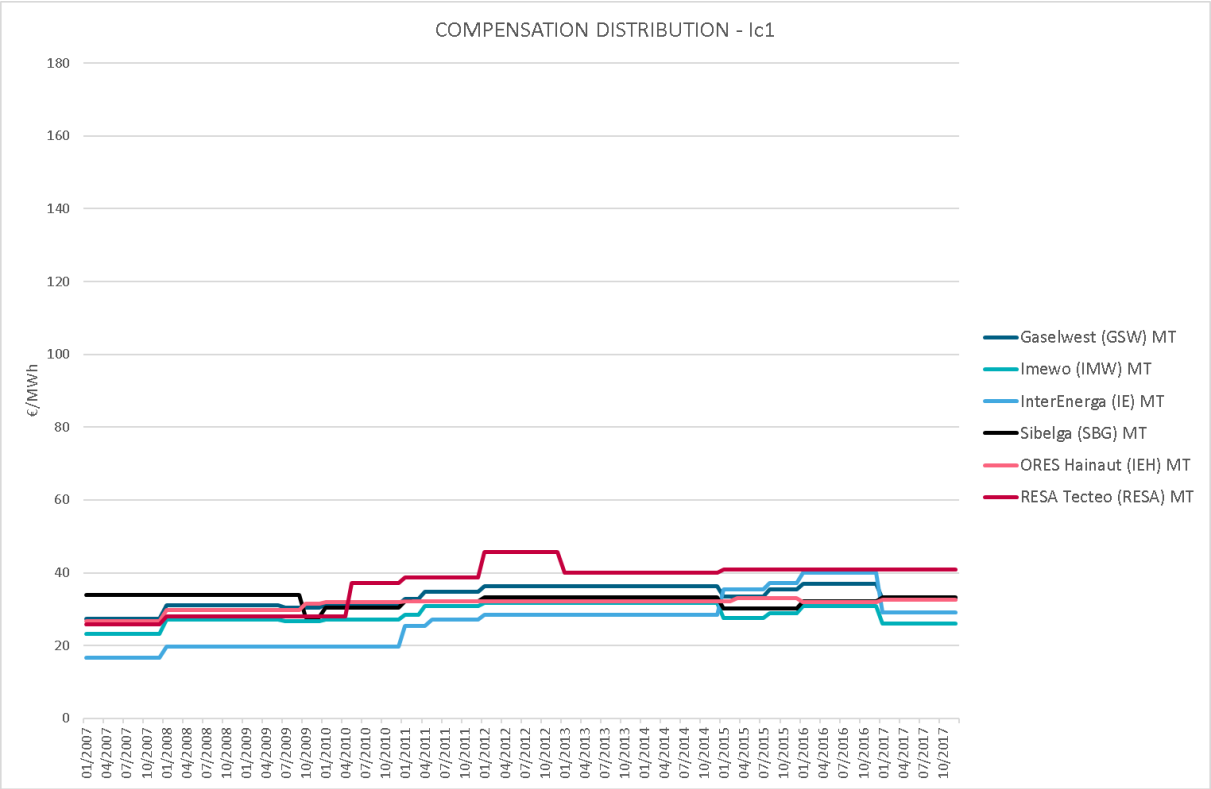


Figure 35: Evolution de tarif du réseau de distribution – Ic1



3.5.1. Basse tension

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

- les suites que la CREG a données aux arrêts rendus par la Cour d'Appel en 2007;
- la signature d'une transaction avec les gestionnaires de réseau de distribution du secteur mixte.

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

71. Une deuxième augmentation des tarifs du réseau de distribution est occasionnée par l'introduction des tarifs pluriannuels. L'Arrêté royal du 2 septembre 2008[33] arrête les dispositions et la structure des tarifs pluriannuels et est à la base de la hausse des tarifs, en raison, notamment:

- d'une rémunération équitable plus élevée par l'adaptation du facteur S (FP/RAB[34] au lieu de FP/FT[35]);
- d'une indexation automatique des coûts approuvés dans les tarifs 2008;
- des amortissements sur la plus-value;
- du fait que le facteur x est inférieur à l'inflation sur 4 ans et le panier des coûts gérables limité.

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

Initialement, il n'existait pas de tarifs approuvés pour Tecteo et InterEnerga. Ceux-ci ont, dès lors, contesté la décision des tarifs imposés devant la Cour d'appel. Dans son arrêt du 22 septembre 2010, la Cour d'appel a annulé les tarifs 2008 imposés et a jugé que la proposition de tarif introduite était valable de plein droit. Pour Tecteo, les tarifs basés sur la proposition de tarif introduite ont été pris en compte à partir de mai 2010[36], vu que Tecteo les facture effectivement. La CREG est arrivée à un accord mutuel avec InterEnerga. Les tarifs pluriannuels approuvés ont été fixés pour 2011 et 2012. Les tarifs 2008 imposés sont facturés jusque fin 2010, comme le montrent la figure 33 ou 34.

72. Une troisième augmentation des tarifs du réseau de distribution peut être observée en avril 2011 (chez Imewo et Gaselwest) et en mai 2011 (chez InterEnerga). Elle est occasionnée par la hausse

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

[34] FP/RAB = fonds propres/actif régulé

[35] FP/FT= fonds propres/fonds totaux

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

des coûts des obligations de service public liée à l'obligation d'achat de certificats verts et par les obligations de service public-URE[37]. Cette évolution est commentée ci-après.

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

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

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

76. Par la sixième réforme de l'Etat, les régulateurs régionaux ont l'autorité depuis le 1er juillet 2014 de mettre en place une méthodologie tarifaire et d'approuver les tarifs de réseau de distribution de l'électricité et du gaz naturel. Depuis le début de 2015, on voit dès lors que les tarifs de réseau de distribution évoluent après une période de prolongation de 2 ans.

Pour les gestionnaires de réseau de distribution flamands (Gaselwest, Imewo et InterEnerga), les tarifs ont augmenté en janvier 2015. Depuis août 2015, on voit une nouvelle augmentation, due au fait que les activités de réseau ont été soumises à l'impôt des sociétés à partir de ce moment-là. En Flandre, ceci a été réglé via les tarifs d'utilisations du réseau.

Pour le gestionnaire de réseau de distribution bruxelloise (Sibelga), les tarifs ont diminué en janvier 2015.

Pour les gestionnaires de réseau de distribution wallons, les tarifs ont augmenté en janvier 2015 pour RESA-Tecteo. Depuis mars 2015, ils ont aussi augmenté pour ORES Hainaut Electricité (auparavant IEH).

En 2016, la CREG observe une hausse des tarifs de réseau de distribution chez les GRD mixtes tant en Flandre qu'en Wallonie (Gaselwest, Imewo et ORES Hainaut Electricité), ainsi que chez RESA-Tecteo en Wallonie. Les tarifs de réseau de distribution en Région de Bruxelles-Capitale sont restés quasiment stables. Chez InterEnerga en Flandre, une légère baisse est constatée.

En 2017, la CREG observe une hausse des tarifs de réseau de distribution chez les GRD mixtes tant en Flandre qu'en Wallonie (Gaselwest, Imewo et ORES Hainaut). Les tarifs de réseau de distribution de RESA-Tecteo en Wallonie et en Région de Bruxelles-Capitale sont restés quasiment stables. Chez InterEnerga en Flandre, une légère baisse est constatée.

77. Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 85,80 % plus élevé en 2017 pour un client type Dc. Cette moyenne est élevée en raison de l'importante augmentation tarifaire des tarifs du réseau de distribution flamand liée à la hausse des coûts des obligations de service public. Le tarif de distribution a augmenté, en moyenne, de 170,37 % (72,64 €/MWh) en Flandre. 69,47 % de cette augmentation est imputable à la hausse du tarif des obligations de service public. L'augmentation est moins forte en Wallonie et à Bruxelles: 48,46 % (21,10 €/MWh) en Wallonië et 36,70 % (14,80 €/MWh) à Bruxelles. En Wallonie et à Bruxelles, cette augmentation est imputable au tarif des obligations de service public pour respectivement 38,23 % et

[37] URE = utilisation rationnelle de l'énergie ; les obligations de service public-URE contiennent les primes URE, les obligations d'action concernant des analyses d'énergie et les obligations d'action concernant les projects sociaux d'isolations de toiture.

19,44 %. En 2017, la part du tarif des obligations de service public s'élève à 50,16 % en Flandre, à 14,37 % en Wallonie et à 16,88 % à Bruxelles.

Les obligations de service public en Flandre comprennent, entre autres, les coûts des obligations de service public visant une utilisation rationnelle de l'énergie, ainsi que les coûts liés à l'obligation d'achat de certificats verts et de certificats de cogénération. En annexe 2 de cette étude, la CREG a brièvement analysé l'importance des différentes mesures de promotion de l'énergie verte dans les différentes régions.

3.5.2. Moyenne tension

78. Des hausses identiques à celles constatées dans la basse tension sont à la base de l'évolution enregistrée depuis 2007. Les tarifs de la moyenne tension sont toutefois largement inférieurs à ceux de la basse tension (figure 33 comparée à la figure 35). Cela s'explique par le principe de la cascade des coûts entre groupes de clients. Les clients en MT ne supportent pas les coûts de l'infrastructure située en aval de leur réseau.

79. Par la sixième réforme de l'Etat, les régulateurs régionaux ont l'autorité depuis le 1er juillet 2014 de mettre en place une méthodologie tarifaire et d'approuver les tarifs de réseau de distribution de l'électricité et du gaz naturel. Depuis le début de 2015, on voit dès lors que les tarifs de réseau de distribution évoluent après une période de prolongation de 2 ans.

En 2015, on note que les tarifs de la moyenne tension pour les gestionnaires de réseau de distribution flamands Gaselwest et Imewo diminuent en janvier, ainsi que pour le gestionnaire de réseau de distribution bruxelloise Sibelga, tandis qu'ils augmentent pour le gestionnaire de réseau de distribution flamand InterEnerga et pour les gestionnaires de réseau de distribution wallons RESA-Tecteo et ORES Hainaut Electricité (auparavant IEH) (depuis mars). En Flandre, tous les tarifs de la moyenne tension augmentent de nouveau en août 2015 à cause de l'introduction de l'impôt des sociétés pour les activités de réseau (comme déjà mentionné dans les commentaires de la basse tension).

Nous observons en 2016 une augmentation des tarifs de réseau de distribution en Flandre (Gaselwest, Imewo et InterEnerga) et en région de Bruxelles-Capitale, ainsi qu'une légère hausse chez RESA-Tecteo en Wallonie. Chez ORES Hainaut Electricité en Wallonie, les tarifs de réseau de distribution diminuent.

La CREG observe en 2017 une diminution des tarifs de réseau de distribution en Flandre (Gaselwest, Imewo et InterEnerga), tandis que les tarifs en région de Bruxelles-Capitale (Sibelga) et en Wallonie (ORES Hainaut Electricité et RESA-Tecteo) sont restés quasiment stables ou ont connu une légère hausse.

80. Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 20,14 % plus élevé en 2017 pour un client type Ic1. Cette moyenne est élevée en raison de l'importante augmentation tarifaire des tarifs du réseau de distribution flamand liée à la hausse des coûts des obligations de service public. Le tarif de distribution a augmenté, en moyenne, de 30,48 % (6,83 €/MWh) en Flandre. 90,96 % de cette augmentation est imputable à la hausse du tarif des obligations de service public. En Wallonie, l'augmentation est plus forte, soit de 39,93 % (10,48 €/MWh) et à Bruxelles, il y a une diminution de 2,02 % (-0,68 €/MWh). En Wallonie, cette augmentation est imputable, à raison de 3,94 %, au tarif des obligations de service public. La part du tarif des obligations de service public s'élève, en 2017, à 21,54 % en Flandre, à 1,13 % en Wallonie et à 4,89 % à Bruxelles.

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

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

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

3.5.3. Obligation de service public en Flandre

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

- coûts des obligations de service public-URE[38];
- obligation d'achat de certificats verts et de certificats de cogénération au prix minimum;
- éclairage public;
- 100 kWh gratuits[39];
- installation de compteurs à budget et fourniture aux clients exclus.

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

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

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

Dans les tarifs pluriannuels approuvés initialement, Imewo et Gaselwest ont procédé à une estimation trop basse des coûts liés à l'obligation d'achat de certificats verts et aux actions URE. Jusqu'en 2010 inclus, Infrax facturait les tarifs 2008 imposés qui reprenaient de faibles coûts pour l'obligation d'achat et l'URE. Dans la pratique, l'investissement dans les panneaux solaires a fait l'objet d'un très grand engouement en 2009 et 2010, notamment à la suite de la baisse du coût de l'investissement et du prix minimum élevé garanti. De plus, les primes URE ont rencontré beaucoup de succès. De ce fait, les déficits ont grimpé chez ces gestionnaires de réseau. En janvier/mai 2011[40] (InterEnerga) et avril 2011 (Imewo et Gaselwest), le tarif des «obligations de service public» dans le tarif de réseau de distribution

[38] URE = utilisation rationnelle de l'énergie

[39] A partir de 1 janvier 2016, ce système cesse d'exister.

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

a été adapté de façon à récupérer les déficits du passé et à mieux faire face aux coûts futurs. En 2012, le tarif des obligations de service public est demeuré inchangé. En 2013, le tarif des obligations de service public reste au niveau de 2012. En 2014, le tarif des obligations de service public reste au niveau de 2012 et 2013. Depuis que les régulateurs régionaux ont été rendus compétents – par la sixième réforme de l'Etat - pour l'établissement d'une méthodologie tarifaire et l'approbation des tarifs de réseau de distribution de l'électricité et du gaz naturel, la CREG observe, en 2015, en 2016 et en 2017, une augmentation du tarif des obligations de service public pour tous les gestionnaires de réseau de distribution flamands.

3.5.4. Obligation de service public en Wallonie

85. En Wallonie, les obligations de service public[41] suivantes sont notamment imposées aux gestionnaires de réseau:

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

86. En comparaison avec les gestionnaires de réseau de distribution flamands et bruxellois, la part des OSP dans les coûts de distribution demeure relativement faible. Les obligations de service public ont fortement augmenté dans les tarifs approuvés 2009-2012 (en moyenne 6,84 €/MWh chez IEH et 3,80 €/MWh chez Tecteo). Cette hausse est due à l'application de l'arrêté relatif à l'éclairage public et à l'application de "Talexus[42]". En 2013, le tarif des obligations de service public reste au niveau de 2012 voire même diminue légèrement chez Tecteo. En 2015, le tarif des obligations de service public a également augmenté légèrement pour les gestionnaires de réseau de distribution wallons pour rester quasiment constant en 2016. En 2017, ces coûts diminuent légèrement.

3.5.5. Obligation de service public à Bruxelles

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

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

Dans la Région de Bruxelles-Capitale, les coûts des OSP[43] sont de 10,97 €/MWh en 2013. En 2015, les coûts des OSP sont de 11,04 €/MWh. En 2016, ils ont légèrement augmenté jusqu'à 11,34 €/MWh. En 2017, ces coûts diminuent à 9,30 €/MWh.

---

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

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

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

3.5.6. Services auxiliaires (pertes de réseau)

88. La part des services auxiliaires dans les tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) oscille pour les gestionnaires de réseau flamands et Sibelga, en moyenne, entre 0,78 % et 1,92 %. Chez les gestionnaires wallons du réseau de distribution, elle se monte jusqu'à 10,50 % en moyenne chez ORES Hainaut Electricité (auparavant IEH) et 7,01 % chez RESA-Tecteo. Cela s'explique par le pourcentage de perte nette. ORES Hainaut Electricité (auparavant IEH) et RESA-Tecteo ont des pertes nettes plus élevées et doivent, dès lors, acheter plus d'énergie pour compenser ces pertes. En outre, des contrats historiques avec un prix de l'énergie bas ont été remplacés par des contrats conformes au marché qui a créé durant cette période un prix unitaire plus élevé. Ces coûts sont récupérés via le tarif des «services auxiliaires».

3.6. PRÉLÈVEMENTS PUBLICS

89. Les figures ci-dessous illustrent l'évolution des prélèvements publics pour les clients types Dc et Ic1.

Figure 36: Evolution des prélèvements publics – Dc

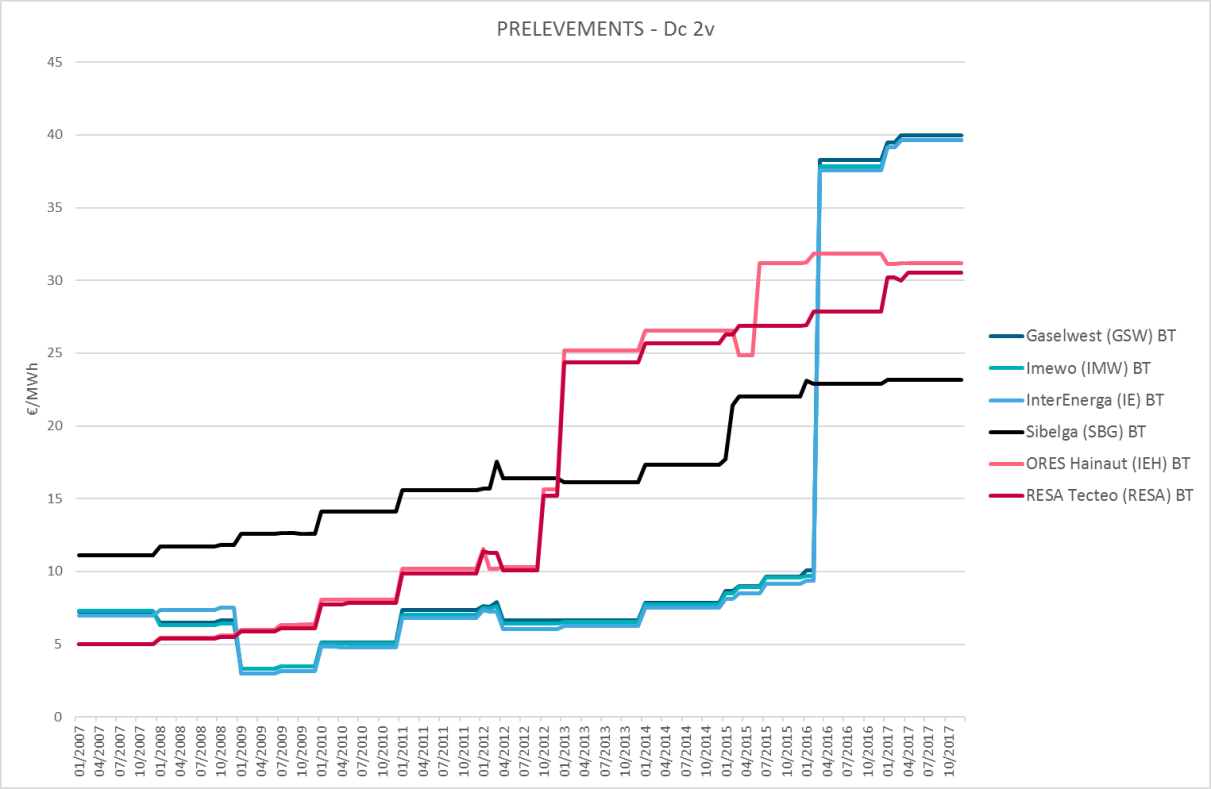
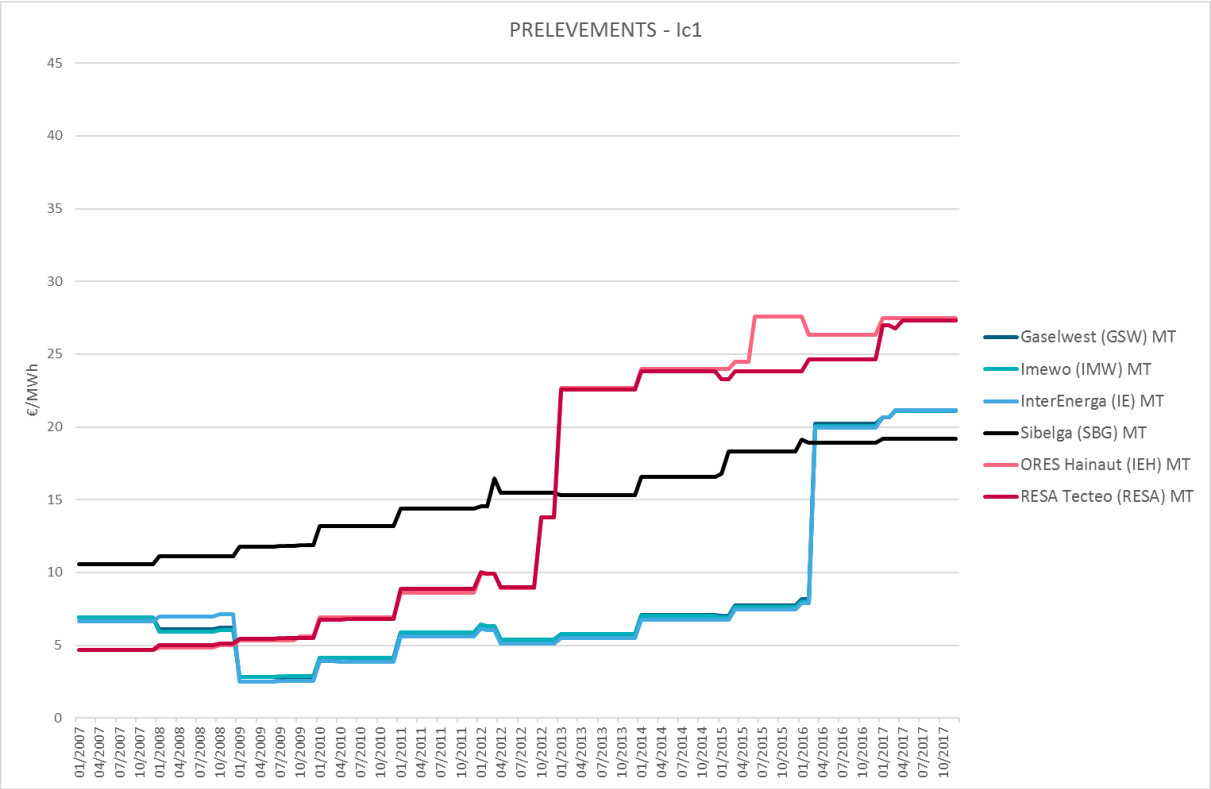


Figure 37: Evolution des prélèvements publics – Ic1



90. Les prélèvements publics sont très différents entre les trois régions. En outre, les prélèvements publics pour les clients professionnels sont moins élevés que ceux des clients résidentiels en raison de la dégressivité des prélèvements[44].

91. Les prélèvements et surcharges suivants apparaissent dans toutes les régions. Leur évolution est discuté brièvement ci-dessous (voir 3.6.1):

- cotisation fédérale (2017: 3,3705 €/MWh);
- financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore (depuis 2008) (2017: 0,0785 €/MWh);
- surcharge des certificats verts (depuis octobre 2008) (2017: 4,3759 €/MWh);
- surcharge réserve stratégique (depuis mars 2015) (2017: 0,1902 €/MWh).

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

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

3.6.1. Evolution de la cotisation fédérale et des autres taxes communes

3.6.1.1. Cotisation fédérale

92. La cotisation fédérale est facturée en vue du financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité. La cotisation fédérale est due par les clients finals établis sur le territoire belge, sur chaque kWh qu'ils prélèvent du réseau pour leur usage propre. Le gestionnaire du réseau est chargé de la perception de la cotisation fédérale et de la facturation aux titulaires d'un contrat d'accès et aux gestionnaires de réseau de distribution. Au cas où les titulaires d'un contrat d'accès et/ou les gestionnaires de réseau de distribution ne consomment pas eux-mêmes les kWh prélevés du réseau, ils peuvent facturer la cotisation fédérale à leurs propres clients, jusqu'au moment où cette surcharge est finalement facturée à celui qui a consommé les kWh pour son usage propre.

93. La cotisation fédérale[45] a doublé en 2 ans, passant de 2,62 €/MWh (début 2009) à 5,26 €/MWh (2011). Cette hausse touche principalement les composantes:

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

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

- 1er janvier - 20 janvier: 5,0854 €/MWh;
- 21 janvier - 31 mars: 4,9761 €/MWh (suppression prime chauffage[46]);
- à partir du 1er avril: 3,8597 €/MWh (suppression surcharge Kyoto[47] et réduction surcharge clients protégés[48]).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

97. En 2015, la cotisation fédérale a augmenté par rapport à 2014 au niveau de 2,5310 €/MWh. Cette augmentation de la cotisation fédérale est due à l'augmentation:

- des frais de couverture de fonctionnement de la CREG (+0,0009 €/MWh);
- du financement des mesures sociales prévues par la loi du 4 septembre 2002 (+0,0201 €/MWh);
- du financement du coût réel net résultant de l'application des prix maximaux (clients protégés) (+0,0397 €/MWh).

Notons toutefois que cette augmentation est limitée par une diminution du financement des obligations découlant de la dénucléarisation (-0,0011 €/MWh).

98. En 2016, la cotisation fédérale a augmenté par rapport à 2015 pour atteindre 3,0033 EUR/MWh. Cette hausse de la cotisation fédérale est due à l'augmentation :

- de la couverture des frais de fonctionnement de la CREG (+0,0073 €/MWh) ;
- de la couverture du financement des obligations découlant de la dénucléarisation (+0,0270 EUR/MWh) ;
- du financement du coût réel net résultant de l'application des prix maximaux (clients protégés) (+0,4903 EUR/MWh).

A noter que cette hausse est freinée par une diminution du financement des mesures sociales prévues par la loi du 4 septembre 2002 (-0,0523 €/MWh).

99. En 2017, la cotisation fédérale a augmenté par rapport à 2016 pour atteindre 3,3705 €/MWh. Cette hausse de la cotisation fédérale est due à l'augmentation :

- de la couverture du financement des obligations découlant de la dénucléarisation (+0,0155 €/MWh);
- du financement des mesures sociales prévues par la loi du 4 septembre 2002 (+0,0515 €/MWh) ;
- du financement du coût réel net résultant de l'application des prix maximaux (clients protégés) (+0,3033 €/MWh).

A noter que cette hausse est atténuée par une diminution de la couverture des frais de fonctionnement de la CREG (-0,0031 €/MWh).

3.6.1.2. Surcharge pour le financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore

100. La surcharge pour le financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore a été introduite en 2008 et s'élève à 0,1395 €/MWh en 2012. Cette surcharge est également de 0,1395 €/MWh en 2013. En 2014, elle s'élève à 0,0629 €/MWh et elle reste à cet niveau en 2015 et 2016. En 2017, cette surcharge augmente pour atteindre 0,0785 €/MWh.

3.6.1.3. Surcharge certificats verts

101. La surcharge pour les certificats verts est d'application depuis le 1er octobre 2008. Il s'agit d'une surcharge pour le cofinancement des coûts liés à l'achat de certificats verts proposés par les exploitants de parcs à éoliennes offshore. Cette surcharge est facturée aux utilisateurs finaux par le biais de coûts pour l'utilisation du réseau de transport. Elle a évolué de 0,13 €/MWh en 2008 à 2,08 €/MWh en 2012. Elle s'élève en 2013, à 2,2133 €/MWh, à 3,9132 €/MWh en 2014 et elle augmente au niveau de 4,0475 €/MWh en 2015. En 2016, cette surcharge diminue jusqu'à 3,8261 €/MWh. En 2017, cette surcharge augmente de nouveau pour atteindre 4,3759 €/MWh.

3.6.1.4. Surcharge réserve stratégique

102. La surcharge pour le financement de la réserve stratégique a été introduite en 2015 et s'élève à 0,6110 €/MWh. Le tarif précité se rapporte aux frais totaux de la réserve stratégique, cela veut dire inclusivement les frais de recherche et développement propre au gestionnaire de réseau de transport. En 2016, cette surcharge augmente pour s'établir à 0,9972 €/MWh. En 2017, cette surcharge diminue fortement jusqu'à 0,1902 €/MWh.

3.6.2. Différences entre les régions

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

En Wallonie, l'on peut retrouver les prélèvements publics régionaux suivants:

- la surcharge pour le financement des mesures de soutien pour l'énergie renouvelable en Wallonie. Cette surcharge a été revue deux fois à la hausse sur la période août 2012 – mai 2013. La première hausse a eu lieu en octobre 2012. Elle fait suite à une abondance de certificats verts sur le marché et à une forte demande des producteurs de rachat de leurs certificats verts au prix minimum garanti par Elia. Elia a demandé de répercuter ce coût complémentaire dans ses tarifs, ce qui a été accepté par la CREG. La surcharge est ainsi multipliée par 5 soit 5,9445 €/MWh. La deuxième adaptation a eu lieu au 1er janvier 2013. Celle-ci est justifiée par les mêmes raisons que pour la première augmentation. La surcharge s'élève, à compter du 1er janvier 2013, à 13,8159 €/MWh[49]. Ce montant reste inchangé en 2014, en 2015, en 2016 et en 2017;
- la surcharge pour l'utilisation du domaine public en région wallonne ; à compter du 1er janvier 2013 (0,2986 €/MWh) et à compter du 1er janvier 2014 (0,3446 €/MWh); en janvier 2015 et 2016, le tarif est resté au même niveau que l'année précédente 2014; depuis 2017, le tarif a baissé à 0,2695 €/MWh ;

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

- la taxe de voirie en janvier 2013, 2014, 2015, 2016 et 2017;
- la redevance de raccordement (0,7500 €/MWh);
- en 2015, il a été décidé de soumettre à l'impôt des sociétés les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution. En Wallonie, cet impôt est facturé par le biais d'un prélèvement complètement distinct à partir de juin 2015, tandis qu'en Flandre, cet impôt est facturé par le biais des tarifs d'utilisation du réseau (cf 3.5) et en Région de Bruxelles-Capitale (à partir de février 2015), cet impôt est inclus dans les autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux.

En Flandre, l'on retrouve les prélèvements publics régionaux suivants:

- la surcharge pour le raccordement des installations pour la production d'énergie renouvelable en Flandre[50] (0,5171 €/MWh en 2013, 2014 et 2015 ; 0,7568 €/MWh en 2016 et 1,4849 €/MWh en 2017);
- la surcharge pour le financement des mesures visant à favoriser une utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre (0,0250 €/MWh en 2013 ; 0,0616 €/MWh en 2014, 2015 et 2016 et 0,0308 €/MWh en 2017);
- les autres redevances locales ;
- la surcharge pour les taxes « pylônes » et « tranchées » en Flandre (0,1000 €/MWh en 2016 et 0,1160 €/MWh en 2017);
- la cotisation pour le Fonds d'énergie, une surcharge électricité -introduite par la Région Flamande à partir de janvier 2015- facturée aux clients sur le réseau de distribution et le réseau de transport local (0,15 € par mois au 1er janvier 2015, mais augmentée à 0,34 € par mois à partir de juillet 2015). Jusqu'au 29 février 2016, le tarif était fixé à 0,25 € par mois. Toutefois, à partir de mars 2016, cette perception est devenue annuelle et se calcule en fonction de la consommation par point de prélèvement sur le réseau de distribution. Une contribution annuelle de 100 €/an est facturée pour un client type Dc, contre 1.850 €/an pour un client type Ic et Ic1. Aucune TVA n'est facturée sur cette perception. Depuis 2017, les tarifs suivants sont d'application : pour un client type Dc, une contribution de 103,37 €/an est facturée, contre 1.912,18 €/an pour un client type Ic et Ic1. Depuis le 1er janvier 2018, la cotisation ne pourra être plus facturée, vu que la Cour constitutionnelle a annulé le décret instituant la cotisation flamande pour le Fonds énergie.

A Bruxelles, l'on retrouve les prélèvements publics régionaux suivants:

- l'adaptation de la rétribution de la taxe de voirie à compter du 1er janvier 2013 (6,368 €/MWh) et à compter du 1er janvier 2014 (6,429 €/MWh); en janvier 2015 cette rétribution s'élevait à 6,489 €/MWh, elle a toutefois été adaptée à la hausse en février à hauteur de 6,405 €/MW ; en 2016, le tarif a augmenté à 6,501 €/MWh et en 2017 à 6,633 €/MWh ;
- en 2015, il a été décidé de soumettre à l'impôt des sociétés les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution. En Wallonie, cet impôt est facturé par le biais d'un prélèvement complètement distinct à partir de juin 2015, tandis qu'en Flandre, cet impôt est facturé par le biais des tarifs d'utilisation du réseau (cf 3.5) et en Région de

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

Bruxelles-Capitale (à partir de février 2015), cet impôt est inclus dans les autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux ;

- la surcharge pour le financement des obligations de service public.

3.6.3. Arrêt de la taxe Elia en Flandre

104. La taxe visant à compenser la perte de revenus des communes, mieux connue sous l'appellation de taxe Elia, a été introduite en juin 2005. Depuis le 1er janvier 2008, les gestionnaires du réseau de distribution continuent à facturer la taxe Elia aux fournisseurs en dépit de sa suppression par le Gouvernement flamand[51]. Les gestionnaires de réseau de distribution veillent ainsi à ce que leurs créances ouvertes en montants préfinancés soient récupérées. Les gestionnaires de réseau de distribution s'appuient sur l'article 6 de l'Arrêté Ministériel du 13 mai 2005 comme base légale justifiant la poursuite de la facturation de la taxe Elia pendant l'exercice d'exploitation 2008.

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

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

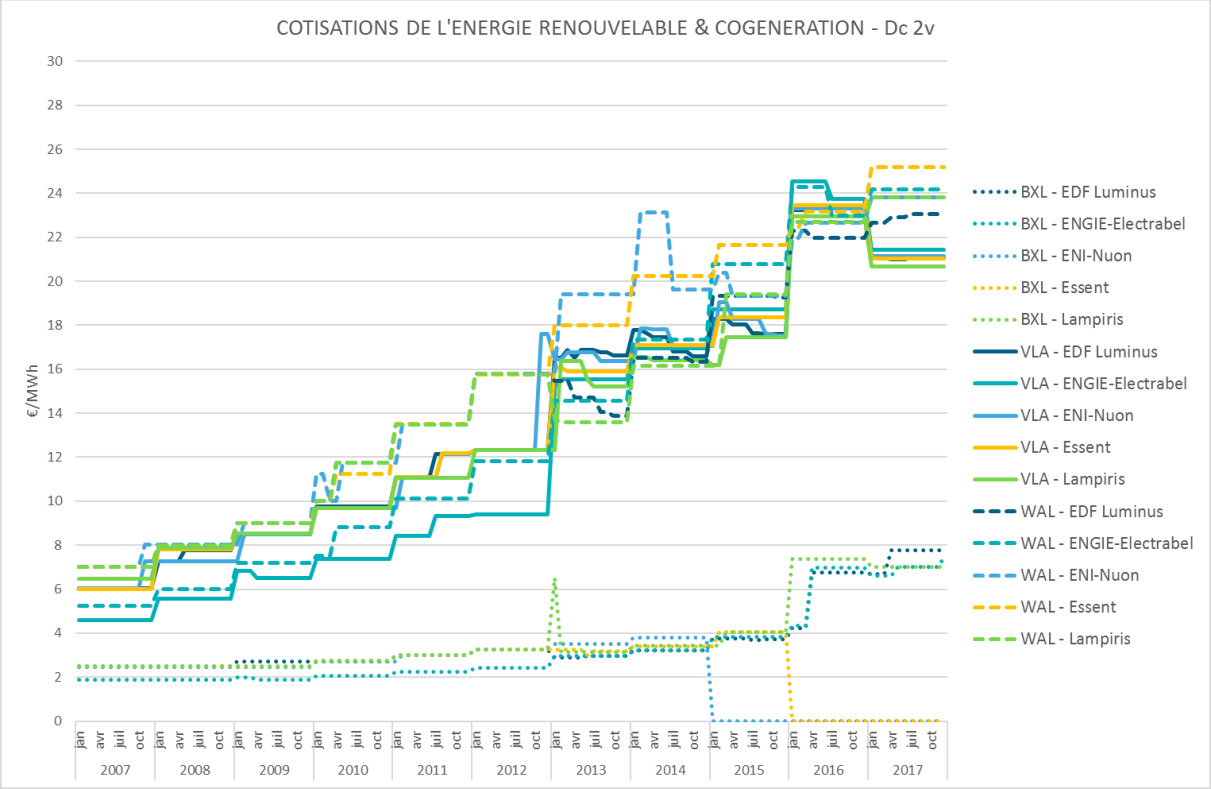
106. Les montants ont été récupérés fin 2008. Ceci entraîne une forte diminution des prélèvements publics en Flandre en 2009.

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

3.7. CONTRIBUTIONS ÉNERGIE RENOUVELABLE ET COGÉNÉRATION

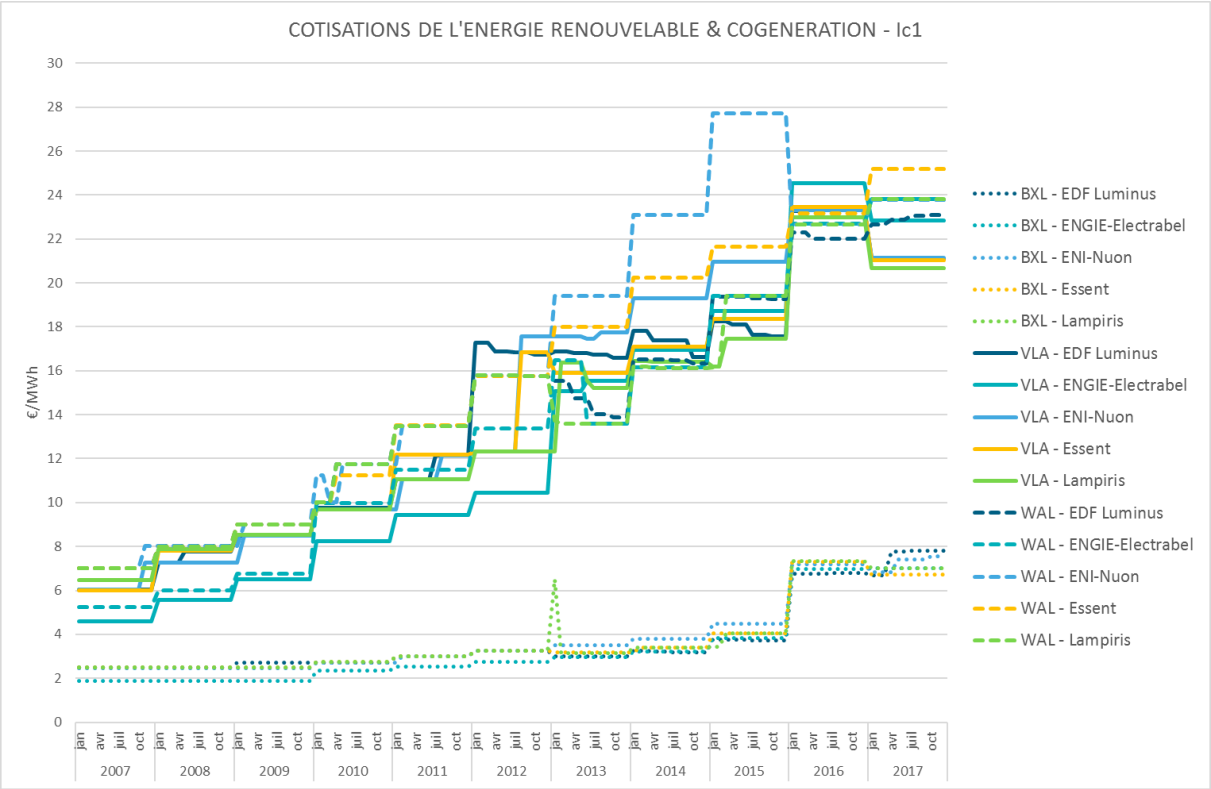
107. Les figures 38 et 39 présentent l'évolution des contributions énergie renouvelable et de cogénération en €/MWh pour d'une part un client-type Dc et d'autre part un client-type Ic1 pour tous les fournisseurs.

Figure 38: Évolution cotisation énergie renouvelable et cogénération – Dc[52]



[52] ENI-Nuon et Essent n'offrent pas de produit en Région de Bruxelles-Capitale au cours de la période concernée, donc aucune donnée n'est disponible pour les cotisations énergie renouvelable et cogénération!

Figure 39 : Évolution cotisation énergie renouvelable et cogénération – Ic1



108. La contribution énergie renouvelable est une cotisation visant à limiter l'effet de serre et les émissions de CO_2. Chaque fournisseur verse une contribution annuelle (= obligation de quota) déterminée au développement de la production à partir d'énergies renouvelables par le biais du système des certificats verts. Les certificats de cogénération visent aussi à réduire l'effet de serre et les émissions de CO_2 par la promotion de la production d'électricité à base de cogénération.

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

110. Depuis 2007, les contributions pour l'énergie renouvelable et la cogénération ont plus que doublé en Flandre et en Wallonie. Ceci est dû à la politique ambitieuse menée par les régions et l'obligation de quota y afférente qui a fortement augmenté au cours des années précédentes. Ceci est illustré dans le tableau ci-dessous[53,54].

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

[54] A partir de la remise des certificats verts pour 2013 (pour la livraison d'électricité 2012), le quota de certificats verts à fournir est calculé via la formule suivante : C=Gr * EV *BTOT.
Pour 2013, cela revient à 0,14*0,8613, pour 2014 cela revient à 0,155*0,8842 et pour 2015 cela revient à 0,168*0,8924.

Obligation de quota	CV Flandre	Cogénération Flandre	Wallonie	Bruxelles
2008	3,75	2,96	8,00	2,50
2009	4,90	3,73	9,00	2,50
2010	5,25	4,39	10,00-11,74	2,75
2011	6,00	4,90	13,50	3,00
2012	7,00	7,60	15,75	3,25
2013	12,06	8,60	19,40	3,50
2014	13,71	9,80	23,10	3,80
2015	14,99	10,50	27,70	4,50
2016	16,69	11,20	32,40	8,20

111. Depuis 2012, la CREG constate qu'un certain nombre de fournisseurs ont augmenté les contributions électricité verte et cogénération. Le tarif que les fournisseurs mentionnent sur leurs fiches tarifaires n'est pas imposé légalement. Il est établi par les fournisseurs et sert, en principe, à couvrir les coûts réels résultant de l'obligation légale figurant dans le décret Energie[55] (Flandre), l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale[56] (Bruxelles) et l'arrêté du Gouvernement wallon[57] (Wallonie) pour satisfaire, chaque année, le quota d'énergie renouvelable établi. Les fournisseurs sont tenus de soumettre chaque année au régulateur régional un certain nombre de certificats verts et de cogénération (Flandre uniquement).

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

Depuis janvier 2013, la CREG constate également que ces tarifs ont été adaptés en Wallonie et en Région de Bruxelles-Capitale. En 2014, 2015, 2016 et 2017, ces tarifs ont été adaptés dans les trois régions.

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

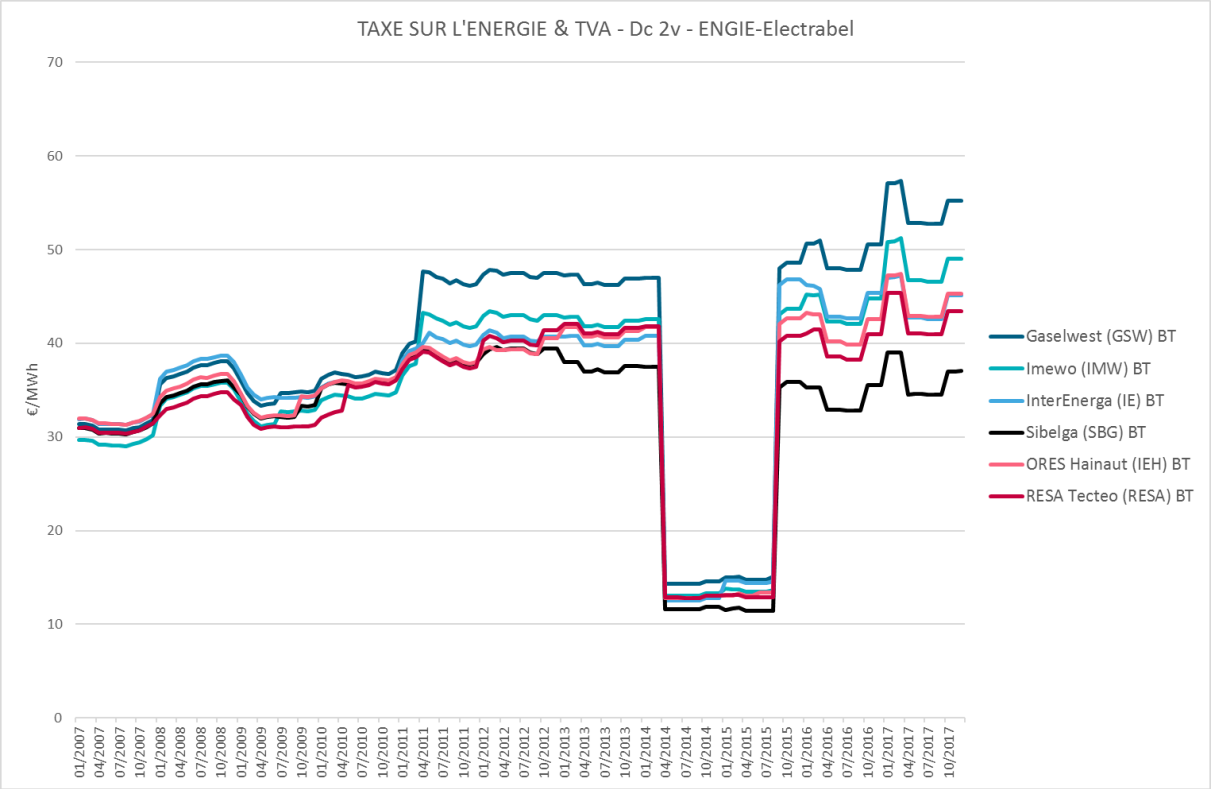
[56] Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes.

[57] Arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération.

3.8. TAXE SUR L'ÉNERGIE ET TVA

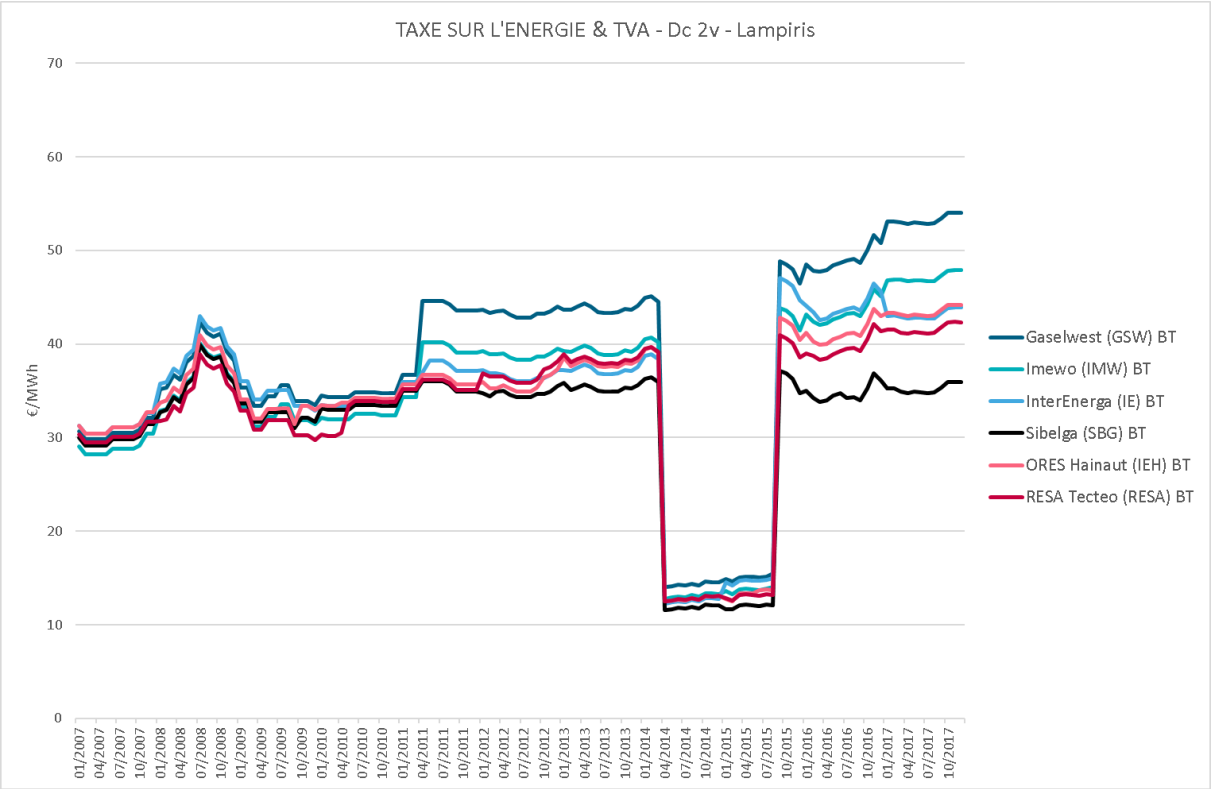
112. Les figures 40 à 41 illustrent l'évolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA pour la clientèle Dc approvisionnée par ENGIE-Electrabel et Lampiris[58].

Figure 40: Évolution taxe sur l'énergie et TVA – Dc – ENGIE-Electrabel



[58] Pour limiter le nombre de graphiques et étant donné qu'on note la même évolution que celle du prix facturé au consommateur, le calcul n'a été illustré que pour ces 2 fournisseurs.

Figure 41: Évolution taxe sur l'énergie et TVA – Dc – Lampiris



113. La taxe sur l'énergie et la TVA constituent le poste le plus important de la facture du client résidentiel après la composante énergie et le tarif de réseau de distribution. Pour les clients professionnels, clients-types Ic et Ic1, la TVA n'est pas prise en compte puisqu'ils peuvent la récupérer.

114. La taxe sur l'énergie finance le Fonds pour l'équilibre financier de la sécurité sociale et s'élève à 0,19261 €/kWh en 2017. Un tarif 0 pour la taxe sur l'énergie s'applique au client professionnel raccordé au réseau moyenne tension, client-type Ic1. Une TVA est due sur la cotisation énergie. Dans la mesure où la TVA est appliquée à l'ensemble des composantes, son évolution est comparable à celle du prix final au consommateur.

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

le taux de TVA applicable aux livraisons d'électricité aux clients résidentiels est réduit de 21 % à 6 % à compter du 1er avril 2014 jusqu'au 31 décembre 2015, suite à l'arrêté royal du 21 mars 2014 modifiant les arrêtés royaux nos 4 et 20 relatifs à la taxe sur la valeur ajoutée;

- Il faut, toutefois, mentionner que la TVA pour les kWh gratuits est maintenue à 21 %.
- la cotisation fédérale n'est plus reprise dans la base imposable pour le calcul de la TVA à compter du 1er avril 2014. Jusqu'au 31 mars, il était spécifiquement stipulé dans l'article 21, §1 de la loi électricité que la cotisation fédérale était soumise à la TVA. Cette stipulation a été supprimée par l'article 7 de la loi du 15 mai 2014 portant exécution du pacte de compétitivité d'emploi et de relance. La cotisation fédérale est due aux clients finals établis sur le territoire belge sur chaque kWh qu'ils prélèvent du réseau pour leur propre usage. Le gestionnaire de réseau de distribution est chargé de la perception de la cotisation et de la facture aux titulaires d'un contrat d'accès et aux gestionnaires de réseau de distribution qui peuvent la porter en compte à leurs propres clients pour autant

qu’ils ne consomment pas eux-mêmes les kWh prélevés du réseau et ce jusqu’au moment où la cotisation susvisée est finalement facturée au client. Il résulte de ce qui précède que le client final établi sur le territoire belge doit être considéré comme redevable de sorte que la cotisation fédérale qui est répercutée constitue un débours au sens de l’article 28, 5°, du code de la TVA et ne fait donc pas partie de la base d’imposition pour le calcul de la TVA qui est due sur les livraisons d’électricité, pour autant qu’elle soit mentionnée séparément sur la facture.

Le gouvernement fédéral a décidé d'annuler de manière anticipée ce taux réduit de la TVA et de réintroduire une TVA à 21 % pour la fourniture d'électricité aux consommateurs domestiques à partir du 1er septembre 2015.

4. CALCULS CLIENTS TYPES GAZ NATUREL

4.1. PRIX FINAL AU CONSOMMATEUR, TOUTES TAXES COMPRISES

116. Les figures 42 à 46 et les figures 47 à 51 reprennent les évolutions du prix au consommateur final pour tous les fournisseurs pour, respectivement, les clients T2 et T4. Pour permettre la comparaison entre les fournisseurs, janvier 2007 a été choisi comme point de référence puisque le marché belge de l'énergie n'a été entièrement libéralisé qu'en 2007 et que de nouveaux fournisseurs (comme Essent, Nuon/Eni et Lampiris) ont pu proposer leurs produits tant en Flandre qu'à Bruxelles ou en Wallonie.

4.1.1. Clients résidentiels

117. Les figures 42 à 46 montrent l'évolution, en € par MWh, du prix au consommateur final, pour un client-type T2.

Figure 42: Évolution du prix au consommateur final – T2 – ENGIE-Electrabel

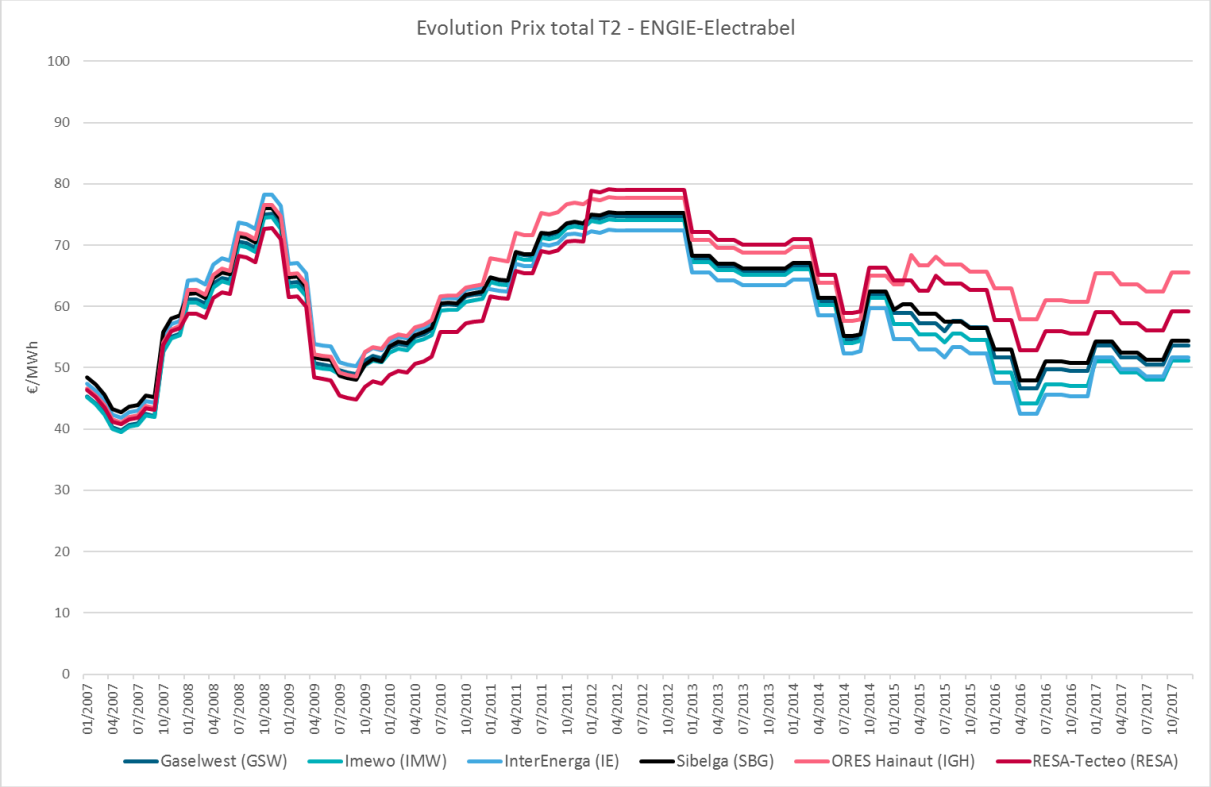


Figure 43: Évolution du prix au consommateur final – T2 – Luminus

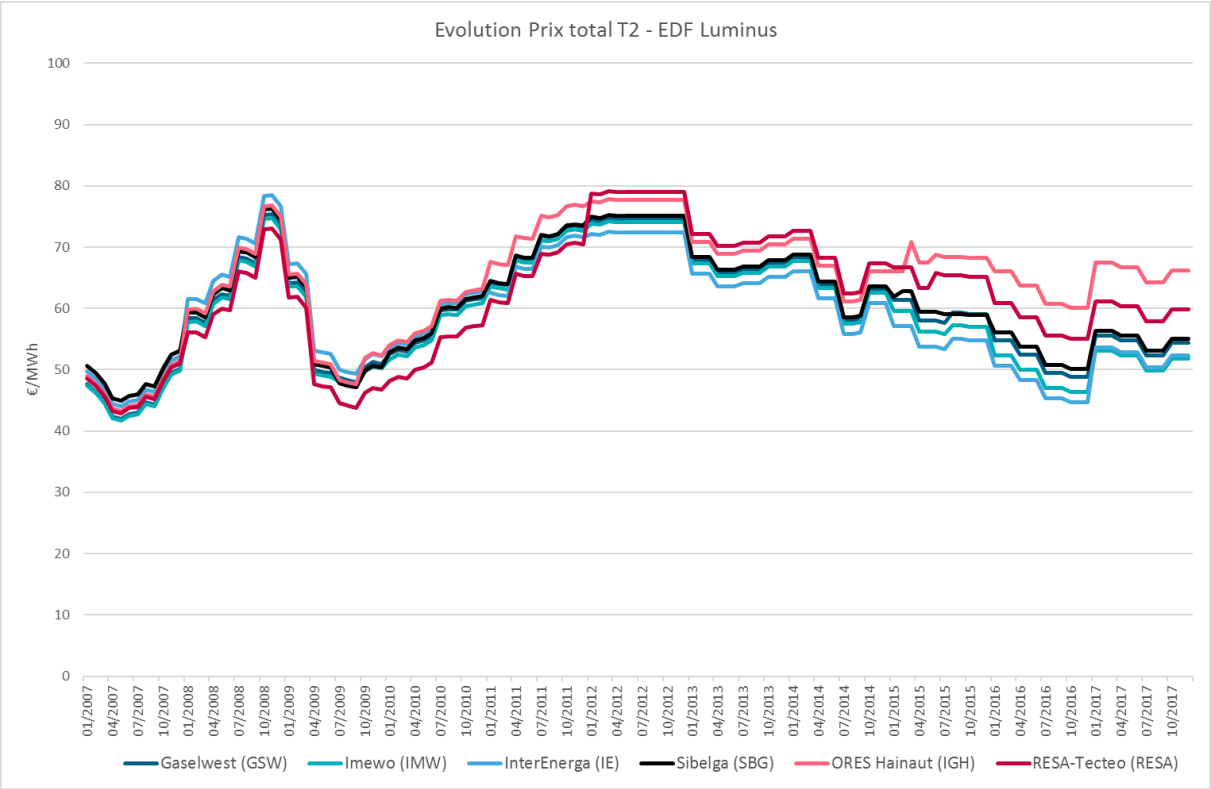


Figure 44: Évolution du prix au consommateur final – T2 – Essent

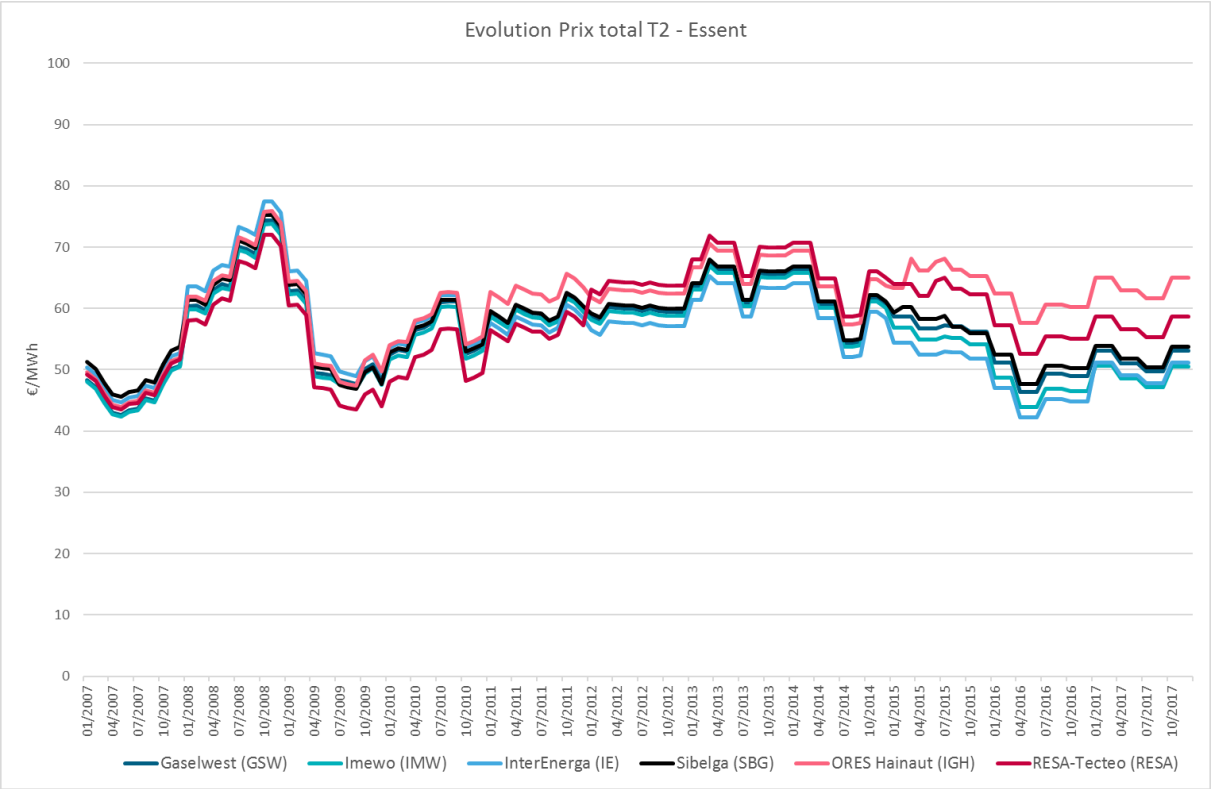


Figure 45: Évolution du prix au consommateur final – T2 – Eni

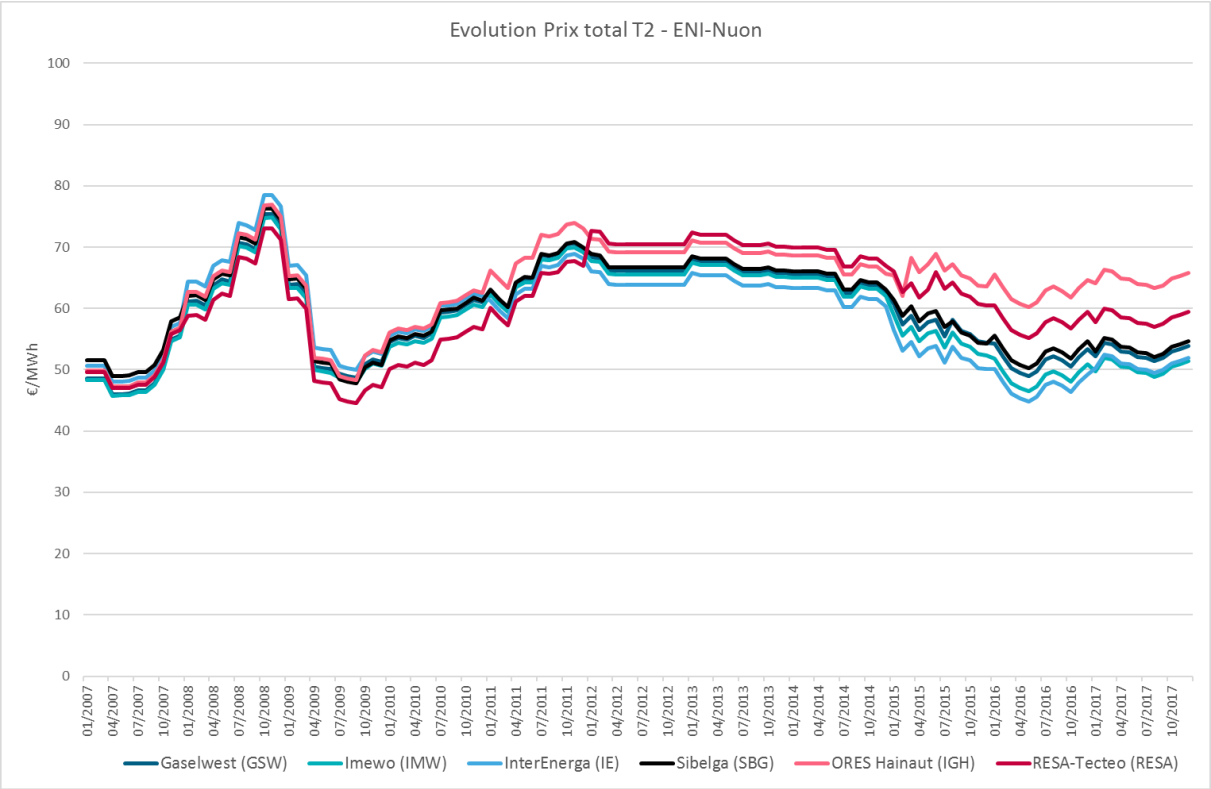
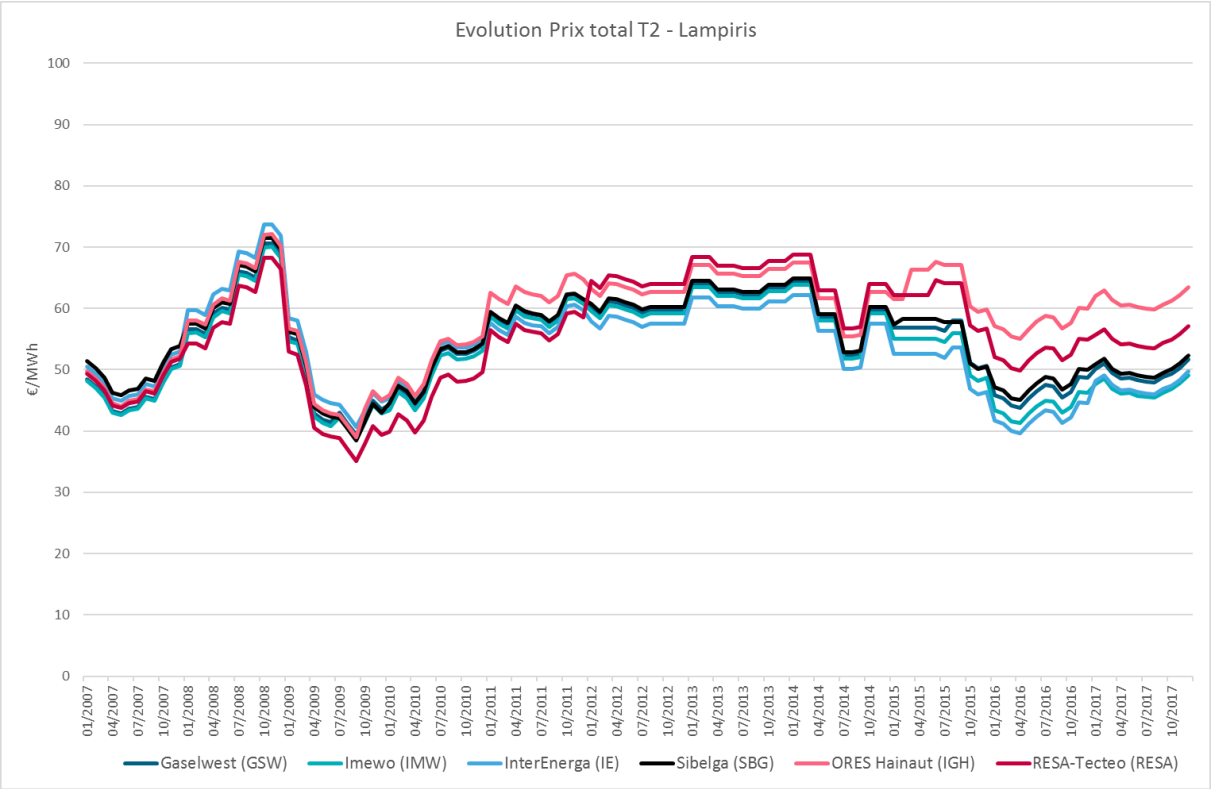


Figure 46: Évolution du prix au consommateur final – T2 – Lampiris



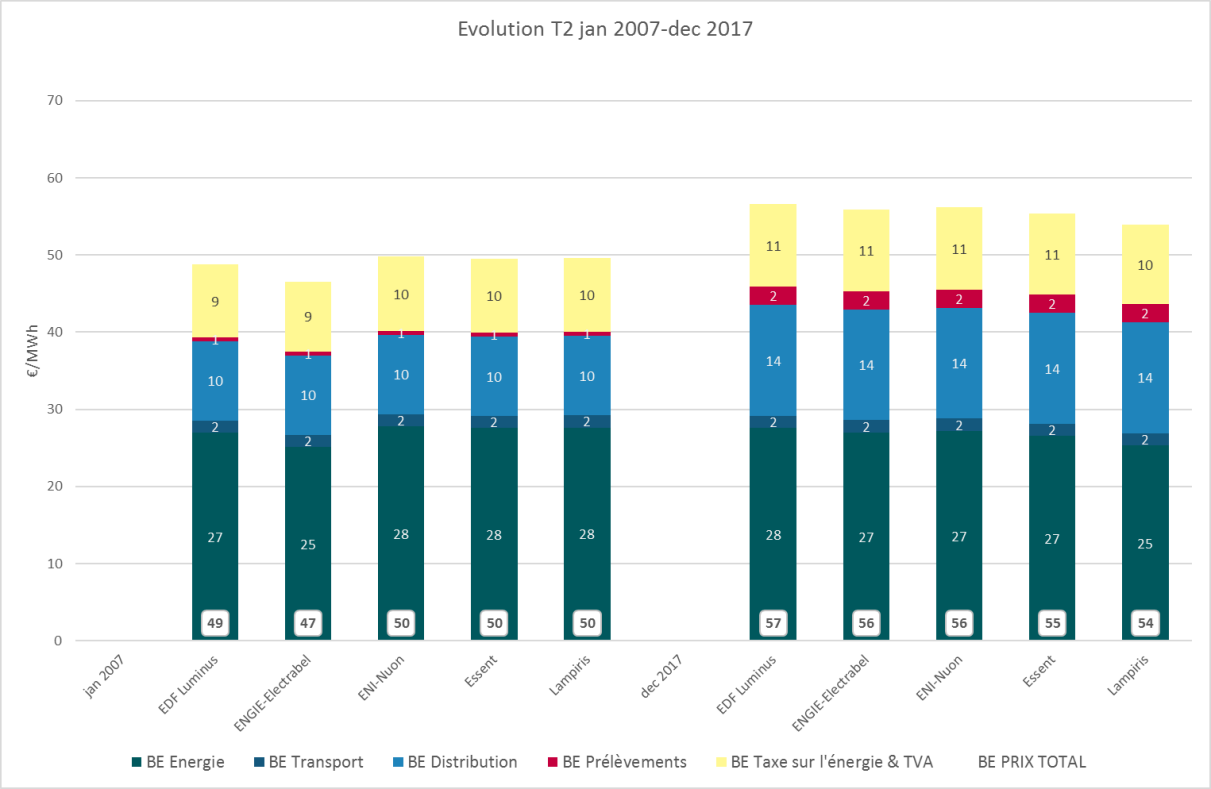
En novembre 2008, le prix final au consommateur (toutes taxes comprises) a atteint son niveau le plus élevé et ce tant pour les consommateurs résidentiels que pour les consommateurs professionnels. Par la suite, le prix a baissé très fortement pour remonter ensuite depuis juillet 2009. En juillet 2012, le prix se situe à un niveau quasi aussi élevé qu'en été 2008 chez certains fournisseurs. En 2013, le prix est en diminution chez certains fournisseurs (Electrabel, Nuon/Eni) tandis que chez d'autres (Luminus, Lampiris) le prix est assez stable voire même augmente quelque peu (Essent). En 2014, le prix est en diminution pendant les 2 premiers trimestres 2014 suivi d'un troisième trimestre stable et d'un quatrième trimestre en hausse pour baisser légèrement en fin d'année chez tous les fournisseurs. En 2015, ce prix au consommateur final baisse chez tous les fournisseurs; la CREG constate cependant une légère augmentation début 2015 pour un client type T2 chez les gestionnaires de réseau de distribution wallons. En 2016, la CREG observe des évolutions différentes selon les fournisseurs. Chez ENGIE-Electrabel et Essent, la CREG observe d'abord une diminution suivie d'une augmentation, avant de constater une relative stabilité au 2e semestre. Chez Luminus, on remarque une diminution progressive du prix facturé au consommateur final, alors que l'évolution chez Eni-Nuon et Lampiris est davantage en dents de scie, avec une diminution au 1er trimestre, une augmentation au 2e, une nouvelle baisse au 3e trimestre et enfin un rebond au 4e trimestre. On voit aussi clairement qu'au fil du temps, les différences entre les divers gestionnaires de réseau de distribution s'accentuent. En 2017, la CREG observe une évolution similaire chez ENGIE-Electrabel, Luminus et Essent (fournisseurs proposant un produit variable avec indexations trimestrielles), à savoir une diminution graduelle pendant les 3 premiers trimestres et une augmentation au dernier trimestre. Chez Eni-Nuon et Lampiris (fournisseurs proposant un produit fixe), la CREG observe la même évolution mais avec une correction tous les mois.

118. Entre 2016 et 2017, le prix moyen facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de 2,93 €/MWh (+ 5,70 %) pour tous les fournisseurs.

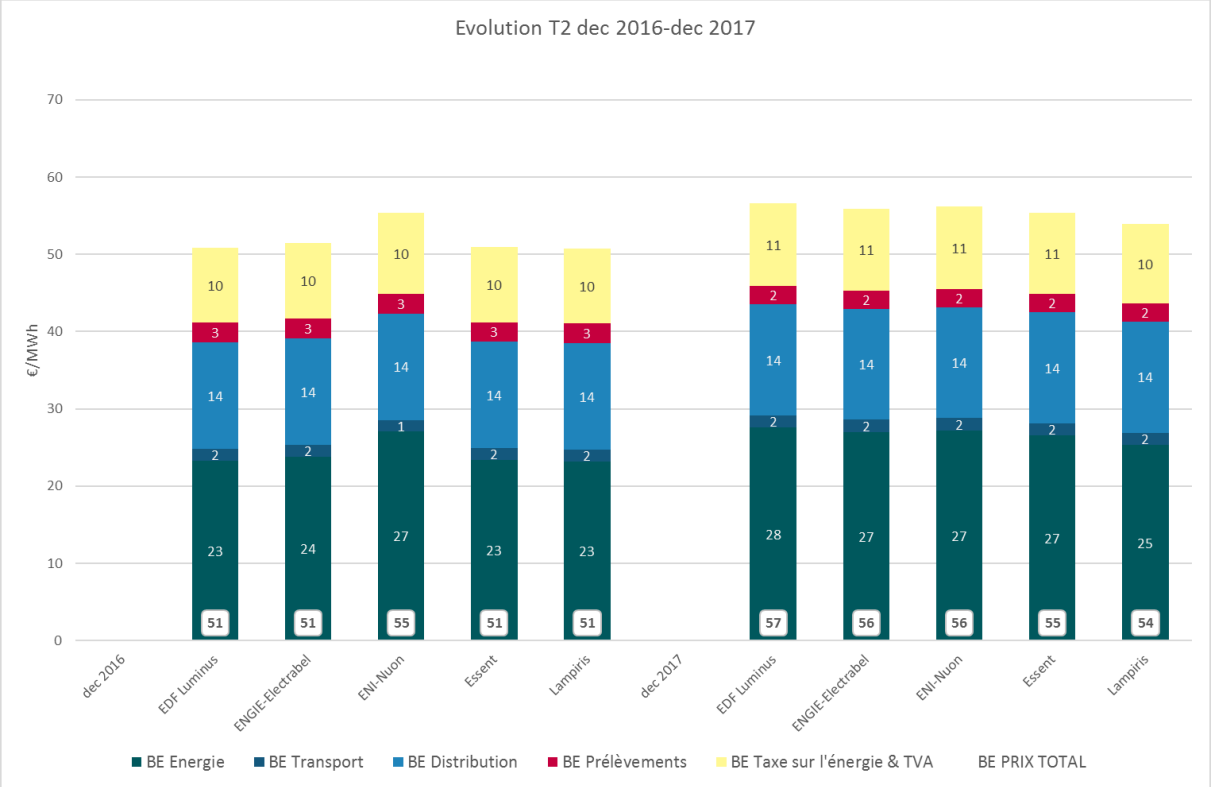
En 2017, le prix final a augmenté pour tous les fournisseurs, de +3,31 % (soit +1,77 €/MWh) chez Eni-Nuon à +7,01 % (soit +3,38 €/MWh) chez Lampiris.

119. Entre 2007 et 2017, le prix facturé à l'utilisateur final (tous prélèvements inclus) a augmenté de 14,54 % en moyenne pour un client T2. La hausse est différente en fonction du fournisseur et varie de +8,88 % chez Lampiris à +21,46 % chez ENGIE-Electrabel.

Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final par fournisseur pour janvier 2007 et décembre 2017.



Si l'on considère ces deux dernières années, la CREG constate que le prix moyen facturé au consommateur final a connu, chez tous les fournisseurs, une évolution comparable à la hausse, essentiellement attribuable au prix de l'énergie.



4.1.2. Clients professionnels

120. Les figures 47 à 51 montrent l'évolution, en € par MWh, du prix au consommateur final, pour un client-type T4.

Figure 47: Évolution du prix au consommateur final – T4 – ENGIE-Electrabel

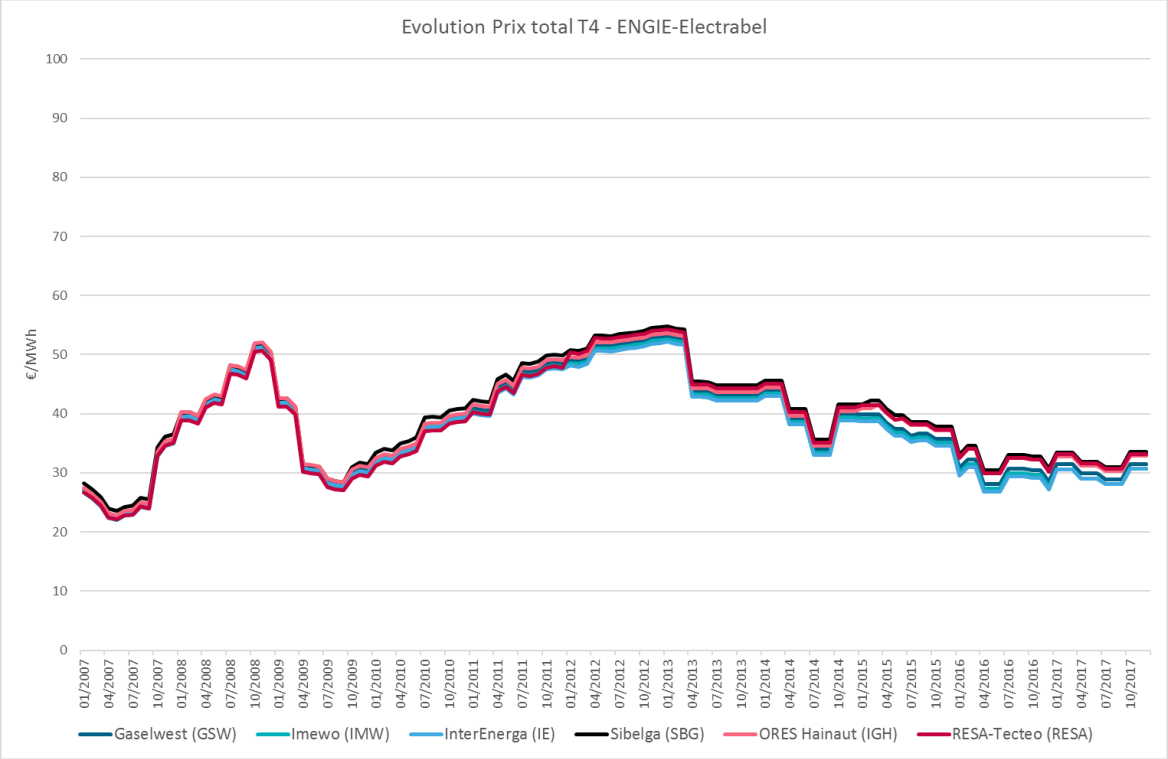


Figure 48: Évolution du prix au consommateur final – T4 – Luminus

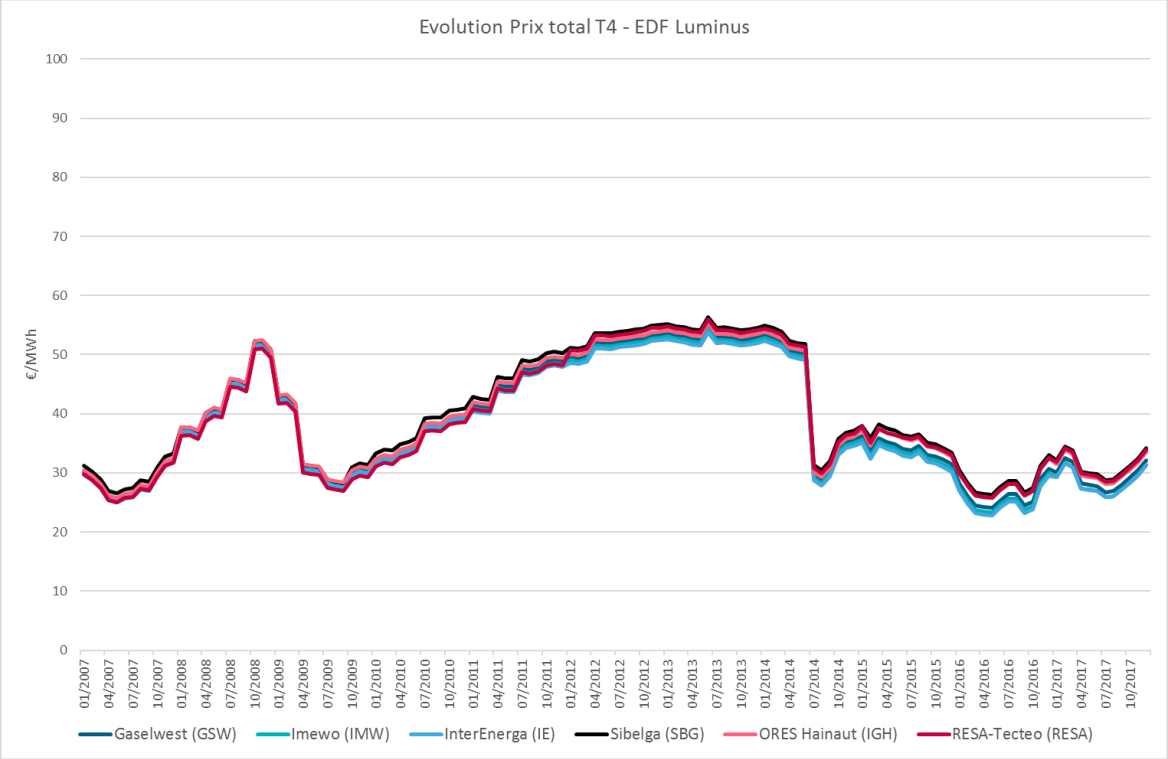


Figure 49: Évolution du prix au consommateur final – T4 – Essent

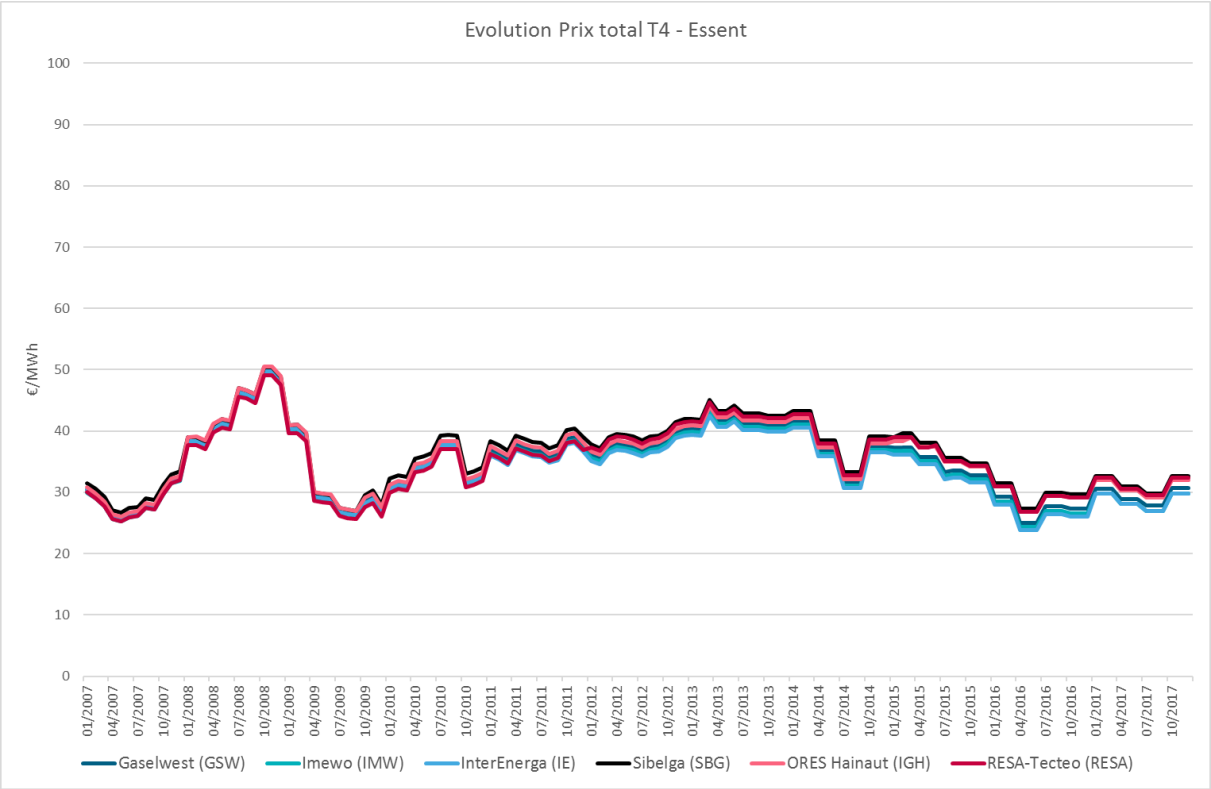


Figure 50: Évolution du prix au consommateur final – T4 – Eni

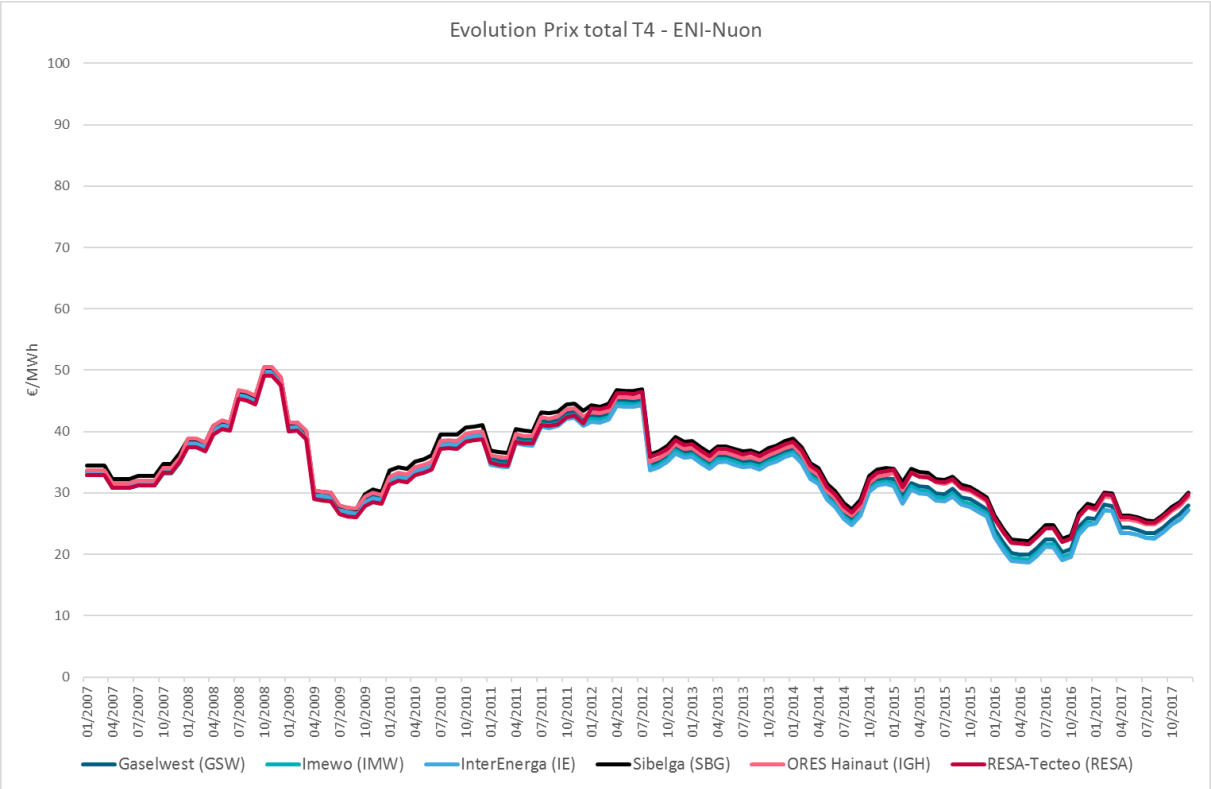
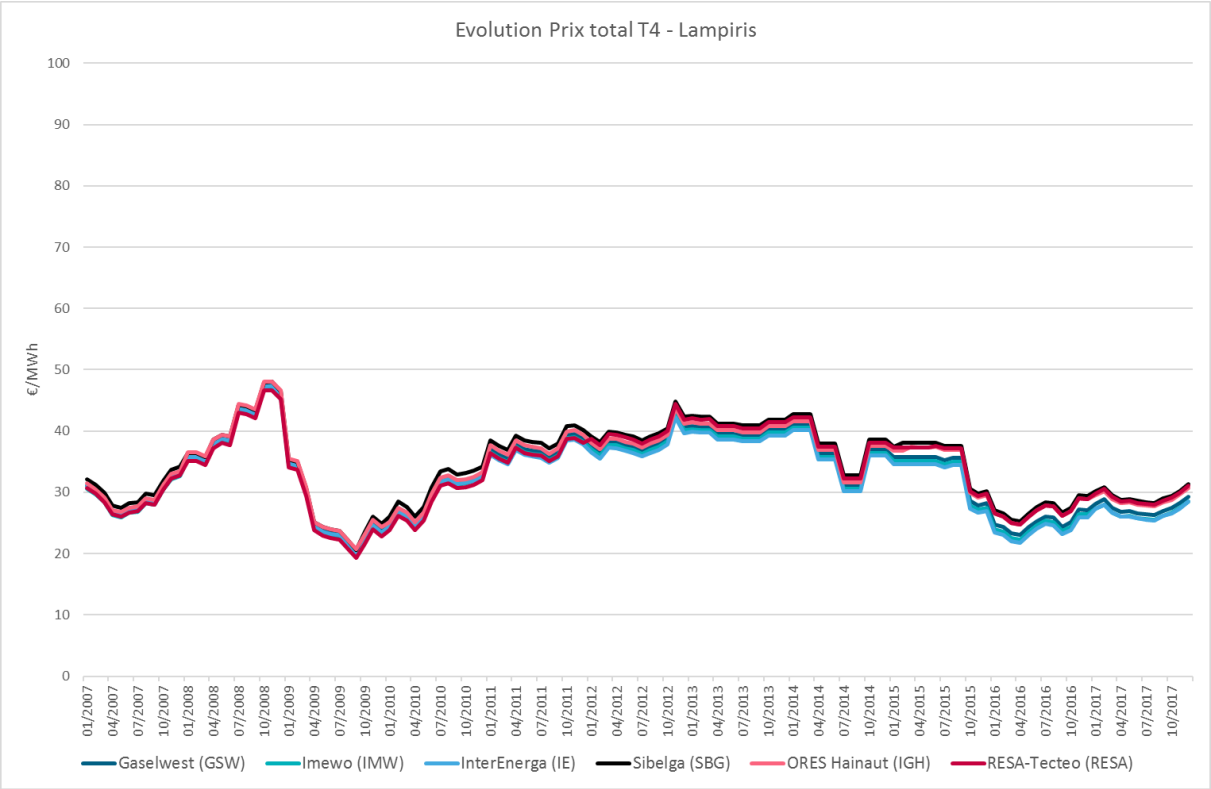


Figure 51: Évolution du prix au consommateur final – T4 – Lampiris



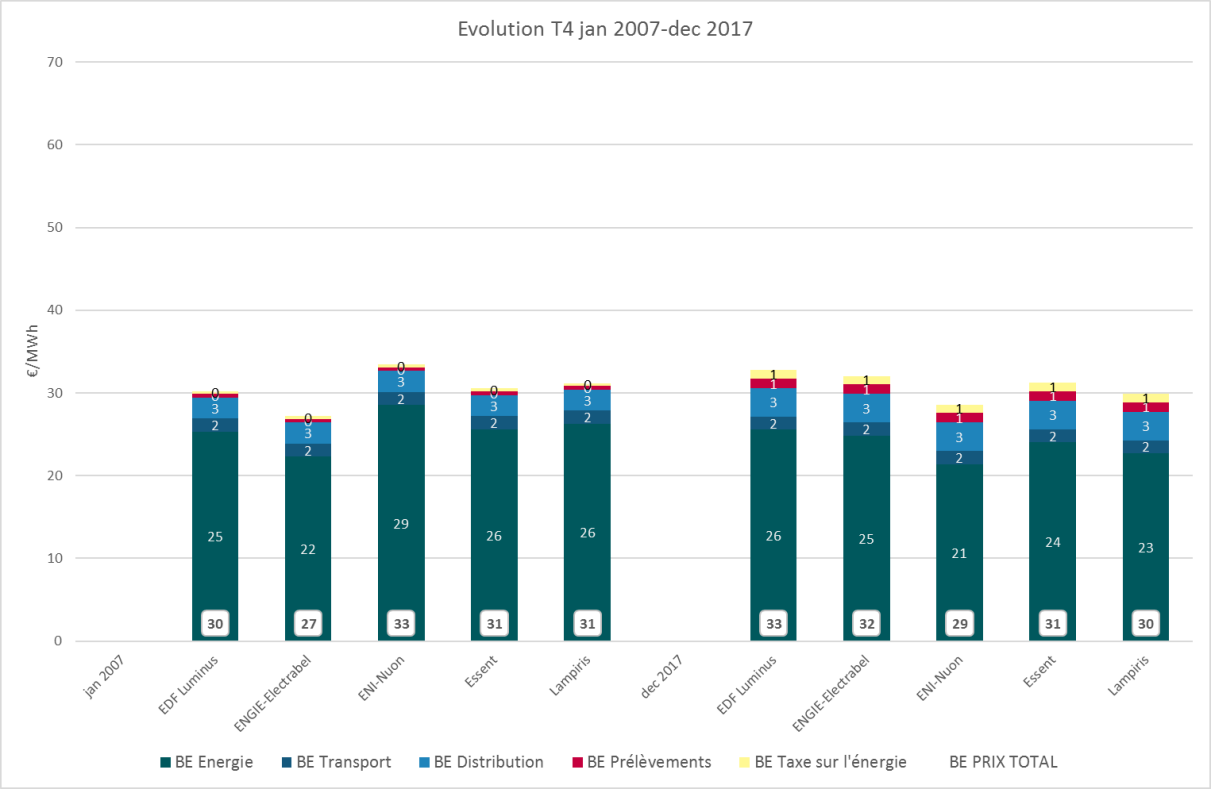
En novembre 2008, le prix facturé au consommateur (toutes taxes incluses) a atteint son niveau le plus élevé, et ce, tant pour les consommateurs résidentiels que pour les consommateurs professionnels. Par la suite, le prix a baissé très fortement pour remonter ensuite depuis juillet 2009. En juillet 2012, le prix chez certains fournisseurs était presque aussi élevé que durant l'été 2008. En 2013, le prix est à la baisse chez certains fournisseurs (ENGIE-Electrabel, Nuon/Eni), tandis qu'il reste relativement stable chez d'autres (Luminus, Lampiris) voire baisse légèrement (Essent). En 2014, le prix est en diminution pendant les 2 premiers trimestres 2014, suivis d'un troisième trimestre stable et d'un quatrième trimestre en hausse pour diminuer légèrement chez tous les fournisseurs en fin d'année. En 2015, ce prix au consommateur final diminue chez tous les fournisseurs. En 2016, la CREG observe des évolutions différentes selon les fournisseurs. Chez ENGIE-Electrabel, la CREG constate une faible augmentation suivie d'une diminution, puis une stabilisation au 2e trimestre avant que le prix ne remonte au 3e trimestre et redescende au 4e trimestre. Chez Luminus, Eni et Lampiris, le prix évolue en dents de scie, avec une baisse au 1er trimestre, une hausse au 2e, une nouvelle baisseau 3e trimestre et un rebond au 4e trimestre. Chez Essent, le prix est d'abord stable, avant de diminuer et d'augmenter légèrement, pour ensuite se stabiliser pour le reste de l'année. En 2017, la CREG observe une évolution similaire chez tous les fournisseurs, à savoir une légère diminution pendant les 3 premiers trimestres et une augmentation au dernier trimestre.

121. Entre 2016 et 2017, le prix moyen facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de 2,25 €/MWh (+ 8,41 %) pour tous les fournisseurs.

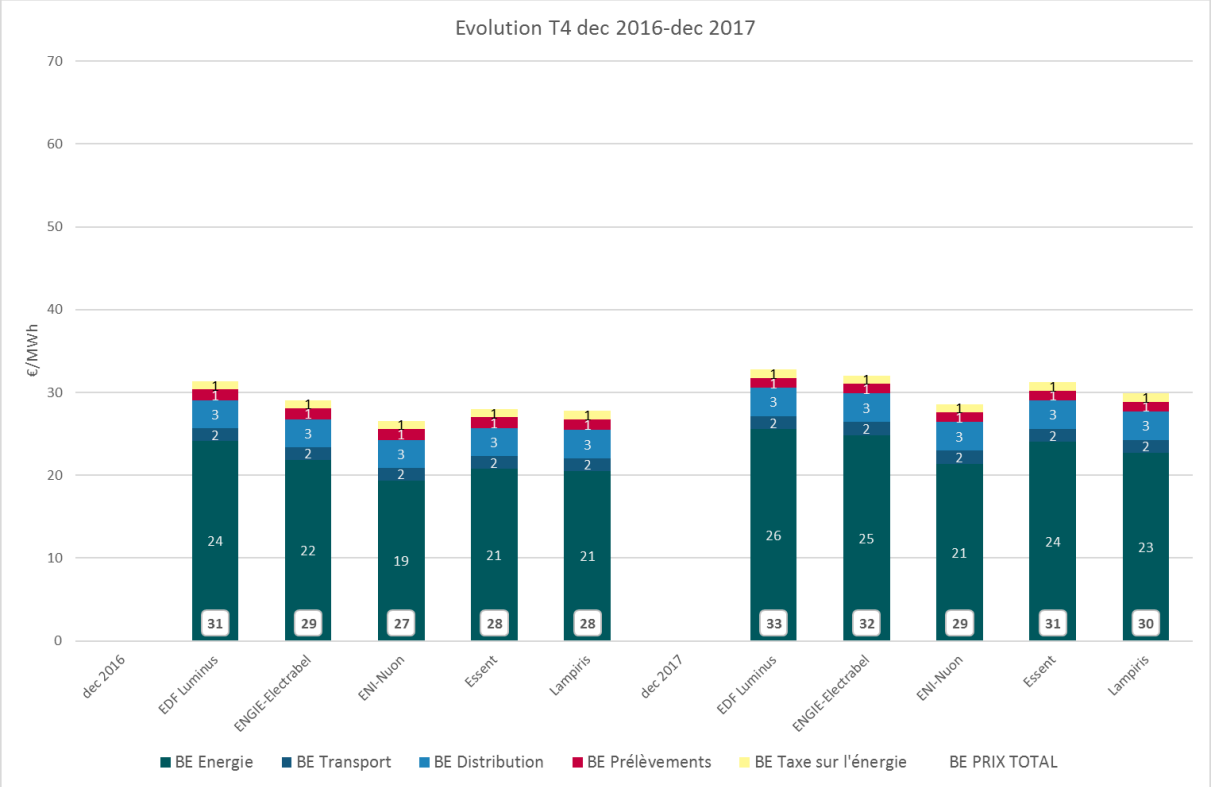
En 2017, le prix final a augmenté pour tous les fournisseurs, de +0,89 % (soit +0,27 €/MWh) chez ENGIE-Electrabel à +15,46 % (soit +3,49 €/MWh) chez Eni-Nuon.

122. Entre 2007 et 2017, le prix facturé à l'utilisateur final (tous prélèvements inclus) a diminué en moyenne de 0,77 % pour un client T4. La baisse diffère selon le fournisseur et varie de -20,37 % chez Eni-Nuon à +14,79 % chez ENGIE-Electrabel.

Le graphique ci-dessous illustre le prix moyen facturé à l'utilisateur final par fournisseur pour janvier 2007 et décembre 2017.



Si l'on considère ces deux dernières années, la CREG constate que le prix moyen facturé au consommateur final a connu une légère hausse comparable chez tous les fournisseurs, qui peut être attribuée au prix de l'énergie.



4.2. APERÇU DES PRINCIPALES COMPOSANTES

123. Les 5 principales composantes du prix final au consommateur (qui seront discutés en outre dans la présente étude) sont les suivants:

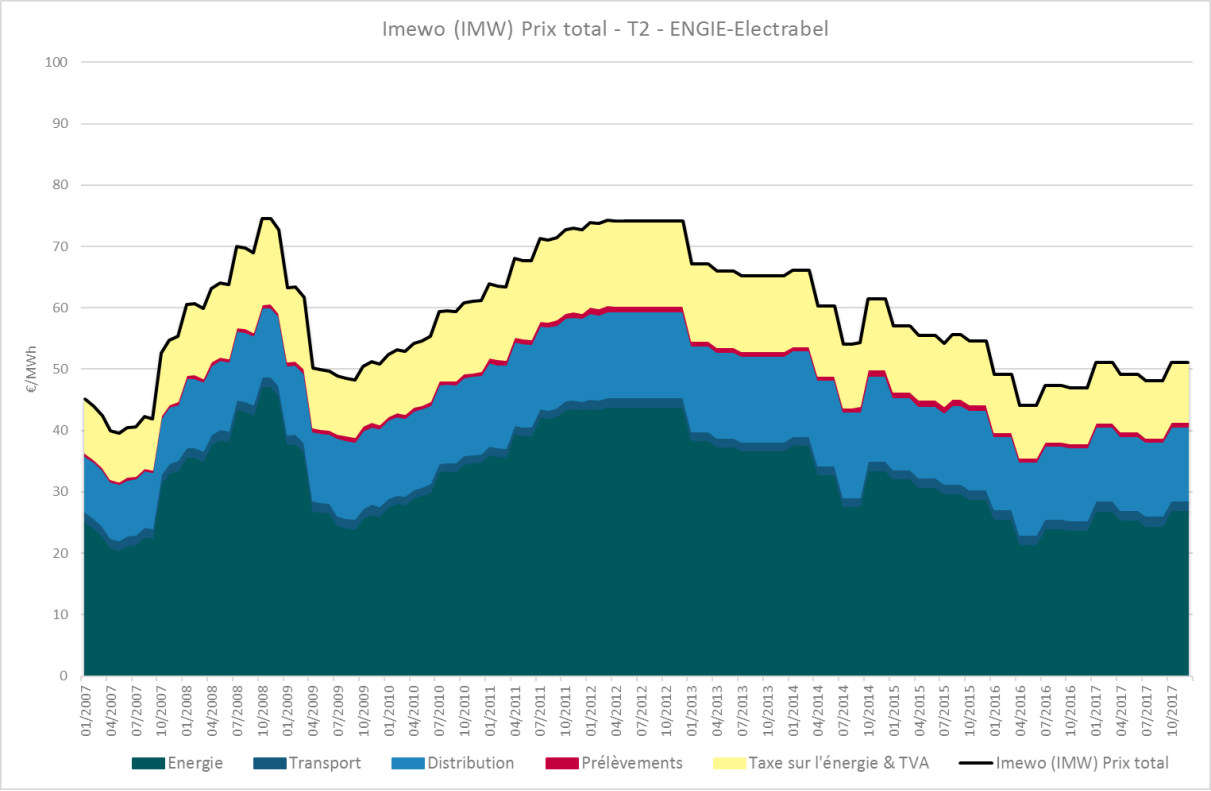
- le prix de l'énergie;
- le tarif de transport (hors prélèvements publics);
- le tarif de distribution (hors prélèvements publics);
- les prélèvements publics;
- la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels).

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

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

Les figures 52 à 56[59] montrent l'évolution, en € par MWh, de ces 5 composantes pour un client-type T2.

Figure 52: Évolution des 5 principales composantes du prix au consommateur final – T2 – Imewo – ENGIE-Electrabel



[59] Afin de limiter le nombre de graphiques dans le texte, nous avons préféré reprendre les figures pour un client-type T2 pour le gestionnaire de distribution de réseau Imewo tandis que les figures pour un client-type T4 sont reprises pour le gestionnaire de réseau de distribution ORES Hainaut Gaz. Les différences entre les diverses régions seront examinées en détail plus loin dans le texte, dans l'examen des composantes individuelles.

Figure 53: Évolution des 5 principales composantes du prix au consommateur final – T2 – Imewo – Luminus

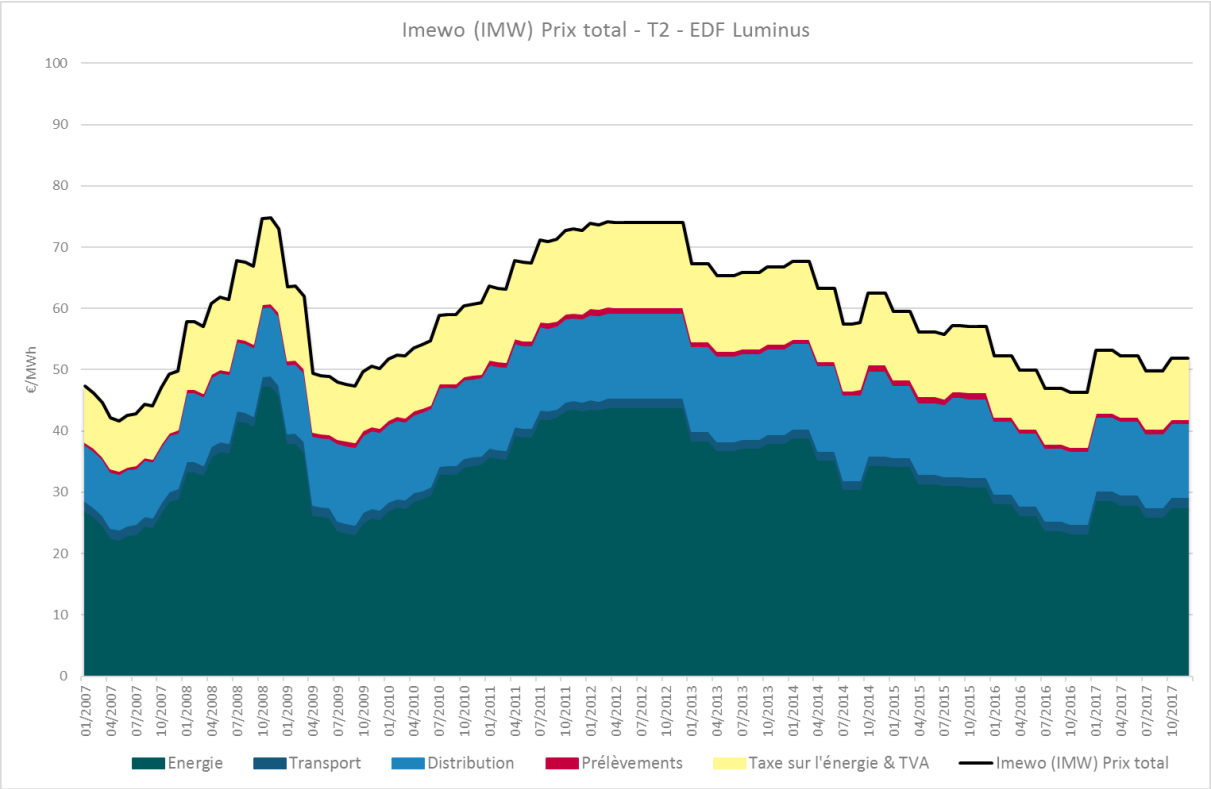


Figure 54: Évolution des 5 principales composantes du prix au consommateur final – T2 – Imewo – Essent

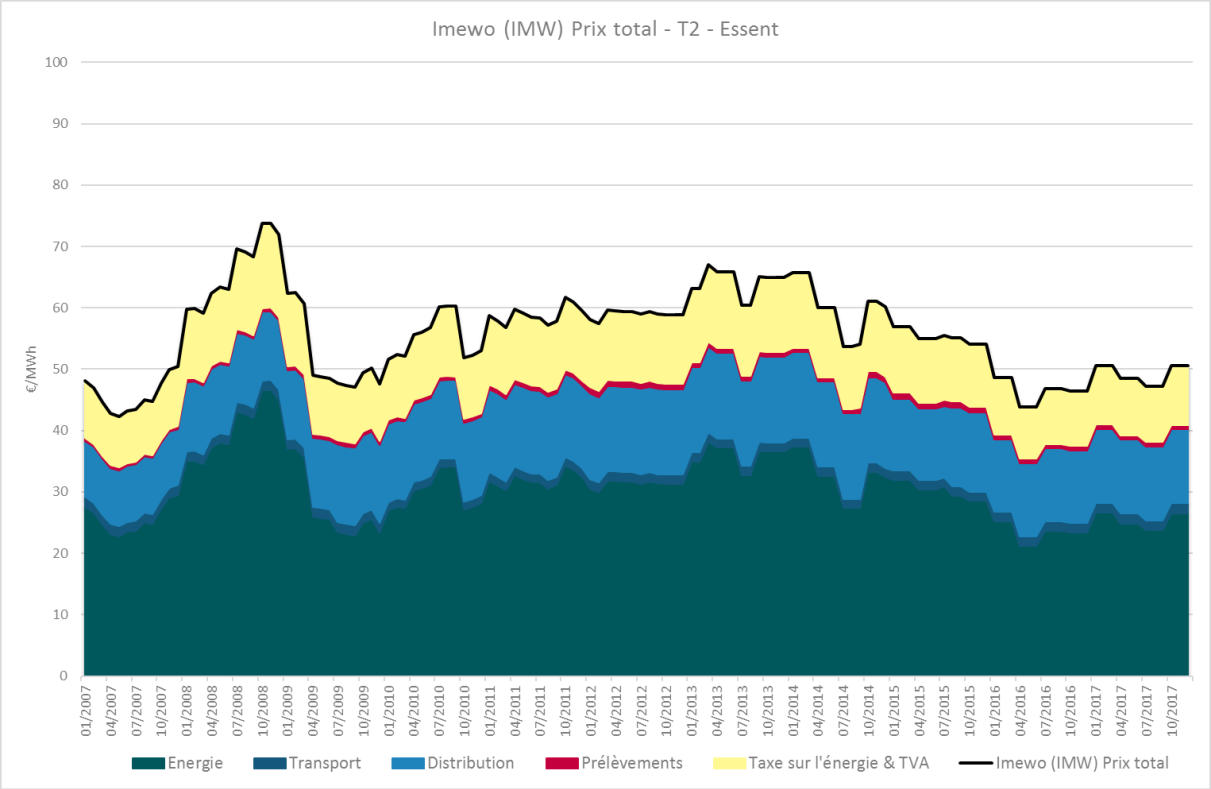


Figure 55: Évolution des 5 principales composantes du prix au consommateur final – T2 – Imewo – Eni

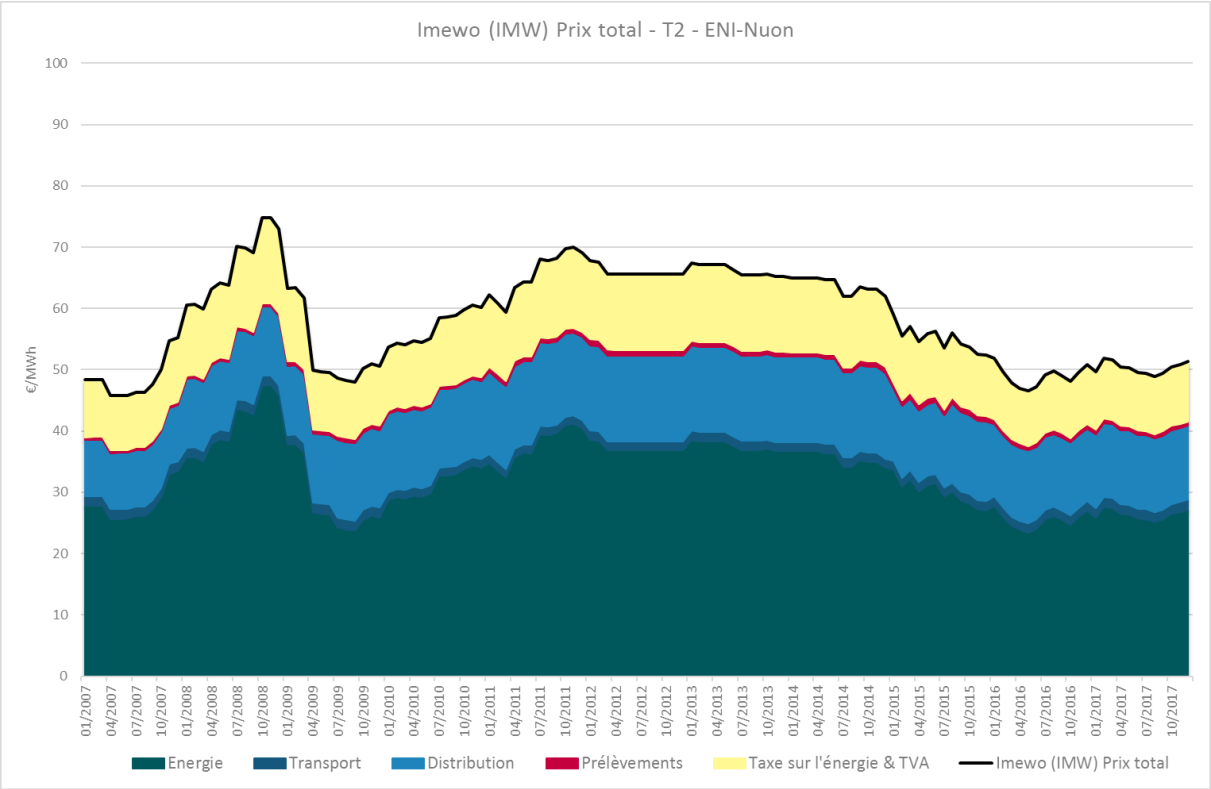
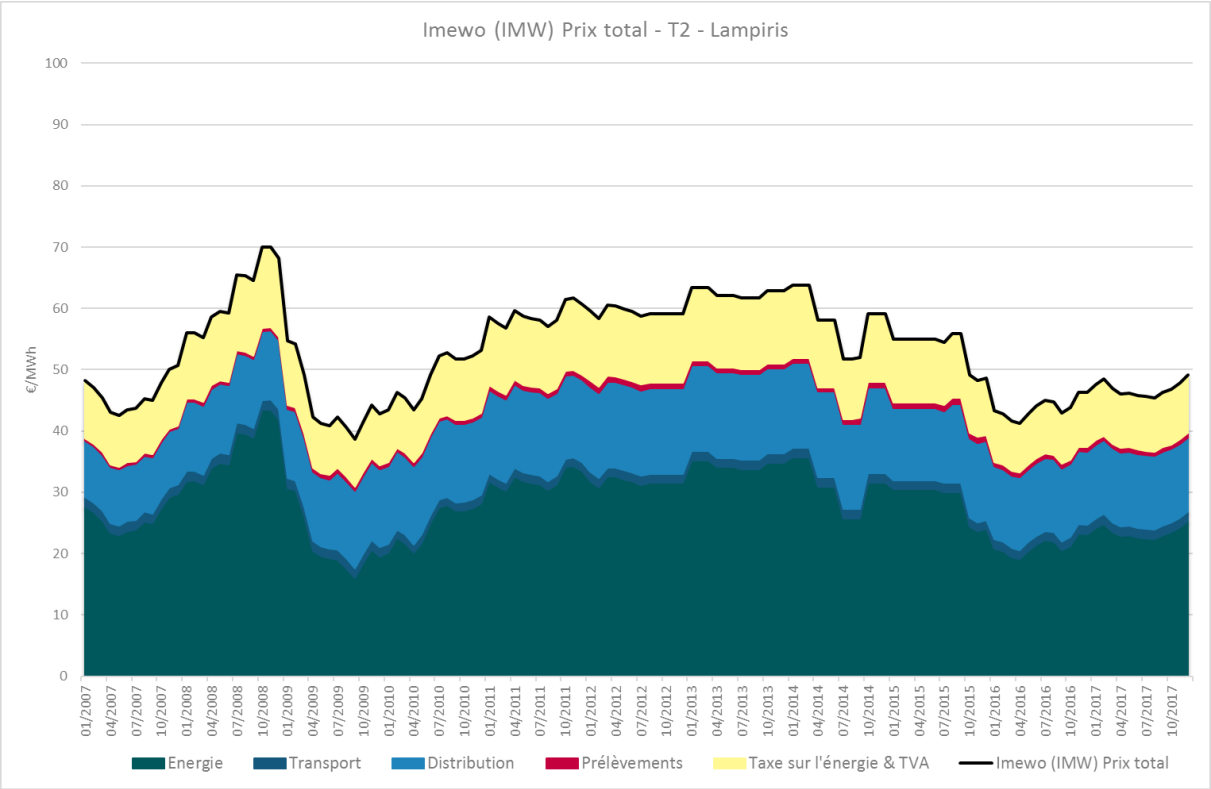
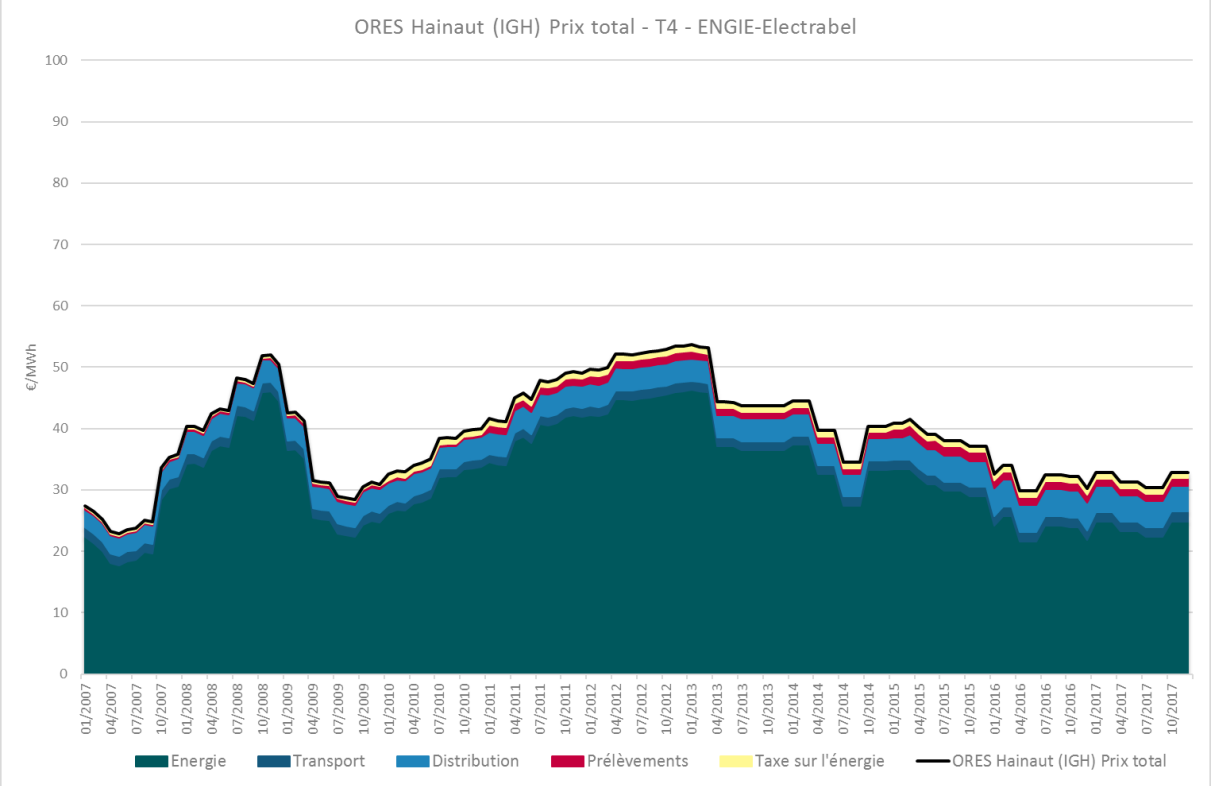


Figure 56: Évolution des 5 principales composantes du prix au consommateur final – T2 – Imewo – Lampiris



Les figures 57 à 61[60] montrent l'évolution, en € par MWh, de ces 5 composantes pour un client-type T4.

Figure 57: Évolution des 5 principales composantes du prix au consommateur final – T4 – ORES Hainaut Gaz – ENGIE-Electrabel



[60] Afin de limiter le nombre de graphiques dans le texte, nous avons préféré reprendre les figures pour un client-type T2 pour le gestionnaire de distribution de réseau Imewo tandis que les figures pour un client-type T4 sont reprises pour le gestionnaire de réseau de distribution ORES Hainaut Gaz. Les différences entre les diverses régions seront examinées en détail plus loin dans le texte, dans l'examen des composantes individuelles.

Figure 58: Évolution des 5 principales composantes du prix au consommateur final – T4 – ORES Hainaut Gaz – Luminus

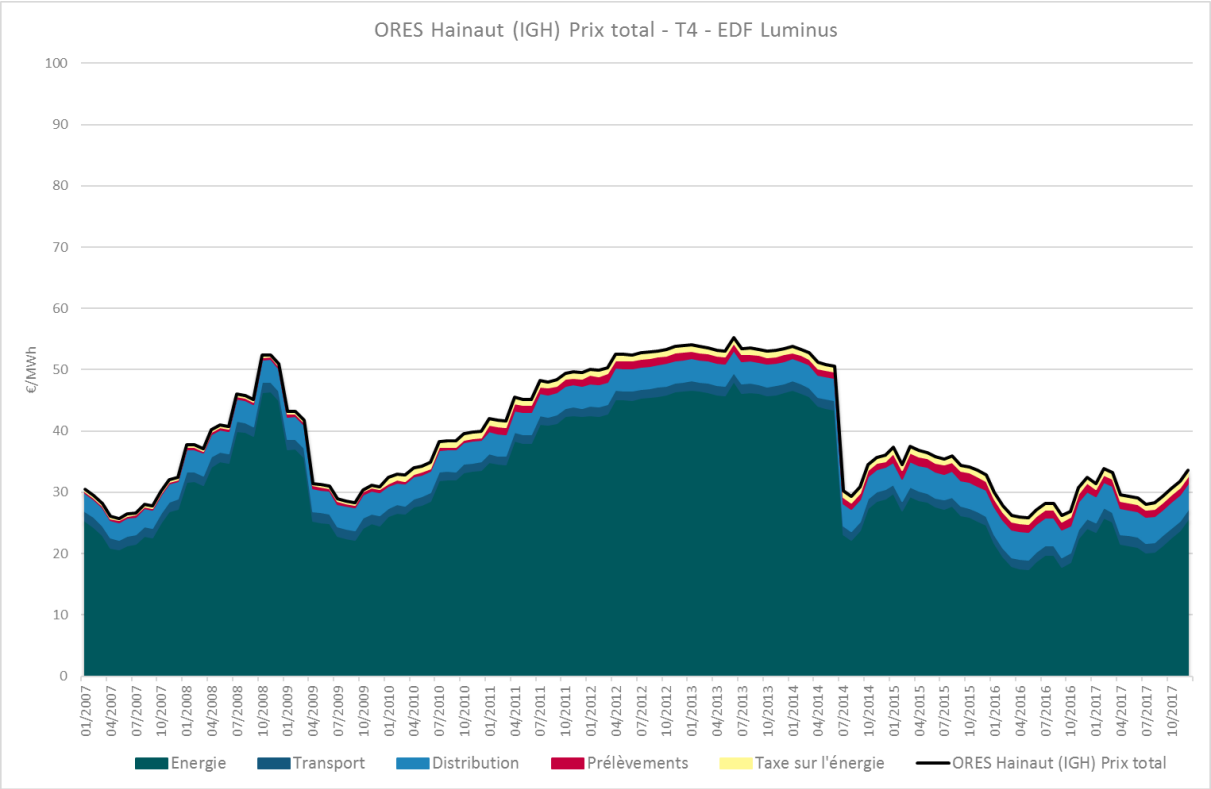


Figure 59: Évolution des 5 principales composantes du prix au consommateur final – T4 – ORES Hainaut Gaz – Essent

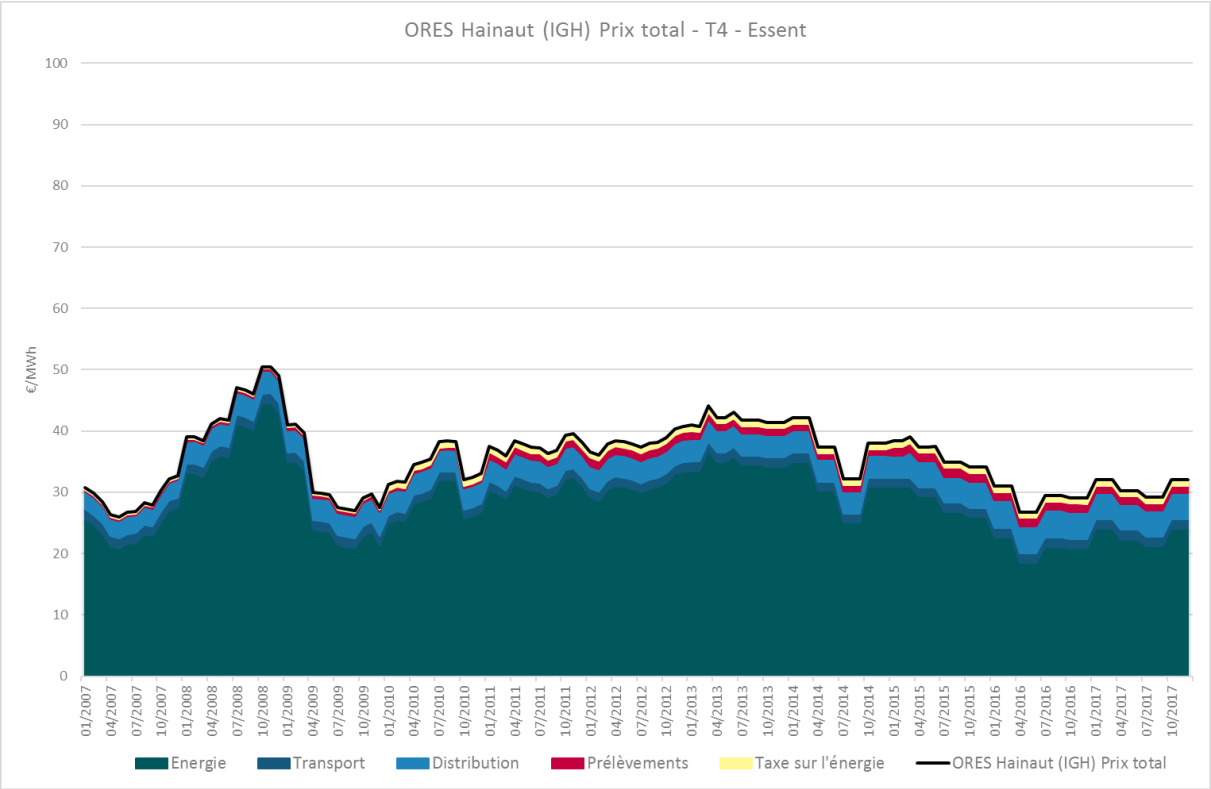


Figure 60: Évolution des 5 principales composantes du prix au consommateur final – T4 – ORES Hainaut Gaz – Eni

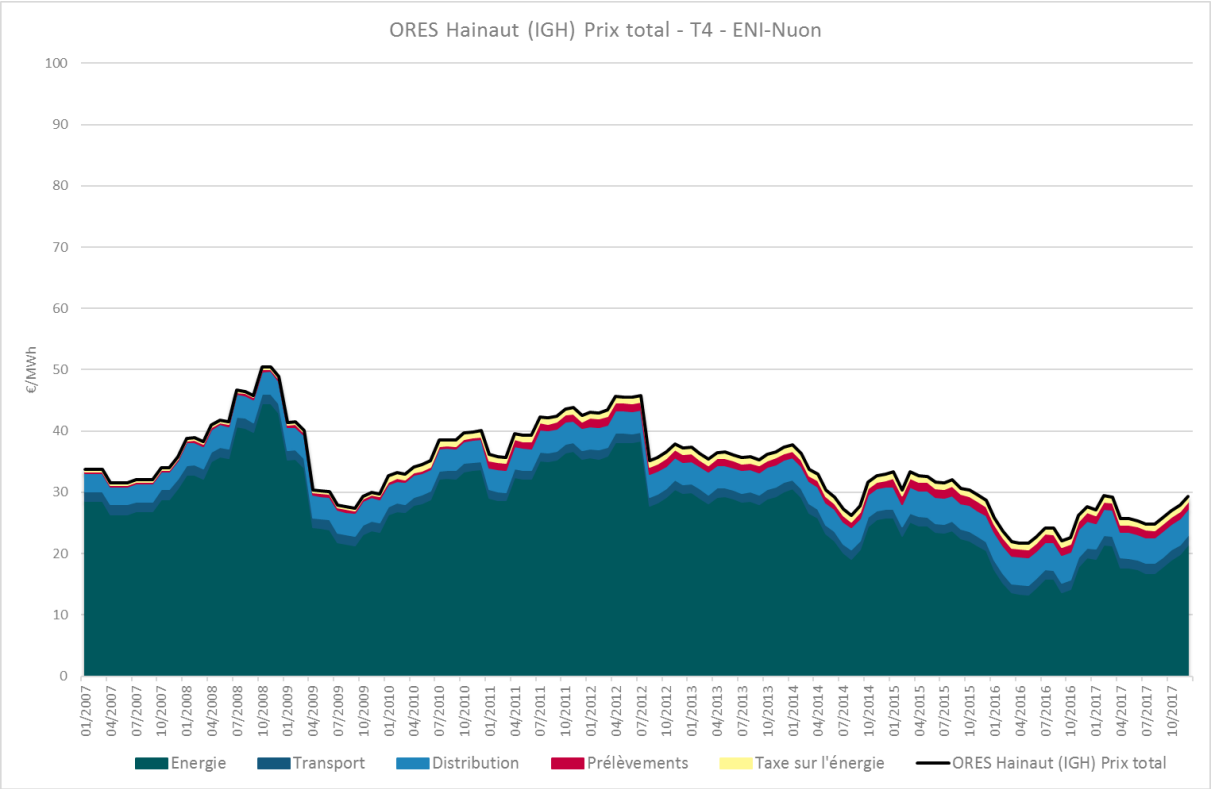
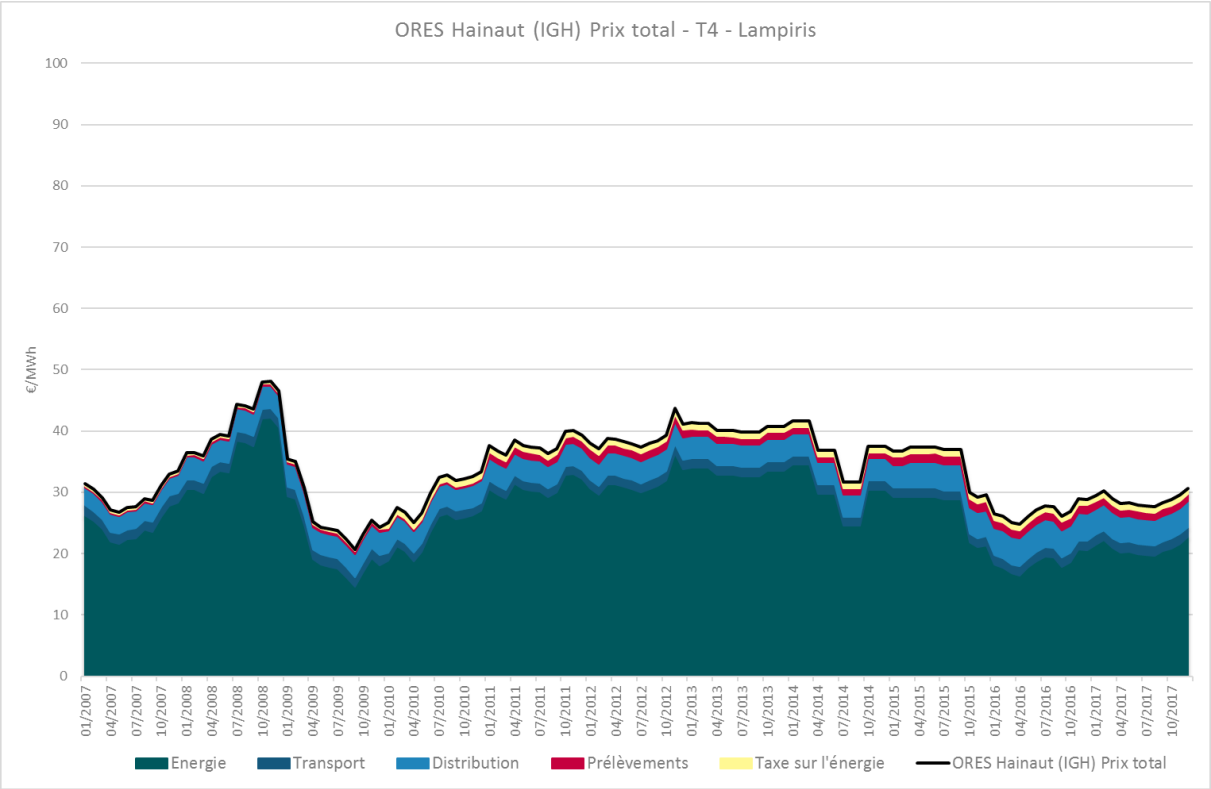
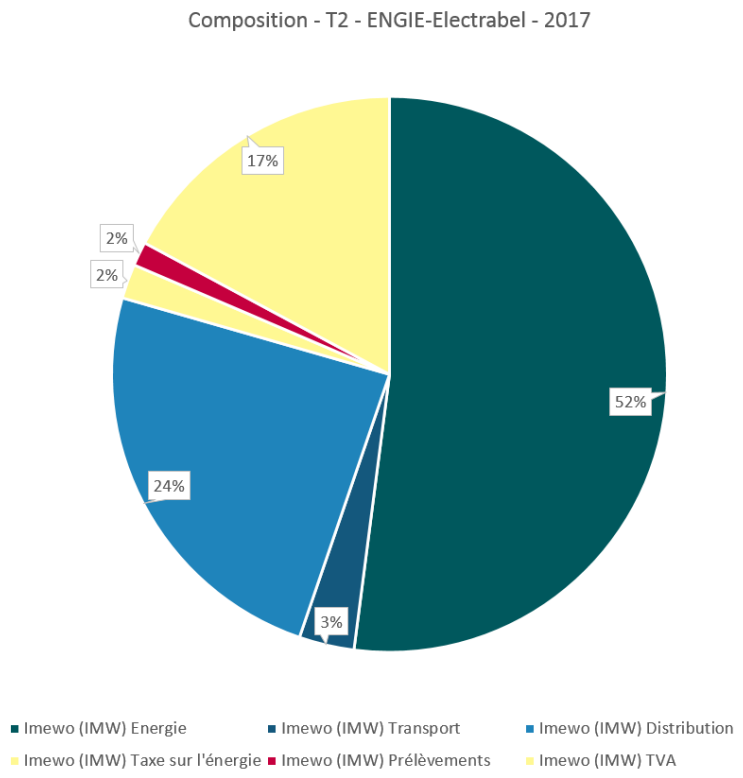


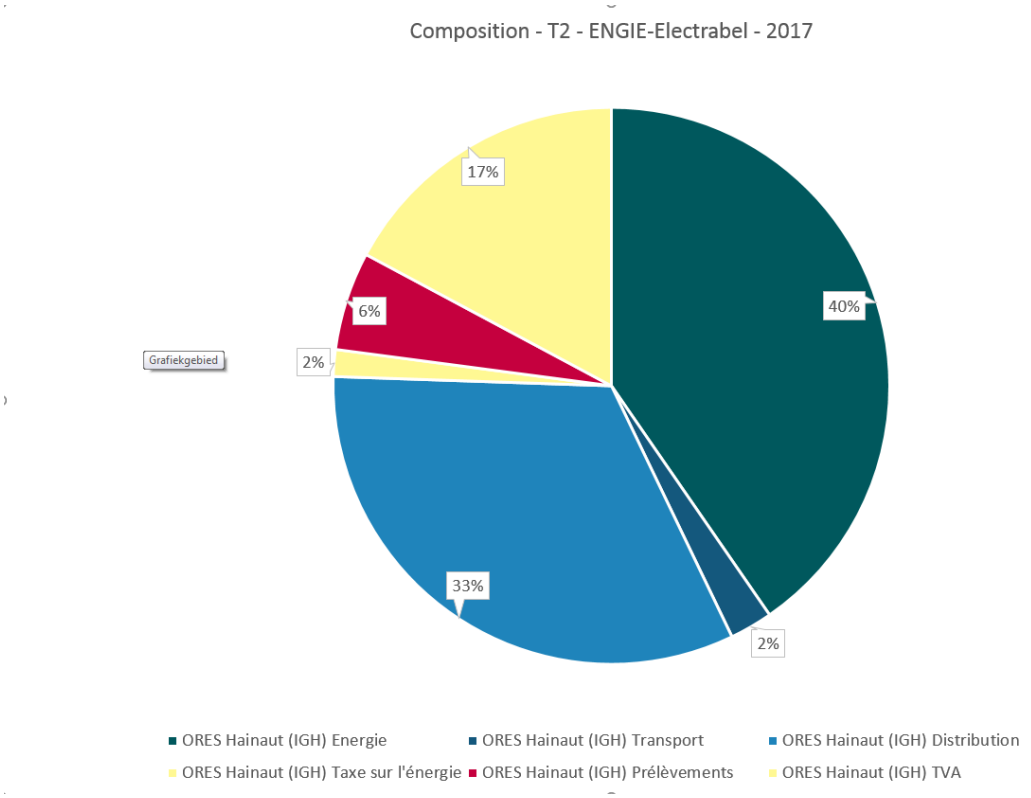
Figure 61: Évolution des 5 principales composantes du prix au consommateur final – T4 – ORES Hainaut Gaz – Lampiris



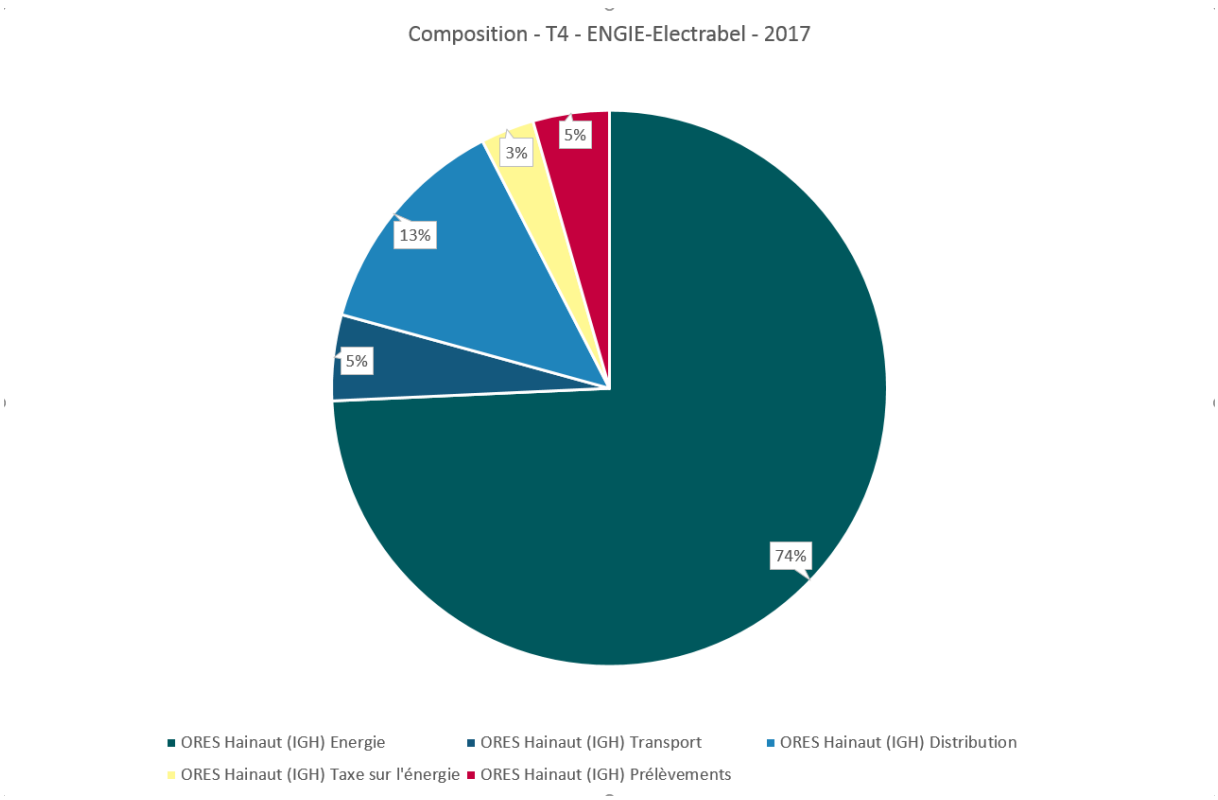
124. Comme le montrent les camemberts suivants, qui illustrent la composition proportionnelle du prix final pour 2017 pour, respectivement, un client-type T2 (tant pour le gestionnaire de réseau de distribution Imewo qu'ORES Hainaut Gaz) et un client-type T4 (gestionnaire de réseau de distribution ORES Hainaut Gaz), l'importance relative des diverses composantes peut varier fortement par type de client, zone de distribution, région... La composante "Taxe sur l'énergie et TVA" qui représente environ 19 % du prix final des clients résidentiels basse pression en 2017, ne constitue que 3 % du prix total final pour un client-type T4.

Camemberts pour un client-type T2 pour un gestionnaire de réseau de distribution flamand et wallon



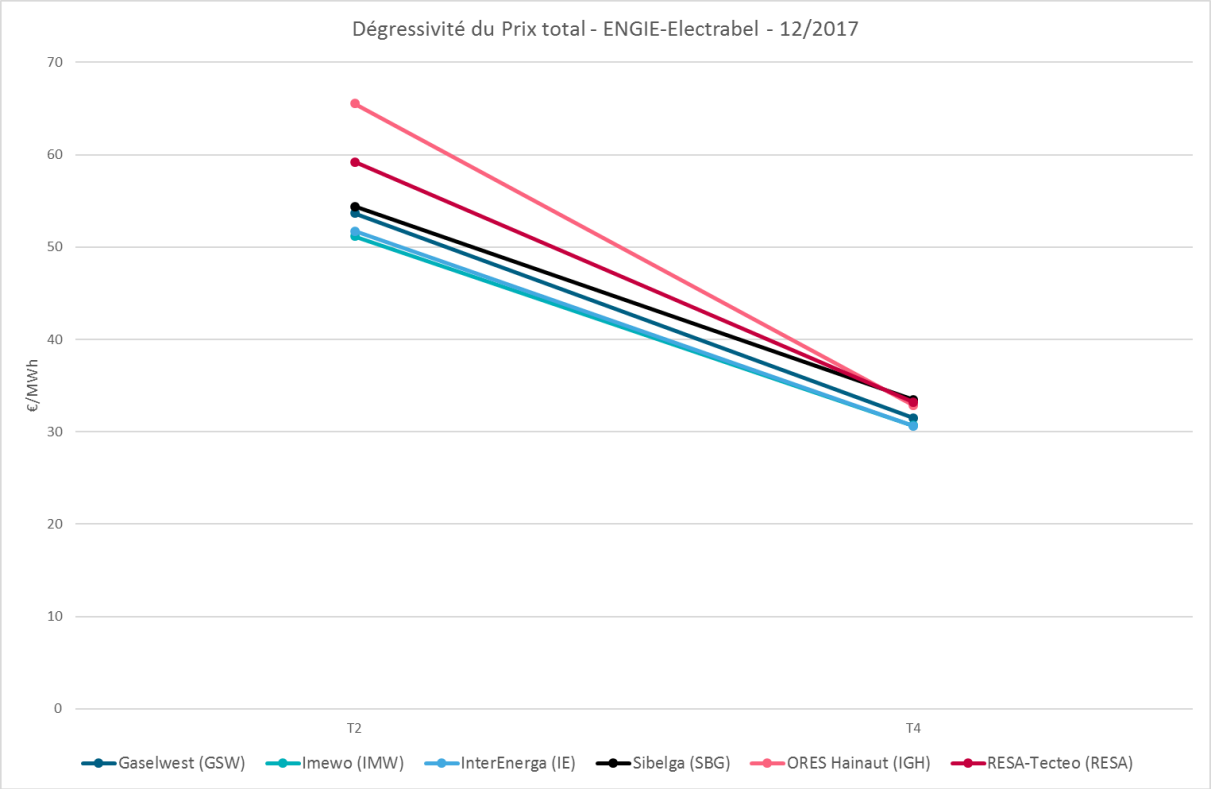


<u>Camembert pour un client-type T4 pour un gestionnaire de réseau de distribution wallon</u>



125. La part du tarif de réseau de distribution diminue au fur et à mesure que le volume augmente. Cela s'explique par la dégressivité des tarifs.

126. Le graphique ci-dessous illustre la dégressivité du prix final au consommateur pour décembre 2017 au sein des différentes zones de distribution ayant ENGIE-Electrabel[61] pour fournisseur. Il en ressort que le tarif pour le client type T4 atteint, en moyenne, 57,31 % du tarif client type T2.



La dégressivité est causée par:

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

4.3. PRIX DE L'ÉNERGIE

127. L'évolution des composantes (voir commentaire sous 4.2) démontre que le prix de l'énergie est le moteur de l'évolution des prix pour le consommateur final.

128. Les figures 62 et 63 montrent le prix en € par MWh, qui est le même par fournisseur partout en Belgique[62].

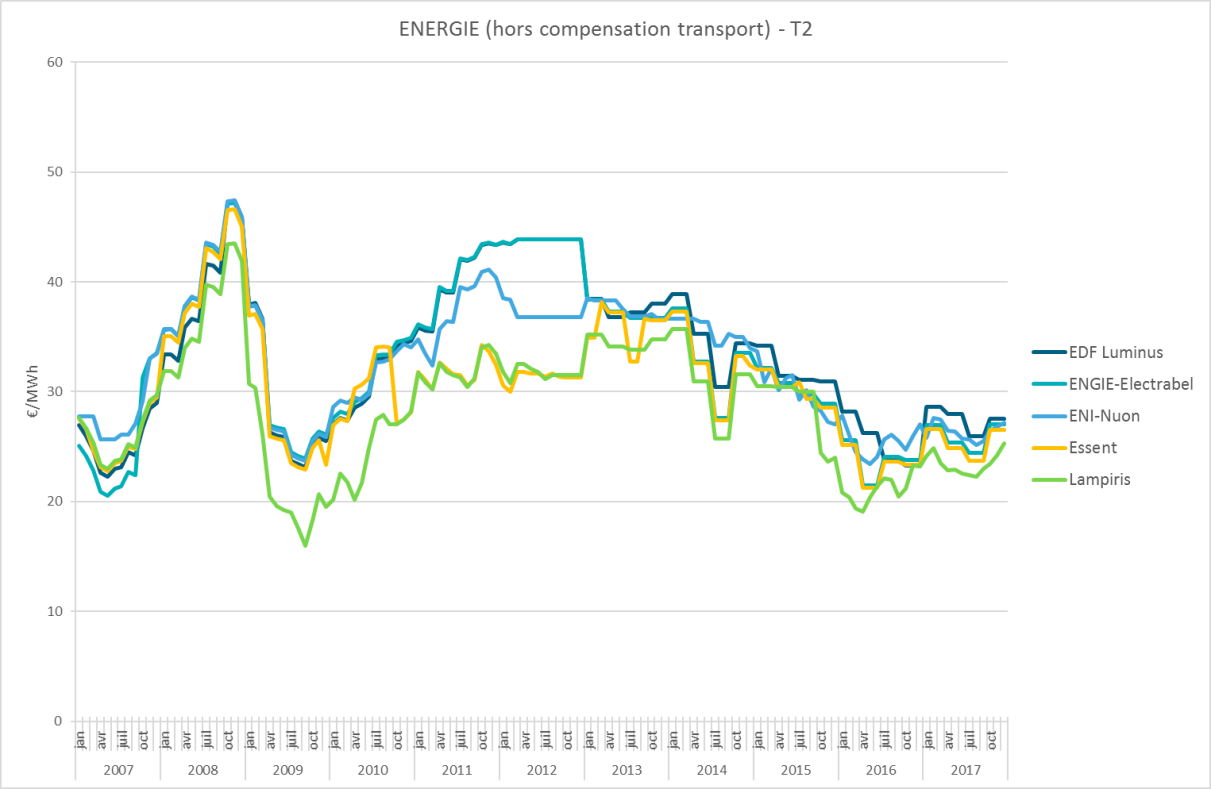
[61] Les données obtenues pour les autres fournisseurs reflètent la même tendance.

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

129. Les fiches tarifaires des fournisseurs donnent un prix de l'énergie incluant le transport[63]. Le tarif de transport est toutefois exprimé en termes de capacité. Avant de neutraliser cette composante tarifaire dans le prix de l'énergie, il a fallu d'abord convertir ce tarif en €/MWh. À cet effet, des hypothèses ont été avancées sur le plan du pourcentage de conversion kWh/m³ (voir numéro 150) et sur le plan de la capacité des clients types. Il faut donc considérer les résultats obtenus pour la partie purement énergie avec prudence.

130. ENGIE-Electrabel et Nuon/Eni ont transmis un tarif distinct pour un client type T4. Les autres fournisseurs ne disposent pas de fiches tarifaires pour ce groupe de clients. C'est pourquoi on utilise le même tarif et les mêmes formules que pour le client type T3[64].

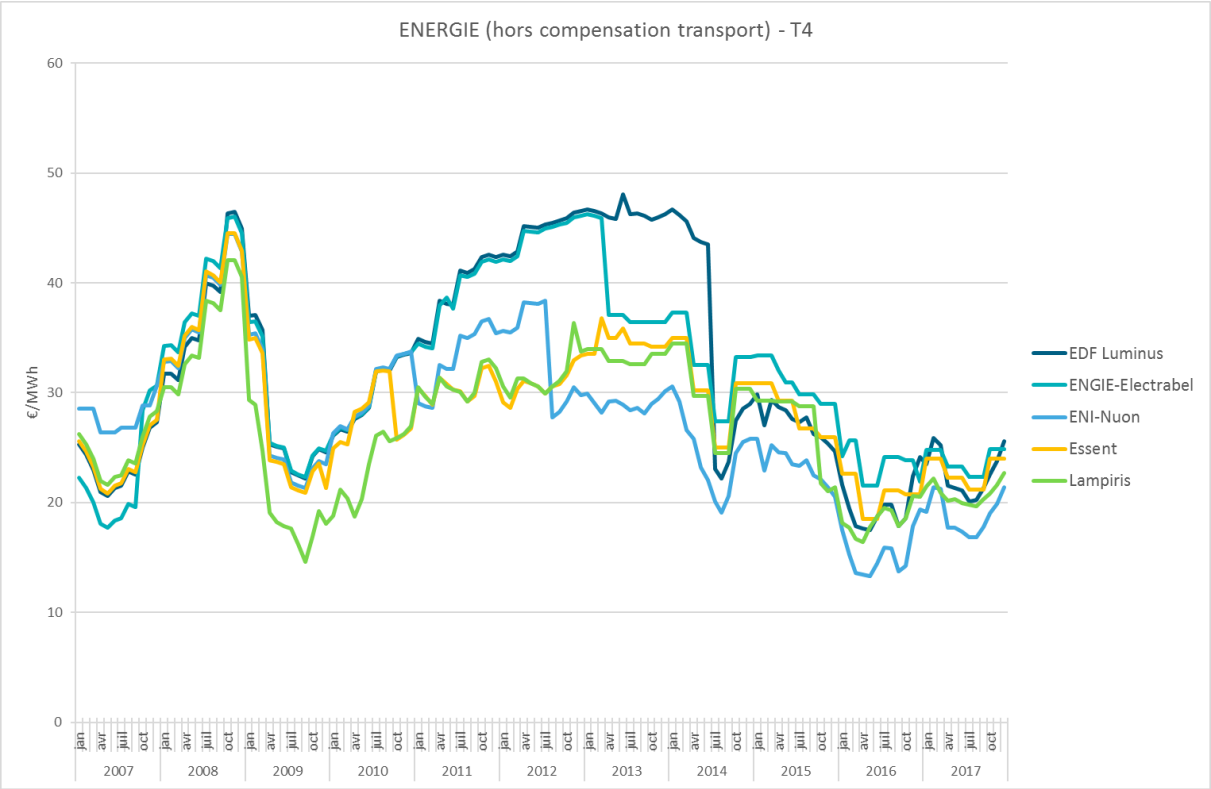
Figure 62: Évolution du prix de l'énergie – T2



[63] Courant 2015, le tarif pour le transport est mentionné séparément sur les fiches tarifaires et n'est plus inclus dans le prix de l'énergie.

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

Figure 63: Évolution du prix de l'énergie – T4



4.3.1. Gel des prix (avril 2012 – décembre 2012) et l'entrée en vigueur du filet de sécurité depuis janvier 2013

131. Le législateur a introduit, via la loi du 8 janvier 2012[65], un mécanisme du filet de sécurité au sein du marché belge de l'énergie. Ce mécanisme du filet de sécurité concernait spécifiquement les prix de l'énergie variables pour les clients résidentiels et les PME[66].

132. Le mécanisme du filet de sécurité consistait, pour la période comprise entre le 1er avril 2012 et le 31 décembre 2012, en un gel temporaire des indexations des contrats variables. A partir du 1er avril 2012, l'indexation à la hausse du prix variable de l'énergie pour la fourniture de gaz naturel a été interdite. Le mécanisme du filet de sécurité est entré pleinement en vigueur le 1er janvier 2013. Cela signifiait que des indexations étaient possibles pour les prix variables de l'énergie le 1er janvier, le 1er avril, le 1er juillet et le 1er octobre. Les indexations proposées devaient toutefois être annoncées auprès de la CREG qui en vérifiait l'exactitude ex post. Les paramètres d'indexation utilisés par les fournisseurs devaient, en outre, respecter la liste exhaustive des critères autorisés repris dans l'arrêté royal du 21 décembre 2012[67] soit :

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

[66] Les PME présentant une consommation annuelle de gaz inférieure à 100.000 kWh entrent dans le champ d'application du mécanisme du filet de sécurité.

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

- les paramètres d'indexation ne devaient évoluer qu'en fonction de l'évolution des coûts réels d'approvisionnement qui représentaient la majorité des coûts supportés par les fournisseurs ;
- le nom des paramètres d'indexation devait refléter de manière explicite les bases sur lesquelles ils avaient été calculés ;
- les paramètres d'indexation devaient être calculés uniquement sur base de cotation boursière du marché européen du gaz.

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

Dans ce cas, le fournisseur devait:

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

L'Arrêté Royal du 19 décembre 2014 a prolongé pour une nouvelle période de trois ans, jusqu'au 31 décembre 2017 inclus, le mécanisme du filet de sécurité qui était initialement prévu jusqu'au 31 décembre 2014 inclus. Cette prolongation prévoit[68] que la CREG établisse un rapport d'évaluation du mécanisme en examinant plus particulièrement: le respect des conditions relatives à la transparence et à la concurrence ainsi que la garantie de la protection du consommateur.

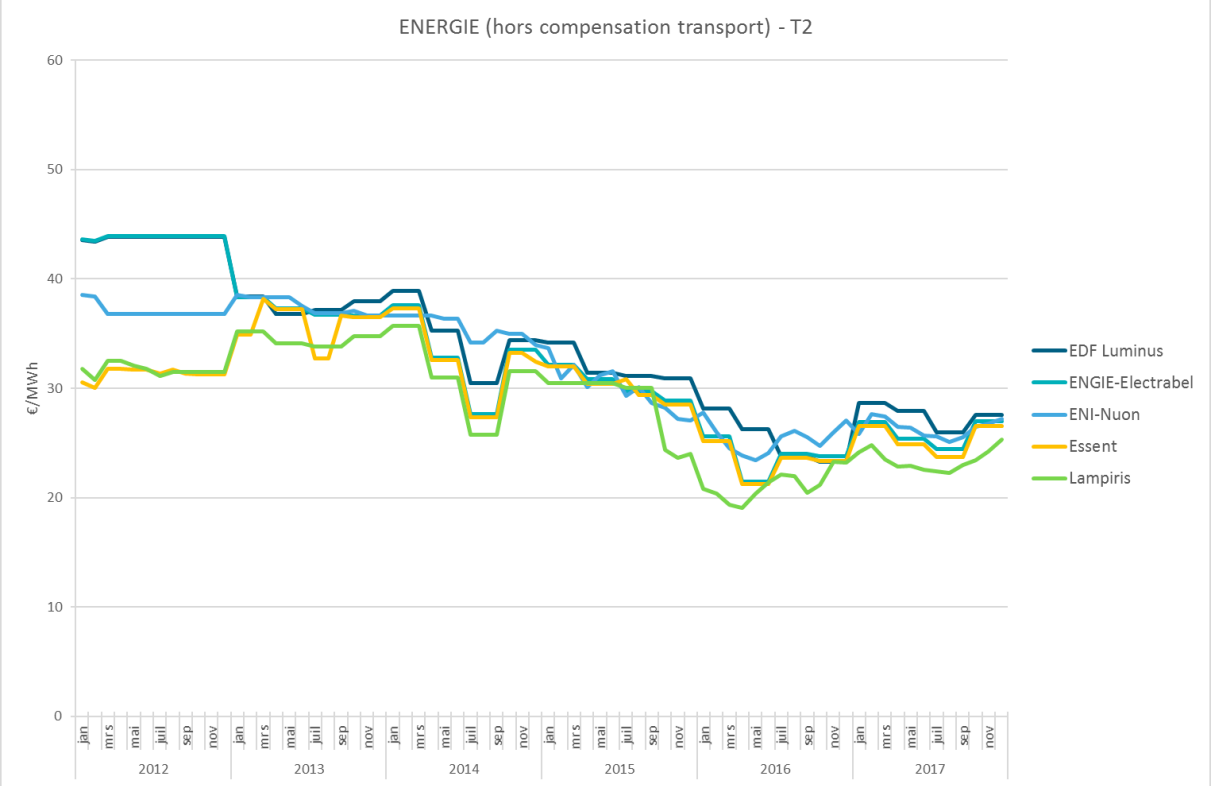
134. Dans l'étude relative aux composantes tarifaires, le gel des prix avait un impact sur le client-type T2. Le client professionnel T4 n'entrait pas dans le champ d'application du gel des prix étant donné que sa consommation annuelle était supérieure à 100.000 kWh. Le tableau suivant offre un aperçu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

Tarif	Type	Gel des prix applicable
Electrabel EnergyPlus / Easy Indexé	Variable	OUI
Luminus Actif / Actif+	Variable	OUI
Lampiris Prix du gaz / Zen / Top	Variable (2x) / Fix	OUI
Nuon gaz naturel / ENI gaz naturel 1 an / ENI Relax 3 ans / ENI Plus	Variable (2x) / Fix (2x)	OUI
Essent variable	Variable	OUI

[68] La règlementation prévoit une mission similaire pour la Banque Nationale de Belgique (BNB).

135. La figure 64 montre plus en détail l'évolution du prix de l'énergie à partir de la période de gel des prix en avril 2012 et de l'entrée en vigueur du mécanisme du filet de sécurité en janvier 2013.

Figure 64: Évolution du prix de l'énergie (période à partir de 2012) – T2



136. Le gel des prix peut aussi être observé dans la figure 64 pour tous les fournisseurs. Sur la période avril 2012 à décembre 2012, les prix sont restés constants ou ont diminué. Depuis l'entrée en vigueur du filet de sécurité, soit le 1er janvier 2013, les prix pour ENGIE-Electrabel et Luminus ont diminué (sauf au 1er trimestre 2013) au contraire des prix de Lampiris et d'Essent qui sont en hausse. Nuon/Eni, depuis janvier 2013, a changé de tarif de référence. C'est à présent ENI relax 3 ans qui sert de référence. Notons que les prix de Nuon/Eni restent ainsi quasi stables. Notons également que, depuis octobre 2013, tous les tarifs des fournisseurs sont uniquement indexés sur la base du marché du gaz. Au cours du premier trimestre 2014, les prix du gaz sont restés stables chez tous les fournisseurs, pour diminuer ensuite jusqu'à la fin du 3e trimestre. Presque tous les tarifs augmentent à la fin du 3e trimestre, sauf le tarif de référence de Nuon/Eni, pour rester ensuite stables ou diminuer légèrement en fin d'année. La CREG constate une tendance à la baisse progressive générale à partir de 2015. En 2016, la CREG observe une évolution différente chez les différents fournisseurs. Chez Luminus, le prix diminue pendant les 4 trimestres, tandis que, chez ENGIE-Electrabel, le prix du gaz diminue d'abord avant de repartir légèrement à la hausse au début du 2e semestre pour ensuite se stabiliser. L'évolution du prix du gaz chez Eni est plus désordonnée ; le prix augmente en janvier, diminue chaque mois jusqu'à mai, réaugmente en juin, repart à la baisse à partir du mois de septembre et remonte à partir du mois de novembre. Le prix du gaz chez Essent diminue au cours des 2 premiers trimestres avant de remonter au 3e et de rediminuer légèrement au 4e trimestre. Le prix du gaz chez Lampiris diminue jusqu'au mois de mai, puis augmente jusqu'au mois de juin, recule en octobre, remonte en novembre et reste quasiment constant en décembre. En 2017, la CREG observe une évolution similaire chez tous les fournisseurs, qui se caractérise par une baisse au cours des 3 premiers trimestres et une hausse au 4e trimestre.

4.3.2. Clients résidentiels

137. Par rapport à janvier 2007, le prix de l'énergie a diminué, en moyenne, de 16,26 % (2015 : - 2,19 %) en décembre 2016. Cette évolution, en terme absolu, varie par fournisseur de -8,03 % (Eni) à -21,63 % (Lampiris).

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

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

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

140. L'évolution des indices joue un rôle important dans l'évolution du prix de l'énergie. Electrabel, Luminus, Essent (jusqu'en septembre 2010) et Nuon/Eni sont approvisionnés sur la base d'un contrat à long terme indexé sur le pétrole (indexé sur HUB et GOL603), tandis que Lampiris achète principalement son gaz naturel sur le marché spot. Depuis début 2008, les indices augmentent jusqu'en novembre 2008. En novembre 2008, le prix de l'énergie est, dès lors, à son niveau le plus élevé. Après novembre, les indices diminuent à la suite de la crise économique et de son impact sur les marchés des matières premières. Les cotations plus basses des prix du gaz naturel et pétroliers résultaient également de l'offre excédentaire de GNL et de la découverte de Shale Gas aux USA. Cette baisse se poursuit jusqu'en été 2009. Cette baisse apparaît également chez Lampiris, mais dans une moindre mesure chez les autres fournisseurs en raison de leurs contrats à long terme qui ne sont pas adaptés à la brusque diminution des prix du gaz naturel. Cela entraîne une baisse significative et un important avantage concurrentiel de Lampiris par rapport aux autres fournisseurs. A partir de 2009, on peut en effet constater une dissociation des prix du gaz naturel par rapport aux prix pétroliers. Les tarifs basés sur une indexation du gaz naturel ont augmenté moins fortement que ceux qui ont une indexation du pétrole. Par la suite, les indices suivent une tendance à la hausse jusqu'au printemps 2012. A partir d'avril 2012, le prix du gaz naturel est constant (chez Electrabel, Eni et Luminus) ou à la baisse (chez Lampiris et Essent) en raison du gel des prix. A partir de novembre 2012, le tarif de référence Nuon gaz naturel fait place au produit Eni gaz naturel 1an.

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

- Electrabel a choisi le paramètre d'indexation suivant : **NGpi** (« Natural Gas price index»).

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

  NGpi = 50 % x TTF303 trimestre + 50 % x GOL603 /21,30

  ou le:

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

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

  TTF103 représente la moyenne arithmétique du prix forward journalier du gaz naturel pour le trimestre de fourniture concerné sur les «European Spot Gas Markets» («ESGM») (tels que publiés par Heren Energy Ltd., Pepys House, 10 Greenwich Quay, Clarence Road, Londen SE8 3EY, VK, sous le titre «TTF Price Assessment»), publié pendant le mois précédant le trimestre de fourniture. Ce paramètre évolue en fonction du prix du gaz sur le marché de gros aux Pays-Bas.

- Luminus a choisi les paramètres d'indexation suivants pour le gaz naturel: **GMarketCWE** nommé par la suite **HUB 3-0-3**. Ce paramètre représente la moyenne arithmétique des cotations de clôture quotidiennes (moyenne de l'offre et de la demande) de gaz naturel à Zeebrugge pour la fourniture au cours du trimestre Q comme publiées en € par MWh au cours du trimestre Q-1 sur les «European Spot Gas Markets» («ESGM») par ICIS Heren,1 Procter Street, Holborn, London WC1V 6EU, UK, sous le titre «continental price assessments», sous-titre «Zeebrugge». Notons également que le tarif Actif est remplacé, dès le 1er janvier 2013, par le tarif Actif+ qui tient compte du paramètre d'indexation défini ci-dessus.

  En octobre 2013, Luminus décide de ne plus proposer à de nouveaux clients résidentiels le tarif Actif+. Le produit Actif+ est donc devenu obsolète[69] à compter du mois d'octobre 2013, ce qui signifie que les consommateurs qui y ont souscrit dans le passé ou dont une conversion dans ce produit a été effectuée par Luminus conservent ce produit jusqu'à la

[69] Pas pour les nouveaux clients, uniquement les contrats en cours

fin du contrat, jusqu'à un changement volontaire du consommateur ou jusqu'à un terme définitif prononcé par Luminus pour ce produit. L'obsolescence du produit a pour conséquence que les clients ne disposent plus de comparatifs avec les autres produits disponibles actifs sur le marché. Toutefois, ce produit reste le produit de référence pour cette étude car il concerne la majorité des clients de Luminus.

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

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

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

  En décembre 2016, Essent modifie sa formule et y ajoute un paramètre d'indexation, à savoir le HUB (1.0.3)[70].

- Nuon/Eni a, depuis janvier 2013, un nouveau produit de référence: Eni relax 3 ans. Il s'agit d'un produit à composante énergétique fixe qui ne dépend plus de paramètre d'indexation.

  En juin 2016, Eni a remplacé son produit de référence Eni Relax 3 ans par Eni Plus ; Eni Plus est également un produit à tarif fixe.

- Lampiris base, à présent, sa formule tarifaire pour son produit gaz sur le TTF103 au lieu du TTF101 utilisé en 2012. Le TTF103 reste le paramètre d'indexation de Lampiris pour 2014. Lampiris change le nom de son tarif de référence pour l'appeler Lampiris Zen. Depuis début octobre 2015, Lampiris Zen est remplacé par Lampiris Top, un produit à prix énergie fixe qui ne dépend plus du paramètre d'indexation.

142. On peut déduire de la figure 62 que les évolutions d'ENGIE-Electrabel et de Luminus sont étroitement liées. Cela s'explique par la structure des formules tarifaires et, en particulier, les paramètres d'indexation Igm et Gpi. Il faut également remarquer que Lampiris (depuis janvier 2009) et Essent (depuis octobre 2010) ont le prix le plus bas, tandis que Luminus et ENGIE-Electrabel ont le prix le plus élevé, même si les écarts entre le prix le plus élevé et le prix le moins élevé de cette sélection se sont tassés au fil des ans.

[70] HUB(1.0.3) est la moyenne arithmétique des cotations de clôture journalières de gaz naturel à Zeebrugge en vue d'une fourniture au trimestre Q, telle que publiée en *Pence per Therm* durant le mois calendrier qui précède directement le trimestre de fourniture sur les « European Spot Gas Markets » (« ESGM ») par ICIS Heren,1 Procter Street, Holborn, London WC1V 6EU, UK, sous le titre « Heren Gas Zeebrugge Assessments Forward » et sous-titre « Zeebrugge p/th ».

4.3.3. Clients professionnels

143. Par rapport à janvier 2007, le prix de l'énergie a diminué, en moyenne, de 21,79 % (2015: -7,41 %) en décembre 2016. Cette évolution, en terme absolu, varie par fournisseur de -8,62 % (Electrabel) à -37,39 % (Eni). Les évolutions pour un client type T2 ou T4 sont similaires. Cela est dû au fait que le prix de l'énergie pour un client T4 se base sur les mêmes paramètres que pour un client T2[71]. L'évolution des tarifs s'explique, dès lors, par l'évolution des paramètres Igd, Grp[72], Igm[73], TTF[74], Egi[75], TTF 1.01[76] et Gni[77].

144. Depuis janvier 2013, l'évolution des tarifs s'explique par les paramètres suivants: Ngpi[78], TTF103[79], HUB3-0-03[80], TTF_WAVG(1.01,1.1.1,1.2.1)_Heren_Q[81] et TTF101[82]. Notons que la forte évolution à la baisse en avril 2013 du prix d'Electrabel en T4 est surtout liée au nouveau positionnement commercial.

145. En 2014, l'évolution des tarifs s'explique par les paramètres suivants: Igd, Igm, TTF101, TTF103[83] et ZEE100[84].

146. En 2015, les paramètres suivants déterminent l'évolution des tarifs : TTF103[85], HUB101[86], TTF101[87]. Notons qu'à partir d'octobre 2015, Lampiris a un nouveau tarif de référence: Lampiris Top; un produit à prix énergie fixe qui ne dépend plus d'un paramètre d'indexation!

En 2016, l'évolution des prix gaziers des produits dont le prix de l'énergie est lié à des paramètres d'indexation, est définie par les paramètres d'indexation suivants : TTF103, HUB101, TTF101, HUB103 ! Lampiris a pour tarif de référence un produit dont le prix de l'énergie fixe ne dépend pas de l'évolution des paramètres d'indexation !

147. A partir de décembre 2016, Electrabel Direct est remplacé par EasyBiz. Ce tarif est indexé sur la base du paramètre TTF103 ; En décembre 2016, Essent modifia sa formule et y ajouta un paramètre d'indexation, à savoir le HUB (1.0.3).

---

[71] Seul Electrabel utilisait originalement un autre indice, à savoir Grp (au lieu de Gpi). L'évolution du Grp suit cependant celle du Gpi.
[72] Le Grp est un paramètre qui est d'application à la haute pression chez Electrabel.
[73] Le Igm est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez Luminus.
[74] Cfr. note précédente.
[75] Egi (Essent Gas Index) est utilisé par Essent dans les tarifs du gaz naturel afin de refléter l'évolution des prix du gaz et du charbon.
[76] À partir d'octobre 2010, l'indice TTF 1.01 remplace l'indice Egi chez Essent. Pour la définition, cf. la note 141.
[77] Le Gni est utilisé par Nuon/Eni pour refléter l'évolution des prix du gaz. À compter de janvier 2010, cet indice est remplacé par Gni2.
[78] Ngpi est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ECS (janvier 2013 - septembre 2013).
[79] TTF103 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ECS et Lampiris depuis octobre 2013.
[80] HUB3-0-3 est le paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez Luminus depuis juillet 2013.
[81] TTF_WAVG(1.01,1.1.1,1.2.1)_Heren_Q est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez Essent qui remplace TTF101 depuis janvier 2013.
[82] TTF101 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ENI depuis août 2012.
[83] TTF103 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ECS, Lampiris et Essent (avril 2014).
[84] ZEE100 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez Luminus depuis juillet 2014.
[85] TTF103 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez Lampiris, Electrabel et Essent depuis avril 2014. Notons qu'à partir d'octobre 2015, Lampiris a un nouveau tarif de référence : Lampiris Top; un produit à prix énergie fixe qui ne dépend plus d'un paramètre d'indexation!
[86] HUB101 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez Luminus.
[87] TTF101 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez Nuon/Eni.

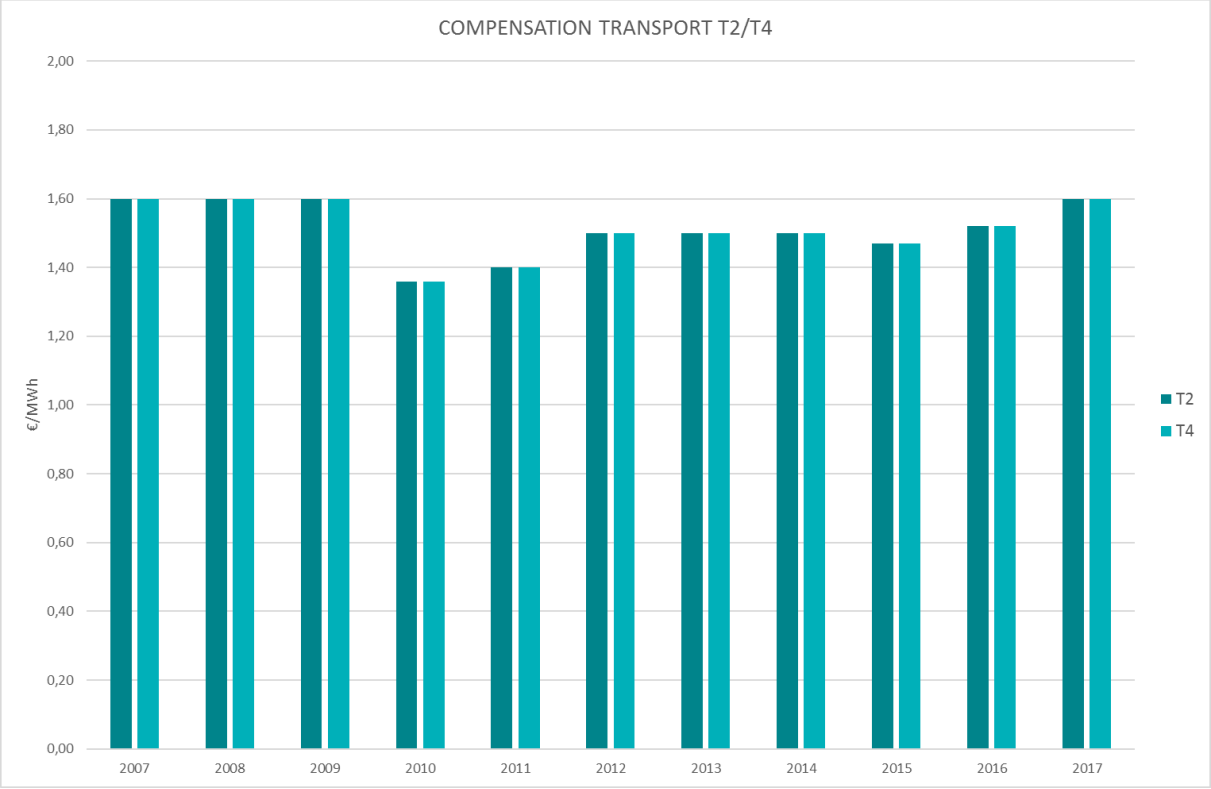
148. En 2017, aucune modification n'a été apportée dans les formules tarifaires et/ou paramètres d'indexation des produits de référence dans cette étude.

4.4. TARIF DU RÉSEAU DE TRANSPORT

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

150. 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 indiqués ci-après relatifs aux estimations des tarifs du réseau de transport afférents aux deux différents clients types.

151. Les tarifs pour 2008 et 2009 constituent un prolongement des tarifs 2007 après le rejet de la proposition tarifaire de Fluxys. Les nouveaux tarifs du réseau de transport pour 2010 comportent une diminution de 15 % par rapport à 2009 pour tous les groupes de clients. Les tarifs ont légèrement augmenté en 2011 et 2012. En 2013 et 2014, les tarifs sont restés au niveau de 2012. En 2015[88], les tarifs du réseau de transport diminuent de nouveau légèrement de 2 % par rapport à l'année précédente 2014. En 2016, la CREG observe une augmentation de 3,40 %. En 2017, la CREG observe une augmentation de 5,26 %.



[88] En cours de 2015, le tarif du réseau de transport de Fluxys est mentionné séparément aux fiches tarifaires des fournisseurs, ainsi qu'aux factures.

4.5. TARIF DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

152. Figures 65 et 66 illustrent l'évolution des tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) par gestionnaire de réseau de distribution.

Figure 65: Evolution de tarif du réseau de distribution – T2

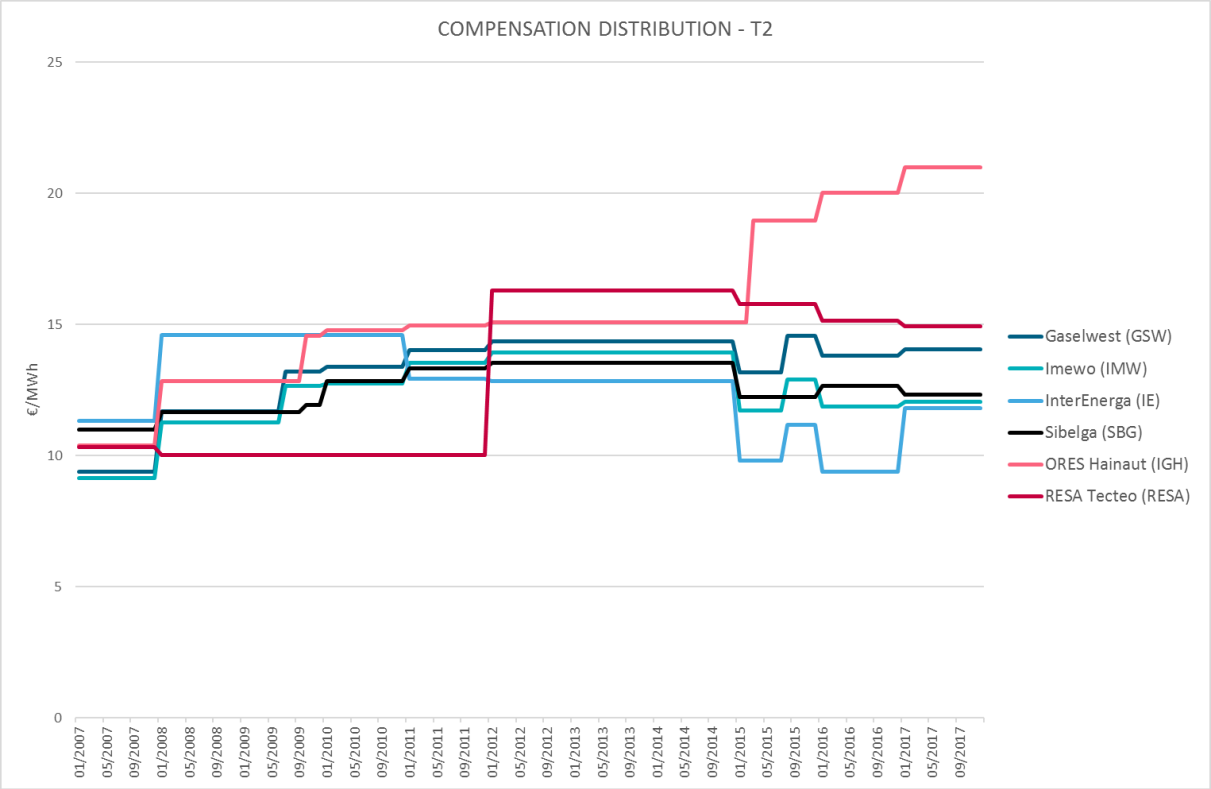
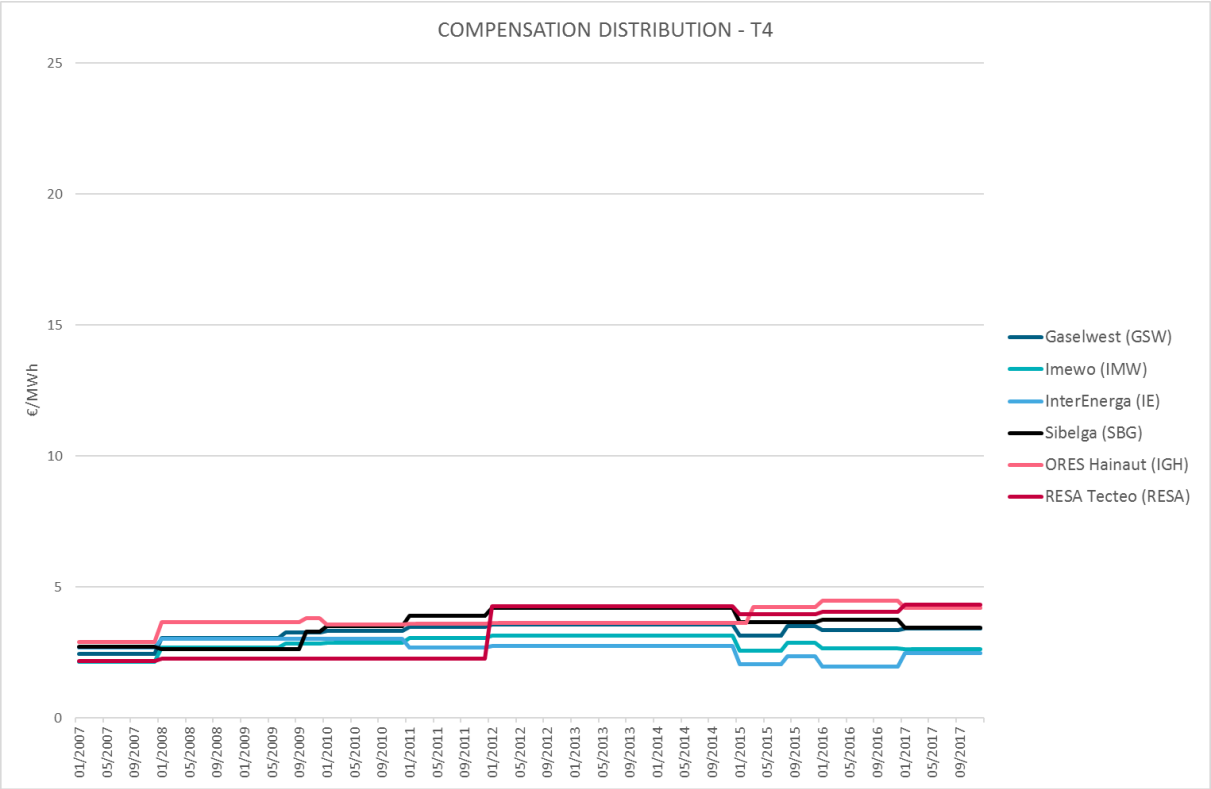


Figure 66: Evolution de tarif du réseau de distribution – T4



153. Nous remarquons une <u>première hausse</u> des tarifs du réseau de distribution entre 2007 et 2008. Elle s'explique par:

- l'impact des arrêts de la Cour d'appel;
- la signature d'une transaction avec plusieurs gestionnaires de réseau de distribution;
- la baisse des excédents et la hausse des déficits;
- l'évolution de la valeur des capitaux investis;
- les coûts des obligations de service public en hausse.

154. Une <u>deuxième hausse</u> des tarifs du réseau de distribution est occasionnée par l'introduction des tarifs pluriannuels. L'Arrêté royal du 2 septembre 2008[89] arrête les dispositions et la structure des tarifs pluriannuels et est à la base de l'augmentation des tarifs, notamment à la suite:

- de la rémunération équitable supérieure par l'adaptation du facteur S (FP/RAB au lieu de FP/FT);
- de l'indexation automatique des tarifs 2008 approuvés;
- des amortissements sur la plus-value;

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

- du fait que le facteur X est bien inférieur à l'inflation sur 4 ans et le panier des coûts gérables limité.

155. 2009 était la première année de la période pluriannuelle 2009-2012. Les décisions du 18 novembre 2008 rejetaient toutes les propositions tarifaires 2009-2012. De ce fait, les tarifs 2008 ont été prolongés jusqu'à ce que les tarifs du réseau de distribution soient approuvés, ce qui était différent par gestionnaire de réseau de distribution. Gaselwest et Imewo possèdent des tarifs du réseau de distribution approuvés à partir de juillet 2009 et Sibelga et IEH à partir d'octobre 2009. Les tarifs de ces gestionnaires de réseau de distribution augmentent à la suite de l'indexation début 2010, 2011 et 2012.

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

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

157. Par la sixième réforme de l'Etat, les régulateurs régionaux ont l'autorité depuis le 1er juillet 2014 de mettre en place une méthodologie tarifaire et d'approuver les tarifs de réseau de distribution de l'électricité et du gaz naturel. Depuis le début de 2015, on voit dès lors que les tarifs de réseau de distribution évoluent après une période de prolongation de 2 ans.

Pour les gestionnaires de réseau de distribution flamands (Gaselwest, Imewo et InterEnerga), les tarifs ont diminués en janvier 2015. Depuis août 2015, on voit une augmentation, due au fait que les activités de réseau ont été soumises à l'impôt des sociétés à partir de ce moment-là. En Flandre, ceci a été réglé via les tarifs d'utilisations du réseau.

Pour le gestionnaire de réseau de distribution bruxellois (Sibelga), les tarifs ont diminué en janvier 2015.

Pour les gestionnaires de réseau de distribution wallons, les tarifs ont diminués en janvier 2015 pour RESA-Tecteo. Depuis mars 2015, ils ont augmentés pour ORES Hainaut Gaz (auparavant IGH).

En 2016, on a assisté à une baisse des tarifs de réseau de distribution en Flandre (Gaselwest, Imewo et InterEnerga) et chez RESA-ALG en Wallonie. En Région de Bruxelles-Capitale et chez ORES Hainaut Gaz, les tarifs de réseau de distribution augmentent légèrement.

En 2017, on note une légère hausse des tarifs de réseau de distribution chez les gestionnaires de réseau mixtes en Flandre (Gaselwest et Imewo) et à une hausse plus forte chez InterEnerga. En Région de Bruxelles-Capitale et chez RESA-ALG en Wallonie, les tarifs de réseau de distribution diminuent légèrement, tandis que la CREG constate une hausse chez ORES Hainaut Gaz.

158. Les évolutions entre 2007 et 2017 peuvent différer légèrement d'un client type à l'autre. Pour T2, nous observons une hausse moyenne de 37,09 % par rapport à janvier 2007 et pour T4, une hausse de 36,60 %. En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 26,97 % (2,68 €/MWh). 9,67 % de cette augmentation est imputable à la hausse du tarif des obligations de service public. En Wallonie, la hausse est plus forte et atteint 73,36 % (7,60 €/MWh), dont 38,73 % peuvent être imputés à la hausse du tarif des obligations de service public. A Bruxelles, la hausse s'élève à 12,08 % (1,33 €/MWh), alors que le tarif des obligations de service public a diminué de 18,01 %. La part du tarif des obligations de service public s'élève, en 2017, respectivement à 5,69 % en Flandre, à 17,42 % en Wallonie et à 3,01 % à Bruxelles.

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

4.5.1. Obligation de service public

160. Les coûts liés aux obligations de service public (OSP) sont inclus dans le tarif d'acheminement[90] jusqu'aux tarifs de 2008 inclus. Cette composante a été isolée et scindée selon le volume applicable aux différents groupes de clients afin d'obtenir un tarif OSP. Depuis l'approbation des tarifs pluriannuels 2009-2012, les coûts liés aux obligations de service public apparaissent dans un tarif séparé.

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

162. L'installation de compteurs à budget et la fourniture de gaz naturel aux clients exclus font partie des obligations de service public des gestionnaires du réseau de distribution flamands. Les coûts liés à cette activité ont augmenté légèrement depuis 2007 jusqu'à 0,6897 €/MWh).

Outre la gestion des clients protégés, les coûts liés à l'URE et à un ombudsman figurent dans le tarif des «obligations de service public» de Sibelga. Ce tarif a évolué de 0,61 €/MWh en 2007 à 0,3710 €/MWh en 2017. Près de 70 % du tarif est dû au programme mis sur pied par le gouvernement bruxellois concernant les primes pour l'utilisation rationnelle de l'énergie.

En Wallonie, par contre, le gouvernement régional a décidé d'utiliser un autre mode de financement[91] pour les obligations de service public-URE. Le tarif des «obligations de service public» sert à couvrir les frais de gestion des clients protégés et l'installation de compteurs à budget. Jusqu'en septembre 2008 inclus, ces coûts sont minimes (0,20 €/MWh) chez IGH, mais depuis octobre 2009 (nouveaux tarifs pluriannuels approuvés), ils sont quasi à 2,50 €/MWh. Cette hausse considérable est due à l'augmentation des coûts des compteurs à budget et à l'introduction du système Talexus[92]. En 2017, cette rubrique a même augmenté à 4,66 €/MWh.

4.5.2. Transferts

163. Pour les gestionnaires de réseaux de distribution mixtes flamands (Imewo et Gaselwest), les décisions Bonus-Malus (BM) de la CREG ont permis d'identifier des excédents importants et ce particulièrement sur les premiers exercices d'exploitation (BM 2004 - BM 2006). Le BM 2007, intégré dans les tarifs approuvés de 2009, était un déficit. Ceci a occasionné, entre autres, une hausse des tarifs approuvés de 2009. L'important déficit d'exploitation de 2006 chez InterEnerga apparaît dans les tarifs du réseau de distribution de 2008. Initialement, InterEnerga et ALG ne disposaient pas de tarifs approuvés. InterEnerga a, dès lors, contesté la décision relative aux tarifs imposés devant la Cour d'appel. Dans son arrêt du 22 septembre 2010, la Cour d'appel a annulé les tarifs 2008 imposés et a

[90] Le tarif d'acheminement est le tarif de base pour l'acheminement avec le réseau.

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

[92] Talexus est un système de paiement pour les cartes rechargeables des compteurs à budget.

jugé que la proposition tarifaire introduite était valable de plein droit. Entre-temps, la CREG était arrivée à un accord avec InterEnerga. Les tarifs pluriannuels approuvés sont fixés pour 2011 et 2012. Les tarifs 2008 imposés sont facturés jusque fin 2010.

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

En Flandre, les tarifs de 2015 comportaient 50 % des déficits d'exploitation 2008-2009. Les 50 % restants de ces déficits ont été intégrés dans les tarifs de 2016 et la facturation provisoire des déficits d'exploitation 2010-2014 a été entamée à raison d'1/5 par an.

A Bruxelles, les soldes historiques jusqu'en 2014 ont été réservés pour des projets d'investissement. D'une part, pour la période régulatoire 2015-2019 (Atrias, smart metering,…) ;d'autre part, pour les périodes régulatoires ultérieures (conversion gaz L/H,…) Par ailleurs, il a été décidé en 2016 de revoir les paramètres de la méthodologie (par exemple: taux OLO prévisionnels) afin d'éviter de cumuler de soldes conséquents au fil des ans.

Pour ce qui relève des soldes ou de la partie des soldes du passé qui n'avaient pas encore fait l'objet de décisions tarifaires, la CWaPE a autorisé les gestionnaires de réseau de distribution à récupérer les soldes des années 2008 à 2014 à hauteur de 10 % sur les années 2015 et 2016 et à hauteur de 20 % sur l'année 2017.

4.6. PRÉLÈVEMENTS PUBLICS

164. Les figures 67 en 68 illustrent les prélèvements publics en € par MWh par gestionnaire de réseau de distribution pour la période 2007-2017. Les différences entre les régions pour les prélèvements publics pour le gaz naturel sont plus faibles que pour l'électricité.

Figure 67: Evolution des prélèvements publics – T2

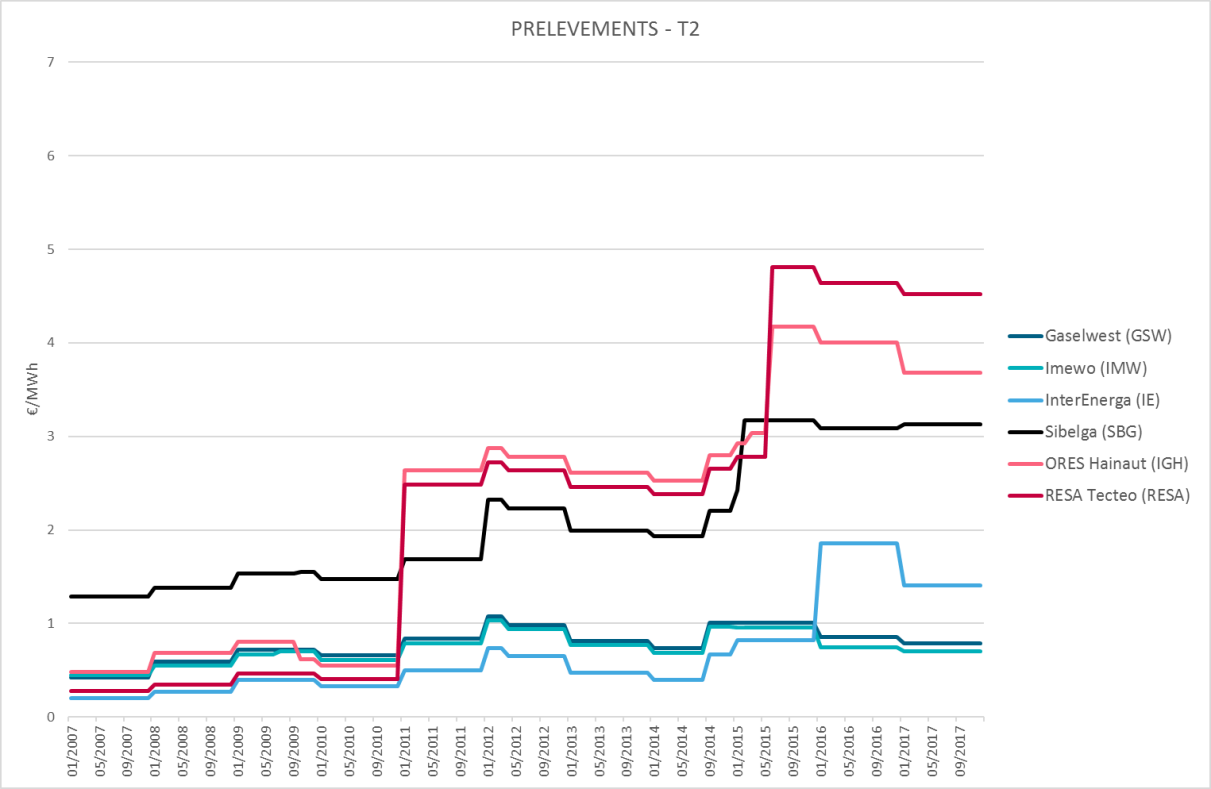
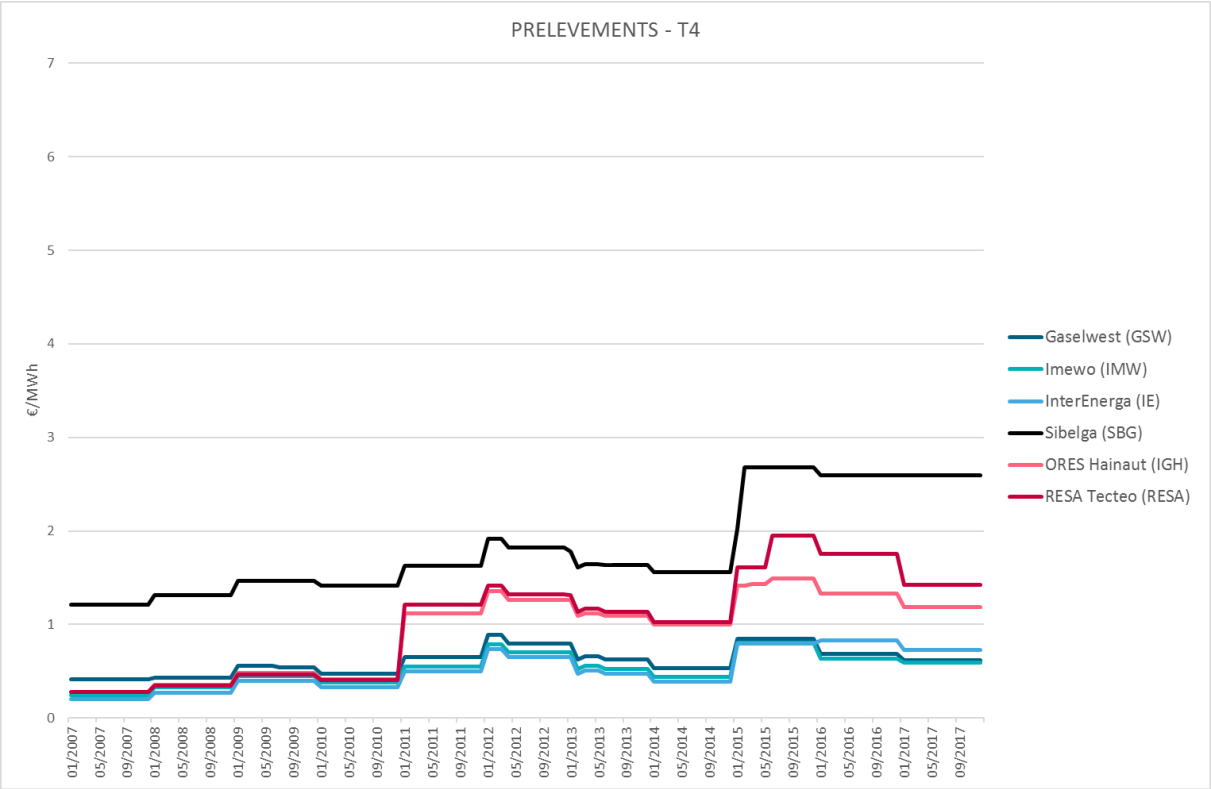


Figure 68: Evolution des prélèvements publics – T4



4.6.1. T2

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

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

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

- l'impôt sur les personnes morales (uniquement gestionnaires de réseau de distribution mixtes[93]);
- la redevance de raccordement wallonne (0,0750 €/MWh) qui finance le fonds énergie wallon (frais de fonctionnement de la CWAPE, primes URE, aide aux producteurs verts).

Les différences entre les régions sont principalement occasionnées par les «autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux». Jusqu'en 2010, ceux-ci sont environ 7 fois plus élevés à Bruxelles que dans les zones avec des gestionnaires de réseau de distribution mixtes en Flandre (1,05 €/MWh contre 0,15 €/MWh). Ce prélèvement n'existe pas en Wallonie (jusqu'en 2010 inclus) et dans les zones avec des gestionnaires de réseau de distribution purs en Flandre.

[93] 15 % d'impôt des personnes morales sont payés par le gestionnaire de réseau de distribution sur les dividendes versés à l'actionnaire privé (Electrabel).

À partir de 2011, d'autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux sont également imputés en Wallonie[94]. Ils s'élèvent à 1,90 €/MWh. De ce fait, les prélèvements publics wallons sont les plus élevés et on note une différence de 1,00 €/MWh avec Bruxelles et de 1,80 €/MWh avec la Flandre.

En 2012, la différence entre Bruxelles et la Wallonie est plus petite en raison de l'introduction d'une surcharge pour le financement de l'OSP[95] à Bruxelles.

En 2013 et 2014, aucun changement au niveau des OSP n'est observé.

En 2015, il a été décidé de soumettre à l'impôt des sociétés les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution. En Wallonie, cet impôt est facturé par le biais d'un prélèvement complètement distinct à partir de juin 2015, tandis qu'en Flandre, cet impôt est facturé par le biais des tarifs d'utilisation du réseau (cf 4.5) et en Région de Bruxelles-Capitale (à partir de février 2015), cet impôt est inclus dans les autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux.

En 2016, la CREG constate, chez tous les gestionnaires de réseau de distribution, une légère baisse des prélèvements publics, à l'exception d'InterEnerga en Flandre, où ce poste augmente fortement. Cette baisse est imputable à la diminution de la cotisation fédérale et de la surcharge pour les clients protégés, les autres prélèvements demeurant à peu près stables. L'augmentation chez InterEnerga s'explique par la forte hausse des autres prélèvements et cela à cause de la facturation provisoire des déficits d'exploitation 2010-2014 entamée à raison d'1/5 par an.

En 2017, la CREG constate, chez tous les gestionnaires de réseau de distribution, une baisse des prélèvements publics, sauf chez Sibelga en Région de Bruxelles-Capitale, où ce poste augmente légèrement. Cette baisse est imputable à la diminution de la cotisation fédérale, les autres prélèvements demeurant à peu près stables.

166. La cotisation fédérale et la surcharge clients protégés sont identiques pour toutes les régions. En 2017, la cotisation fédérale totale (surcharge clients protégés inclus) a diminué à 0,5672 €/MWh par rapport à l'année précédente 2016. Cette diminution se décompose comme suit:

- les frais de couverture de fonctionnement de la CREG (-0,0067 €/MWh);
- le financement des mesures sociales prévues par la loi du 4 septembre 2002 (-0,0058 €/MWh);
- le financement du coût net réel découlant de l'application des prix maxima sociaux (clients protégés) (+0,001 €/MWh).

La cotisation fédérale et la surcharge clients protégés ont fortement augmenté au fil des années. Néanmoins, en 2012, la CREG observe une diminution de la cotisation fédérale causée par la suppression du financement des diminutions forfaitaires pour le chauffage au gaz naturel[96] et ce à compter d'avril 2012. En janvier 2013, la cotisation fédérale augmente, au contraire, de la surcharge pour clients protégés qui est en forte diminution. En janvier 2014, la cotisation fédérale augmente suite à la hausse du financement du fonds social au contraire de la surcharge pour clients protégés qui est en forte diminution. En septembre 2014, la cotisation fédérale est en baisse et la surcharge pour clients protégés est en forte hausse. En 2015, la CREG observe de nouveau une augmentation forte de la cotisation fédérale, comme déjà expliqué ci-dessus. En 2016, la cotisation fédérale baisse,

[94] À partir de 2011, la «taxe de voirie» s'applique également au gaz naturel en Wallonie.

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

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

principalement en raison de la forte diminution de la surcharge pour les clients protégés. En 2017, la cotisation fédérale continue de diminuer.

€/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	01/2012-03/2012	04/2012-12/2012	2013	01/2014-08/2014	09/2014-12/2014	2015	2016	2017
cotisation fédérale	0,1100	0,1200	0,1500	0,1500	0,1500	0,1300	0,1200	0,1400	0,1479	0,1437	0,2740	0,2358	0,1711
surcharge clients protégés	0,0900	0,1600	0,2400	0,1800	0,3500	0,6100	0,5300	0,3400	0,2499	0,5269	0,5219	0,3951	0,3961

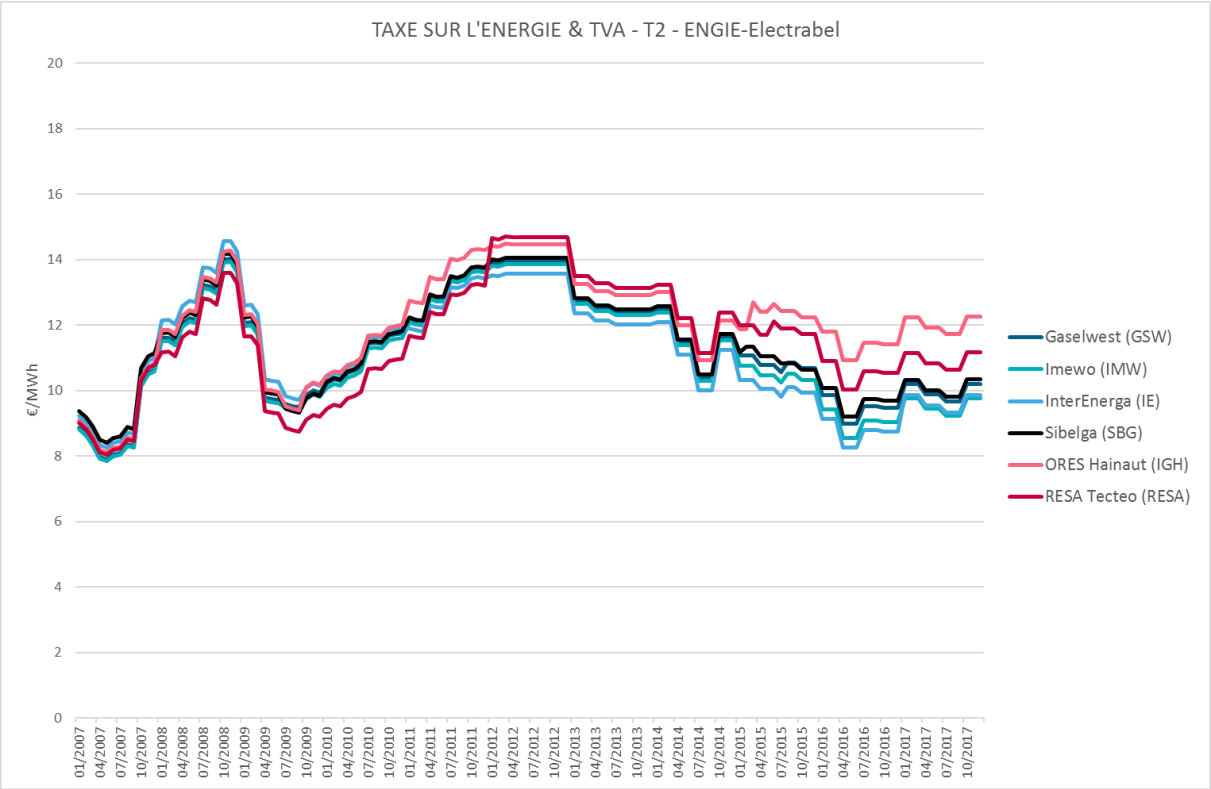
4.6.2. T4

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

4.7. TAXE SUR L'ÉNERGIE ET TVA

168. La figure 69 présente l'évolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA pour la clientèle T2 approvisionnée par ENGIE-Electrabel[97].

Figure 69: Évolution taxe sur l'énergie et TVA – T2 – ENGIE-Electrabel



[97] Pour limiter le nombre de graphiques et étant donné qu'on note la même évolution que celle du prix facturé au consommateur, le calcul n'a été illustré que pour un seul fournisseur.

169. La taxe sur l'énergie et la TVA sont, après les composantes énergie et le tarif du réseau de distribution, la composante qui a l'impact le plus important sur la facture pour un client résidentiel. Pour les clients professionnels, clients-types T4, la TVA n'est pas prise en compte puisqu'ils peuvent la récupérer.

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

- T2: 0,9978 €/MWh ;
- T4:
  - 0,3482 €/MWh (période 2007-2009);
  - 0,9889 €/MWh[98] (période 2010-2014);
  - 0,9917 €/MWh (2015);
  - 0,9978 €/MWh (2016 et 2017).

Une TVA est due sur la cotisation énergie.

171. La TVA est restée inchangée à 21 %. Toutes les composantes tarifaires sont soumises à la TVA, à l'exception de la cotisation fédérale (à partir de 01/2014), de la surcharge clients protégés (celle-ci est incluse dans la cotisation fédérale depuis 2014) et de la redevance de raccordement wallonne. La base imposable suit l'évolution des autres composantes. Le fait de mettre la TVA de la cotisation fédérale à 0 % en janvier 2014 a permis d'économiser sur la composante TVA 1,04 €/MWh pour un client type T2 chez ENGIE-Electrabel.

5. CONCLUSION

5.1. EVOLUTION 2007-2017

5.1.1. Electricité

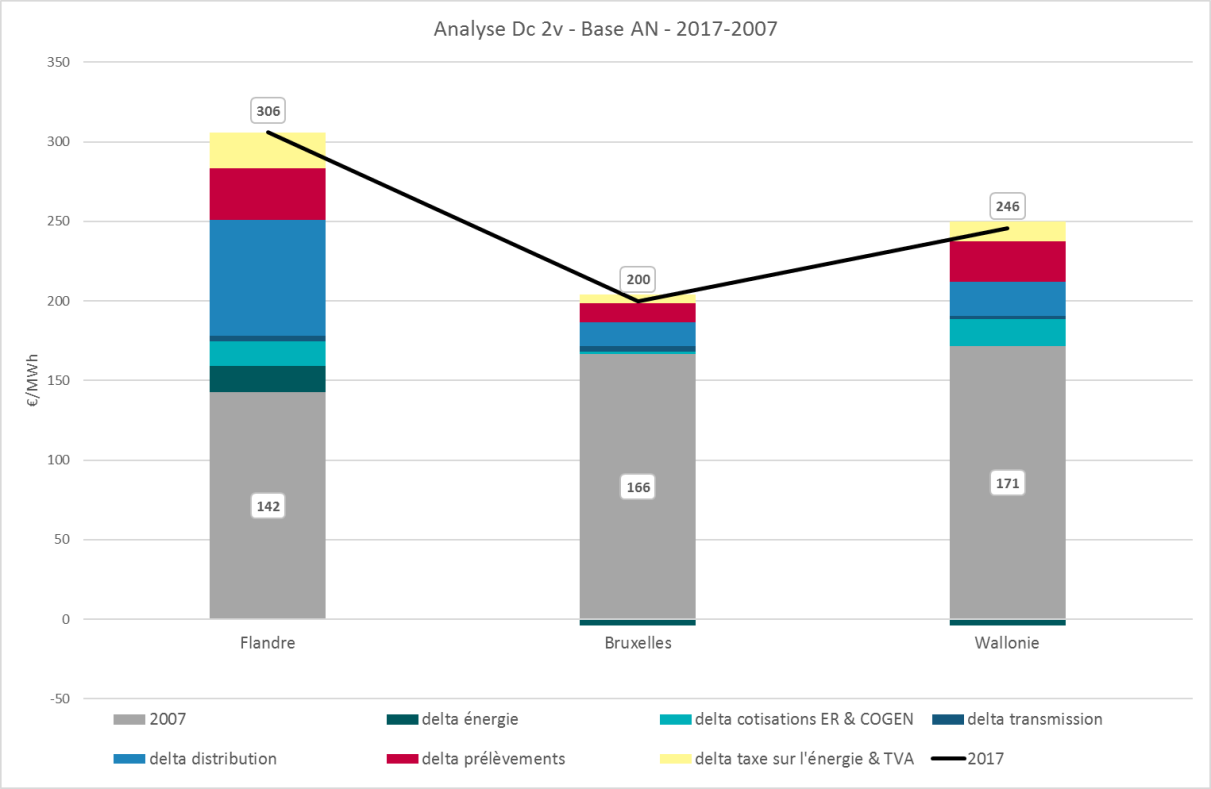
5.1.1.1. Clients résidentiels (Dc - compteur bi-horaire)

172. Le prix final au consommateur (moyenne sur tous les gestionnaires de réseau de distribution et fournisseurs) a augmenté entre 2007 et 2017 de 71,81 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après.

Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type Dc (bihoraire) est illustré à titre d'exemple, par région, dans le graphique ci-après. Ce graphique montre les évolutions

[98] Ce montant a été revu dans le courant du mois de décembre 2014 mais cette modification n'a pas été incluse dans cette étude!

moyennes par région[99]. Le prix all-in en 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au tarif all-in de 2017.



173. Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté, en moyenne, de 163,34 €/MWh en Flandre, de 74,51 €/MWh en Wallonie et de 33,43 €/MWh à Bruxelles[100]. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, les cotisations énergie renouvelable et cogénération, le tarif de réseau de distribution, les taxes publiques et la composante taxe énergie et TVA.

5.1.1.1.1. Evolution du prix de l'énergie

174. Le prix de l'énergie augmente en moyenne de 16,71 €/MWh en Flandre et diminue de 4,08 €/MWh en Wallonie et de 4,08 €/MWh à Bruxelles[101]. La plupart des fournisseurs ne procèdent pas à une fixation régionale des prix (dans cet échantillon, seul Lampiris applique des prix différents pour la région de Bruxelles-Capitale et ce jusqu'au mois de juin 2016 inclus, ensuite le prix de l'énergie est identique pour les trois régions). La différence entre la Flandre et Bruxelles/Wallonie s'expliquait, par le passé, par l'octroi de kWh gratuits en Flandre; cette mesure est toutefois abrogée à partir de janvier 2016, d'où l'évolution à la hausse en Flandre. Cette évolution du prix de la composante énergie est en grande partie due à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie (voir numéros 39-47).

[99] Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnerga tous fournisseurs confondus. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne de ORES Hainaut Electricité (auparavant IEH) et RESA-Tecteo. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga.

[100] Etant donné qu'un client Dc a une consommation annuelle de 3.500kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 571,70 €/an en Flandre, 260,77 €/an en Wallonie et 117,01 €/an à Bruxelles.

[101] Étant donné qu'un client Dc a une consommation annuelle de 3.500 kWh, cela représente, sur base annuelle, une augmentation de 58,48 €/an en Flandre et une diminution de 14,27 €/an en Wallonie et 14,27 €/an à Bruxelles.

5.1.1.1.2. Evolution de la contribution énergie renouvelable et cogénération

175. La contribution énergie renouvelable et cogénération a augmenté à la suite de la hausse des quotas imposés. Vu que l'énergie renouvelable est une compétence régionale et que les quotas sont, dès lors, fixés par région, la hausse diverge d'une région à l'autre. La contribution a ainsi augmenté, en moyenne, de 15,20 €/MWh en Flandre, de 17,28 €/MWh en Wallonie et de 1,92 €/MWh à Bruxelles[102].

5.1.1.1.3. Evolution du tarif de réseau de distribution

176. Le tarif du réseau de distribution a augmenté de 72,64 €/MWh (254,25 €/an) en Flandre. Cette hausse s'explique historiquement par les facteurs suivants:

- les suites données par la CREG aux arrêts de la Cour d'appel, l'introduction des tarifs pluriannuels et les reports des déficits des exercices d'exploitation antérieurs;
- la hausse des coûts des obligations de service public;

  Un accroissement des obligations pour le gestionnaire de réseau et la hausse constante des coûts ont entraîné l'augmentation. En 2009, 2010 et 2011, la pose de panneaux solaires a connu un grand succès. Celui-ci a entraîné un coût élevé pour l'obligation de rachat des certificats d'électricité verte. De plus, les coûts de fourniture aux clients exclus et les primes URE ont également fortement augmenté.
- le transfert de la compétence en matière de tarifs de réseau de distribution aux régulateurs régionaux découle de la sixième réforme de l'État;

  À partir de début 2015, la CREG constate ainsi que les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution évoluent après une période de prolongation de 2 ans.
- l'application de l'impôt des sociétés aux activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution;

  Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands (Gaselwest, Imewo et InterEnerga), la CREG constate à partir d'août 2015 une nouvelle hausse à l'occasion de l'application de l'impôt des sociétés qui leur est facturé par l'intermédiaire des tarifs de l'utilisation du réseau.

177. En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 21,10 €/MWh (73,84 €/an). Cela s'explique partiellement (38,23 %) par l'augmentation des obligations de service public pour le gestionnaire de réseau. Les reports, la hausse du coût de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent également un rôle.

178. À Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 14,80 €/MWh (51,81 €/an). La hausse du coût des obligations de service public ainsi que du coût pour la compensation des pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent un rôle.

[102] Etant donné qu'un client Dc a une consommation annuelle de 3.500kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 53,20 €/an en Flandre, de 60,49 €/an en Wallonie et de 6,71 €/an à Bruxelles.

5.1.1.1.4. Evolution des prélèvements publics

179. Par rapport à 2007, les prélèvements publics ont augmenté de 32,48 €/MWh (113,69 €/an) en Flandre. La cotisation fédérale a augmenté de 1,99 €/MWh, les nouvelles surcharges telles que "surcharge certificats verts", "financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore", "réserve stratégique",... ont augmenté de 6,12 €/MWh, et les autres taxes locales ont augmenté légèrement elles aussi de 0,36 €/MWh. En 2015, la Flandre a également introduit une nouvelle taxe destinée à financer le Fonds Énergie à concurrence de 0,34 €/mois; en mars 2016, ce prélèvement a été modifié en un prélèvement annuel de 100 € pour une consommation jusqu'à 5 MWh. Ces hausses ont été compensées par la disparition du prélèvement Elia (-4,91 €/MWh) en 2009.

180. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 25,79 €/MWh (90,28 €/an). Cela est dû à la hausse de la cotisation fédérale (+ 2,00 €/MWh) et à de nouvelles surcharges telles que la "surcharge certificats verts", le "financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore", «réserve stratégique»,… (+ 18,63 €/MWh) et l'indexation de la taxe de voirie et l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015.

181. À Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 12,02 €/MWh (42,06 €/an). Cela est dû en bonne partie à la hausse de la cotisation fédérale de 2,00 €/MWh et à de nouvelles surcharges telles que la "surcharge certificats verts", le "financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore", «réserve stratégique»,… de 4,73 €/MWh et à la hausse de la surcharge pour le financement de l'OSP ainsi qu'à une hausse des autres taxes locales (dont l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015).

5.1.1.1.5. Evolution de la taxe énergie et la TVA

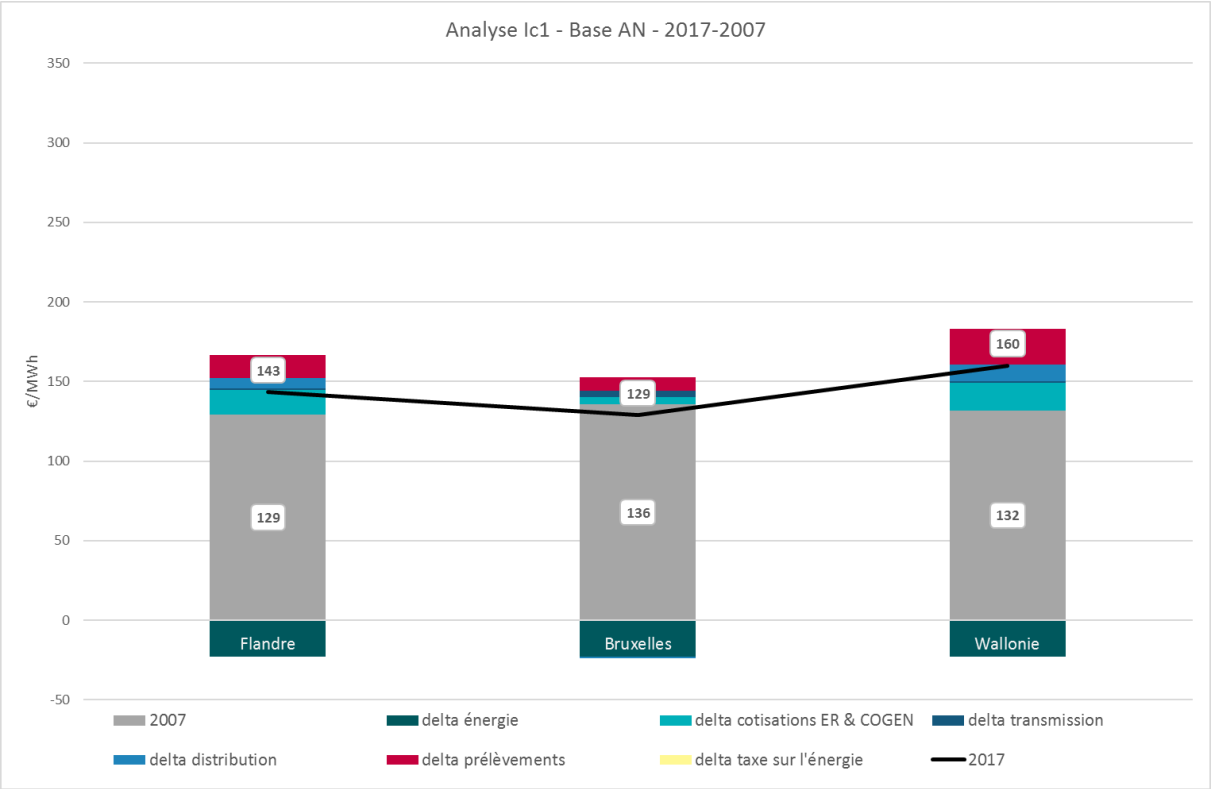
182. La taxe énergie et la TVA ont augmenté de 22,65 €/MWh (79,29 €/an) en Flandre, de 12,38 €/MWh (43,32 €/an) en Wallonie et de 5,23 €/MWh (18,29 €/an) à Bruxelles.

5.1.1.2. Clients professionnels (Ic1)

183. Le prix au consommateur final (moyenne de tous les gestionnaires de réseau de distribution et fournisseurs) a augmenté entre janvier 2007 et décembre 2016 de 11,68 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après.

Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type Ic1 est illustré, à titre d'exemple, par région dans le graphique ci-dessous. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région[103]. Le prix all-in de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'obtenir ainsi le tarif all-in de 2017.

[103] Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnerga tous fournisseurs confondus. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Electricité (auparavant IEH) et RESA-Tecteo tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga.



184. Le prix facturé au consommateur final a augmenté, en moyenne, de 14,12 €/MWh en Flandre et de 28,26 €/MWh en Wallonie; il a diminué, en moyenne, de 6,91 €/MWh en moyenne à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, les cotisations énergie renouvelable et cogénération, le tarif de réseau de transport, le tarif de réseau de distribution et les taxes publiques.

5.1.1.2.1. Evolution du prix de l'énergie

185. Le prix de l'énergie a diminué en moyenne de 23,15 €/MWh (à Bruxelles, la tarification différenciée de Lampiris pour les diverses régions a pris fin à juillet 2016). L'évolution est toutefois différente par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs (voir numéros 48-54).

5.1.1.2.2. Evolution de la contribution énergie renouvelable et cogénération

186. La contribution énergie renouvelable et cogénération a augmenté à la suite de l'accroissement des quotas imposés, tout comme pour les clients résidentiels. La contribution a ainsi augmenté, en moyenne, de 15,48 €/MWh en Flandre, de 17,21 €/MWh en Wallonie et de 4,74 €/MWh à Bruxelles.

5.1.1.2.3. Evolution du tarif de réseau de transport

187. Le client type Ic1 bénéficie d'une tarification MT fonction de la puissance prélevée sauf pour Sibelga. Le tarif de transport est quasi stable en Flandre et Wallonie au contraire de Bruxelles car Sibelga pratique une tarification moyenne non différenciée entre les groupes de clients. Ce dernier tarif a augmenté à Bruxelles entre 2007 et 2017 de 3,54 €/MWh.

5.1.1.2.4. Evolution du tarif de réseau de distribution

188. Le tarif du réseau de distribution a augmenté de 6,83 €/MWh en Flandre. Cela est dû à la hausse des coûts des obligations de service public et aux reports des déficits des exercices précédents. L'introduction des tarifs pluriannuels joue également un rôle. Le transfert de la compétence en matière de tarifs de réseau de distribution aux régulateurs régionaux découle de la sixième réforme de l'État; à partir de début 2015, la CREG constate ainsi que les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution recommencent à évoluer après une période de prolongation de 2 ans; Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands (Gaselwest, Imewo et InterEnerga), la CREG constate à partir d'août 2015 une nouvelle hausse à l'occasion de l'application de l'impôt des sociétés qui leur est facturé par l'intermédiaire des tarifs de l'utilisation du réseau.

189. En Wallonie, le tarif de gestionnaire de réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 10,48 €/MWh pour les mêmes raisons qu'en Flandre (sauf l'application de l'impôt des sociétés, qui est réglé par l'entremise des taxes locales en Wallonie).

190. À Bruxelles, le tarif de gestionnaire de réseau de distribution a baissé de 0,68 €/MWh pour la moyenne tension. Une redistribution des clients sur la base du règlement technique et la forte baisse des frais de dossier pour la catégorie 26-1kV chez Sibelga sont à l'origine de cette diminution.

5.1.1.2.5. Evolution des prélèvements publics

191. Par rapport à 2007, les prélèvements publics ont augmenté de 14,23 €/MWh en Flandre, ce qui s'explique par les mêmes raisons que pour un client Dc. La suppression du prélèvement Elia est partiellement compensée par la hausse de la cotisation fédérale et de nouvelles surcharges ainsi que la réforme du prélèvement visant à financer le fonds énergie en un prélèvement annuel de 1.850 € pour une consommation comprise entre 100 MWh et 500 MWh.

192. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 22,70 €/MWh et, à Bruxelles, de 8,64 €/MWh. Cela s'explique par la cotisation fédérale et de nouvelles surcharges telles que la "surcharge certificats verts", le "financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore", la "réserve stratégique"... tout comme l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015 qui est réglée par l'entremise des taxes locales en Wallonie et à Bruxelles.

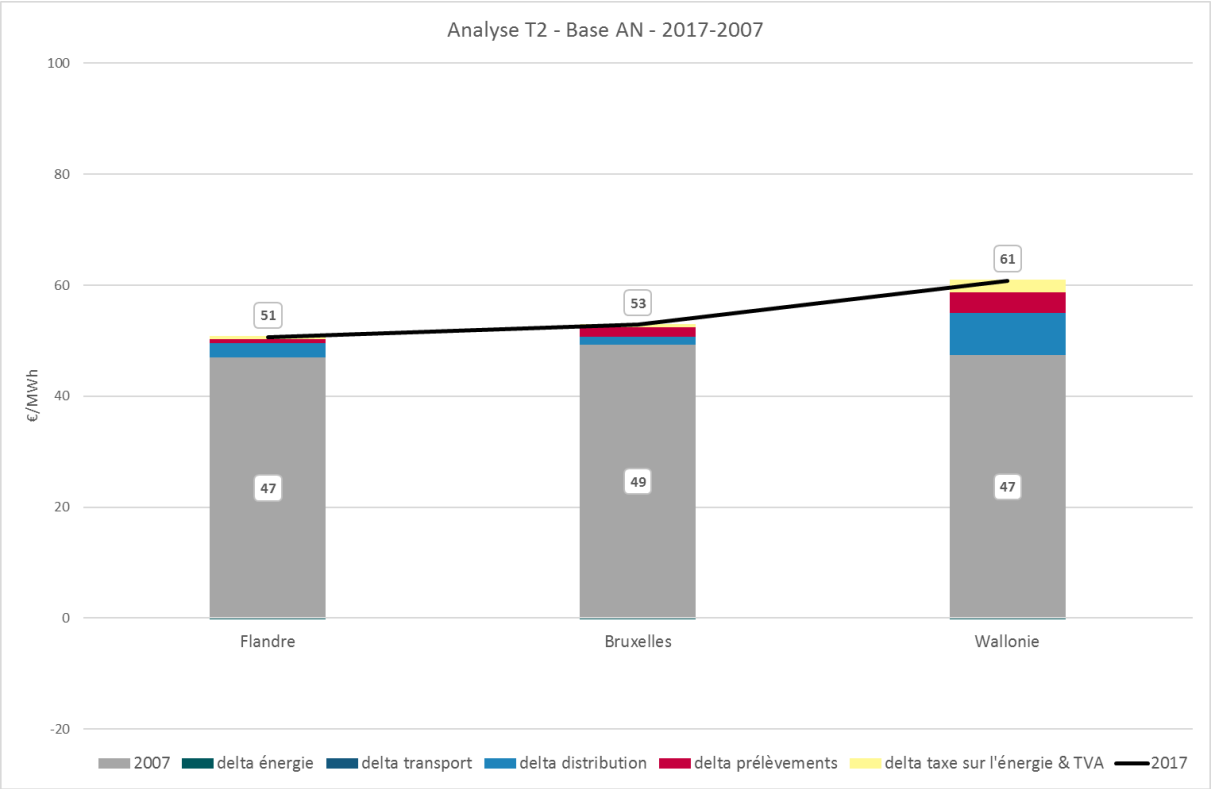
5.1.2. Gaz naturel

5.1.2.1. <u>Clients résidentiels (T2)</u>

193. Le prix final au consommateur (moyenne de tous les gestionnaires de réseau de distribution et fournisseurs) a augmenté entre 2007 et 2017 de 14,54 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après.

Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type T2 est illustré, à titre d'exemple, par région dans le graphique ci-dessous. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région[104]. Le prix all-in de 2007 est la base de départ. Les différences dans toutes les composantes sont illustrées afin d'obtenir ainsi le tarif all-in de 2017.

[104] Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnerga tous fournisseurs confondus. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Gaz (auparavant IGH) et RESA-ALG. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga.



194. Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de 3,69 €/MWh en Flandre, de 13,41 € en Wallonie et de 3,54 €/MWh à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif du réseau de distribution, les prélèvements publics et les composantes taxes énergie et TVA.

5.1.2.1.1. Évolution du prix de l'énergie

195. Le prix de l'énergie a diminué en moyenne de 0,15 €/MWh en 2017 par rapport à 2007. L'évolution dépend toutefois du fournisseur (voir numéros 137-142). L'évolution des paramètres d'indexation est à l'origine de cette évolution.

5.1.2.1.2. Évolution du tarif de réseau de distribution

196. Le tarif du réseau de distribution a augmenté de 2,68 €/MWh en Flandre. Cela est dû aux reports des déficits des exercices précédents et à l'introduction des tarifs pluriannuels. Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands (Gaselwest, Imewo et InterEnerga), la CREG constate à partir d'août 2015 une nouvelle hausse à l'occasion de l'application de l'impôt des sociétés qui leur est facturé par l'intermédiaire des tarifs de l'utilisation du réseau.

197. En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 7,60 €/MWh en moyenne pour les mêmes raisons qu'en Flandre (sauf l'application de l'impôt des sociétés, qui est réglé par l'entremise des taxes locales en Wallonie). En outre, les obligations de service public ont fortement augmenté (voir numéros 161-163).

198. À Bruxelles, le tarif du réseau de distribution a augmenté de 1,33 €/MWh.

5.1.2.1.3. Évolution des prélèvements publics

199. Les prélèvements publics ont augmenté en Flandre de 0,61 €/MWh. Cette hausse est principalement due à l'augmentation de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés.

200. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 3,72 €/MWh. Cette hausse est due, en outre, à l'évolution de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés, à une nouvelle surcharge en Wallonie. La taxe de voirie est également appliquée depuis 2011 pour le gaz naturel. Depuis 2015, l'application de l'impôt des sociétés est réglée par l'entremise des taxes locales.

201. À Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 1,84 €/MWh en raison de la hausse de la cotisation fédérale, de la surcharge clients protégés et les prélèvements locaux, provinciaux et autres dans le tarif de réseau de distribution. En outre, une surcharge est facturée depuis 2012 pour le financement des obligations de service public. Depuis 2015, l'application de l'impôt des sociétés est réglée par l'entremise des taxes locales.

5.1.2.1.4. Évolution de la taxe énergie et la TVA

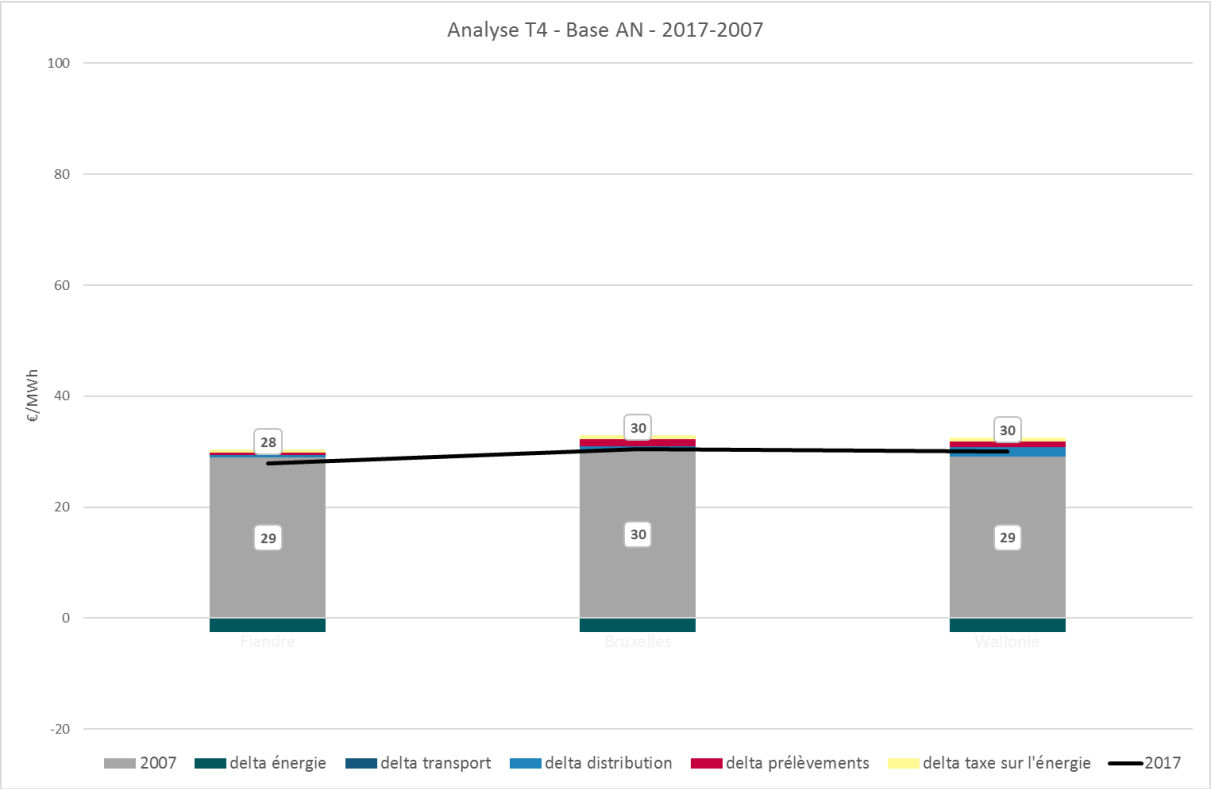
202. En raison de l'évolution des autres composantes, la composante taxe énergie et TVA augmente de 0,55 €/MWh en Flandre, de 2,24 €/MWh en Wallonie et de 0,52 €/MWh à Bruxelles.

5.1.2.2. Clients industriels (T4)

203. Le prix final au consommateur (moyenne de tous les gestionnaires de réseau de distribution et fournisseurs) a diminué de 0,77 %entre 2007 et 2017. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après.

Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type T4 est illustré, à titre d'exemple, par région dans le graphique ci-dessous. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région[105]. Le prix all-in de 2007 est la base de départ. Les différences dans toutes les composantes sont illustrées afin d'obtenir ainsi le tarif all-in de 2017.

[105] Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnerga tous fournisseurs confondus. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Gaz (auparavant IGH) et RESA-ALG. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga.



204. Le prix facturé à l'utilisateur final a diminué en moyenne de 1,11 €/MWh en Flandre et a augmenté en moyenne de 0,88 €/MWh en Wallonie et de 0,22 €/MWh à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif du réseau de distribution, les prélèvements publics et les composantes taxes énergie.

5.1.2.2.1. Évolution du prix de l'énergie

205. Le prix de l'énergie a diminué, en moyenne, de 2,50 €/MWh en 2017 par rapport à 2007. L'évolution dépend toutefois du fournisseur (voir numéros 143-148). L'évolution des paramètres d'indexation est à l'origine de cette évolution.

5.1.2.2.2. Évolution du tarif de réseau de distribution

206. La hausse du tarif du réseau de distribution (+0,40 €/MWh en Flandre, +1,72 €/MWh en Wallonie et +0,70 €/MWh à Bruxelles) est cependant moindre que pour un client T2 en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux consommateurs domestiques.

5.1.2.2.3. Évolution des prélèvements publics

207. En outre, les prélèvements publics ont augmenté moins fortement en Wallonie (+0,36 €/MWh en Flandre, +1,03 €/MWh en Wallonie et +1,38 €/MWh à Bruxelles) que pour un client T2 en raison du fait que la nouvelle taxe de voirie est dégressive.

5.1.2.2.4. Évolution de la taxe énergie

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

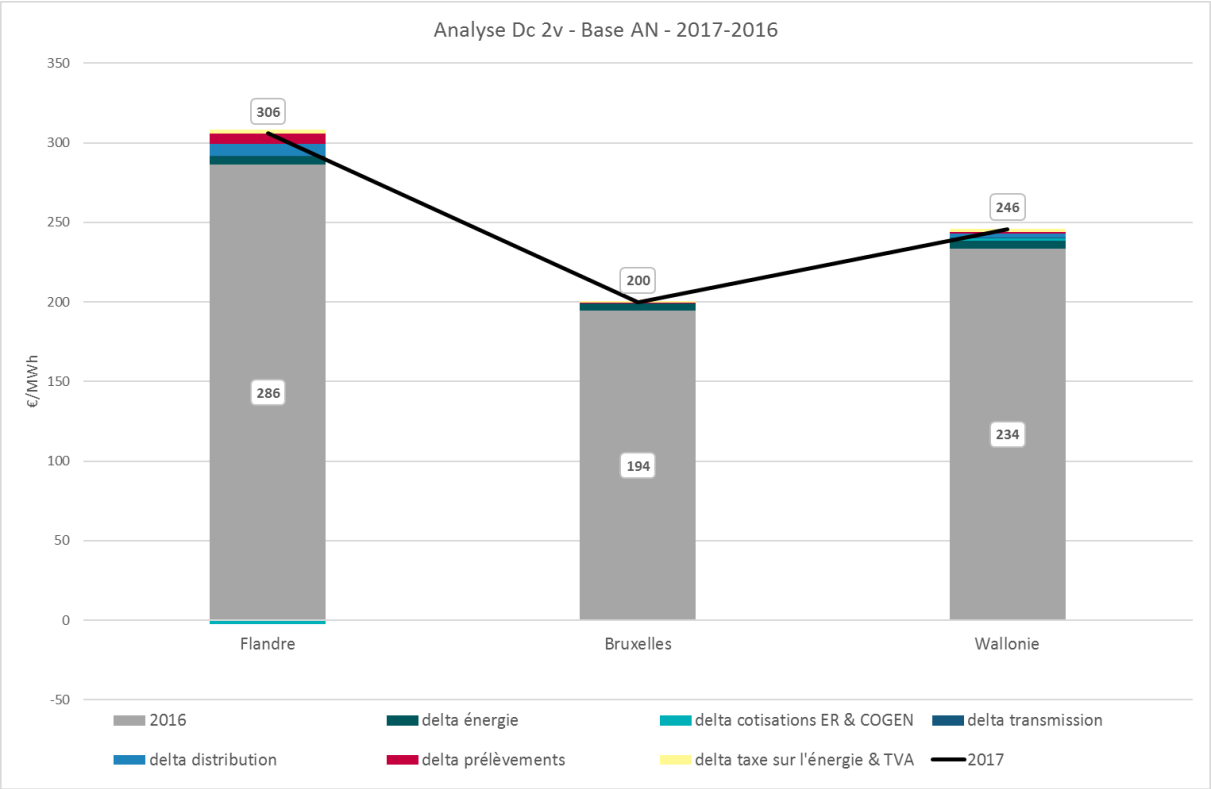
5.2. EVOLUTION 2016-2017

5.2.1. Electricité

5.2.1.1. Clients résidentiels (Dc - compteur bi-horaire)

209. Le prix au consommateur final (moyenne sur tous les gestionnaires de réseau de distribution et fournisseurs) a augmenté entre 2016 et 2017 de 5,81 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après.

Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type Dc (bihoraire) est illustré à titre d'exemple, par région, dans le graphique ci-après. Le prix all-in de 2016 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au tarif all-in de 2017.



210. Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de 19,47 €/MWh en Flandre, de 12,23 €/MWh en Wallonie et de 5,51 €/MWh à Bruxelles[106]. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, les cotisations énergie renouvelable et cogénération, le tarif du réseau de distribution, les taxes publiques et la composante taxe énergie et TVA.

5.2.1.1.1. Evolution du prix de l'énergie

211. Le prix de l'énergie augmente en moyenne de 4,88 €/MWh en Flandre et en Wallonie, et de 4,50 €/MWh à Bruxelles[107]. La plupart des fournisseurs ne procèdent pas à une fixation régionale des prix (dans cet échantillon, seul Lampiris applique des prix différents pour la région de Bruxelles-Capitale et ce jusqu'au mois de juin 2016 inclus, ensuite le prix de l'énergie est identique pour les trois régions). . Cette évolution du prix de la composante énergie est en grande partie due à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie.

5.2.1.1.2. Evolution de la contribution énergie renouvelable et cogénération

212. La contribution énergie renouvelable et cogénération a augmenté à la suite de la hausse des quotas imposés. Vu que l'énergie renouvelable est une compétence régionale et que les quotas sont, dès lors, fixés par région, la hausse diverge d'une région à l'autre. La contribution a ainsi diminué en moyenne de 2,37 €/MWh en Flandre at augmenté de 1,18 €/MWh en Wallonie et de 0,32 €/MWh à Bruxelles[108].

5.2.1.1.3. Evolution du tarif de réseau de distribution

213. Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 7,70 €/MWh (26,95 €/an) en Flandre, de 2,35 €/MWh (8,22 €/an) en Wallonie et a diminué de 0,58 €/MWh (-2,03 €/an) à Bruxelles.

5.2.1.1.4. Evolution des prélèvements publics

214. Par rapport à 2016, les prélèvements publics ont augmenté de 6,46 €/MWh (22,61 €/an) en Flandre. En 2015, la Flandre a introduit une nouvelle taxe destinée à financer le Fonds Énergie à concurrence de 0,34 €/mois; en mars 2016, ce prélèvement a été modifié en un prélèvement annuel de 100 € pour une consommation jusqu'à 5 MWh. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 1,02 €/MWh (3,57 €/an) et à Bruxelles de 0,25 €/MWh (0,88 €/an).

[106] Etant donné qu'un client Dc a une consommation annuelle de 3.500kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 68,13 €/an en Flandre, 42,80 €/an en Wallonie et 19,27 €/an à Bruxelles.

[107] Étant donné qu'un client Dc a une consommation annuelle de 3.500 kWh, cela représente, sur base annuelle, une augmentation de 17,08 €/an en Flandre,de 17,08 €/an en Wallonie et 15,74 €/an à Bruxelles.

[108] Etant donné qu'un client Dc a une consommation annuelle de 3.500kWh, cela représente, sur base annuelle, une diminution de 8,28 €/an en Flandre et une augmentation de 4,13 EUR/an en Wallonie et de 1,13 EUR/an à Bruxelles.

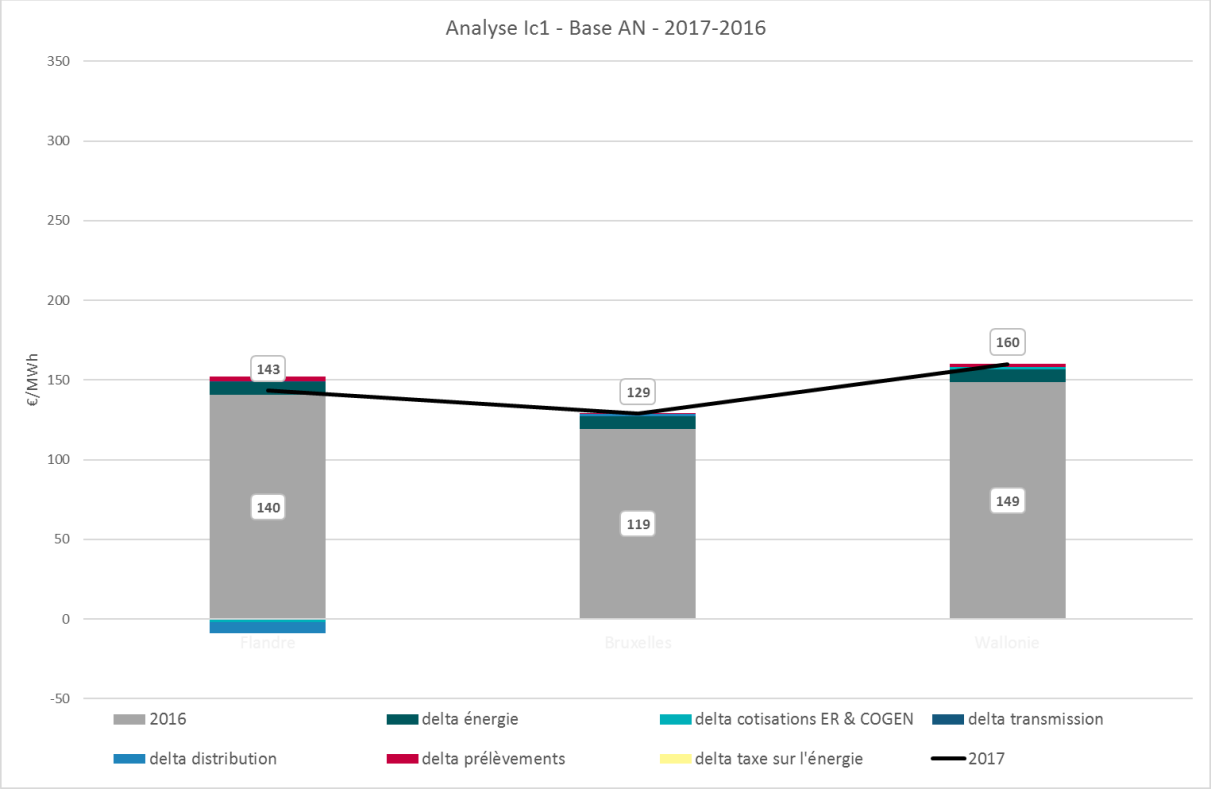
5.2.1.1.5. Evolution de la taxe énergie et la TVA

215. La taxe énergie et la TVA ont augmenté de 2,35 €/MWh (8,22 €/an) en Flandre, de 2,07 €/MWh (7,23 €/an) en Wallonie et de 0,90 €/MWh (3,14 €/an) à Bruxelles.

5.2.1.2. <u>Clients professionnels (Ic1)</u>

216. Le prix au consommateur final (moyenne de tous les gestionnaires de réseau de distribution et fournisseurs) a augmenté entre décembre 2015 et décembre 2016 de 4,89 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après.

Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type Ic1 est illustré, à titre d'exemple, par région dans le graphique ci-dessous. Le prix all-in de 2016 constitue la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'obtenir ainsi le tarif all-in de 2017.



217. Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de 2,88 €/MWh en Flandre, de 11,52 €/MWh en Wallonie et de 9,27 €/MWh à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif du réseau de distribution, la cogénération ainsi que les prélèvements publics.

5.2.1.2.1. Evolution du prix de l'énergie

218. Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 8,13 €/MWh en Flandre et en Wallonie et de 7,75 €/MWh à Bruxelles (à Bruxelles, la tarification différenciée de Lampiris pour les diverses régions a pris fin à juillet 2016). L'évolution est toutefois différente par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs.

5.2.1.2.2. Evolution du tarif de réseau de distribution

219. Le tarif de réseau de distribution a diminué de 6,70 €/MWh (-1.072,71 €/an) en Flandre et augmenté de 0,22 €/MWh (34,65 €/an) en Wallonie et de 1,16 €/MWh (185,54 €/an) à Bruxelles.

5.2.1.2.3. Evolution des prélèvements publics

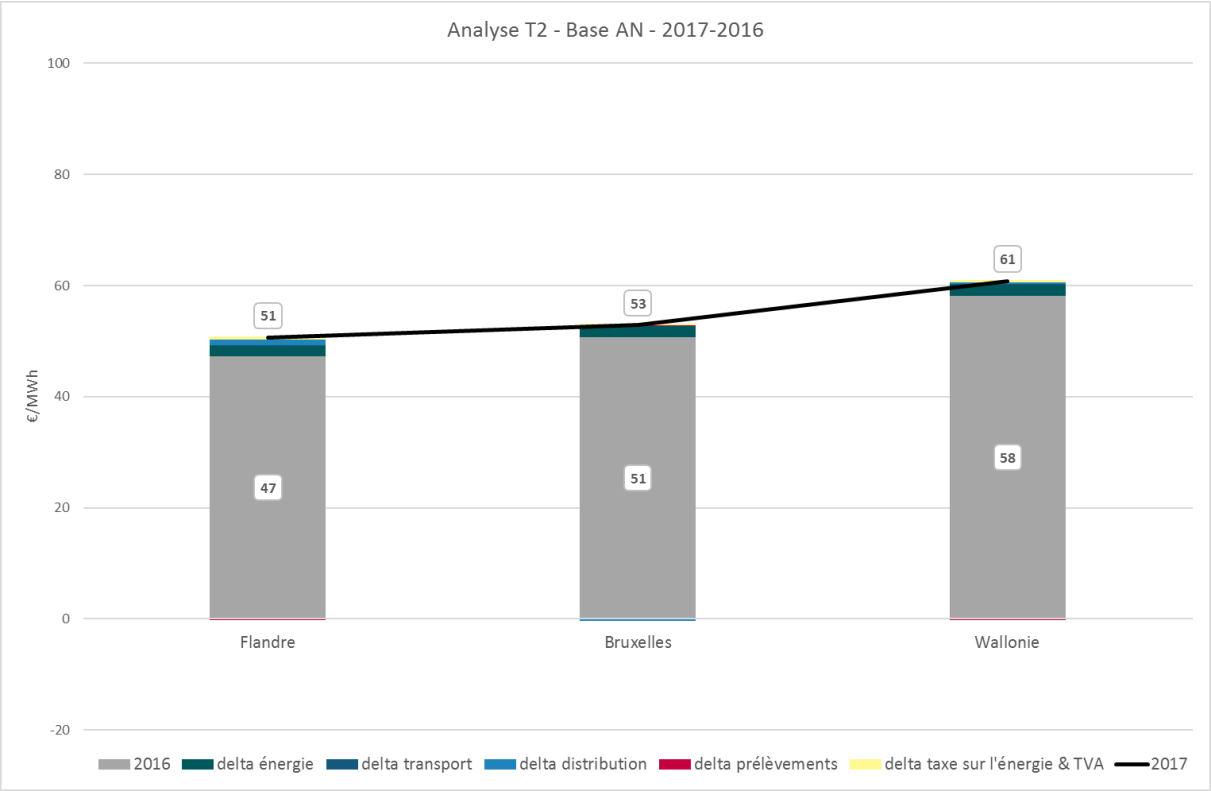
220. Par rapport à 2016, les prélèvements publics ont augmenté de 3,00 €/MWh en Flandre, ce qui s'explique par les mêmes raisons que pour un client Dc. La principale cause de cette augmentation en Flandre est la réforme du prélèvement visant à financer le fonds énergie en un prélèvement annuel de 1 850 € pour une consommation comprise entre 100 MWh et 500 MWh. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 1,85 €/MWh et, à Bruxelles, de 0,25 €/MWh.

5.2.2. Gaz naturel

5.2.2.1. <u>Clients résidentiels (T2)</u>

221. Le prix au consommateur final (moyenne de tous les gestionnaires de réseau de distribution et fournisseurs) a diminué entre2016 et 2017 de 5,70 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après.

Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type T2 est illustré, à titre d'exemple, par région dans le graphique ci-dessous. Le prix all-in de 2016 constitue la base de départ. Les différences dans toutes les composantes sont illustrées afin d'obtenir ainsi le tarif all-in de 2017.



222. Le prix facturé au consommateur final a augmenté en moyenne de 3,38 €/MWh en Flandre, de 2,66 €/MWh en Wallonie et de 2,12 €/MWh à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent principalement par le prix de l'énergie.

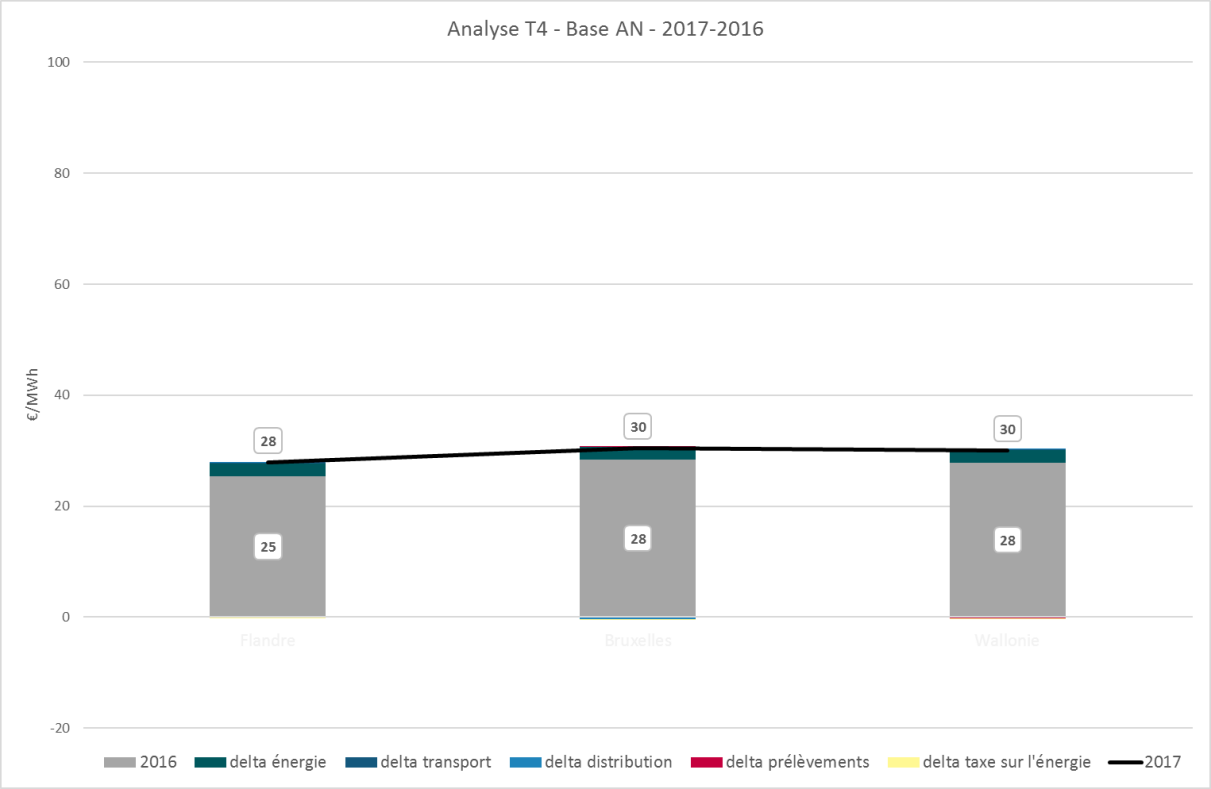
5.2.2.1.1. Évolution du prix de l'énergie

223. Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 1,95 €/MWh en 2017 par rapport à 2016. L'évolution dépend toutefois du fournisseur. L'évolution des paramètres d'indexation est à l'origine de cette évolution.

5.2.2.2. <u>Clients industriels (T4)</u>

224. Le prix au consommateur final (moyenne de tous les gestionnaires de réseau de distribution et fournisseurs) a augmenté entre 2016 et 2017 de 8,41 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après.

Afin de pouvoir commenter les évolutions par composante tarifaire, un client type T4 est illustré, à titre d'exemple, par région dans le graphique ci-dessous. Le prix all-in de 2016 constitue la base de départ. Les différences dans toutes les composantes sont illustrées afin d'obtenir ainsi le tarif all-in de 2017.



225. Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté en moyenne de 2,42 €/MWh en Flandre, de 2,10 €/MWh en Wallonie et de 2,03 €/MWh à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent principalement par le prix de l'énergie.

5.2.2.2.1. Évolution du prix de l'énergie

226. Le prix de l'énergie a augmenté, en moyenne, de 2,25 €/MWh en 2017 par rapport à 2016. L'évolution dépend toutefois du fournisseur. L'évolution des paramètres d'indexation est à l'origine de cette évolution.

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

Laurent JACQUET
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

ANNEXE 1

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

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

Prix de l'énergie

Il s'agit du prix de l'énergie, hors cotisations pour l'énergie renouvelable et la cogénération, taxe sur l'énergie et TVA. À la demande de la CREG, ENGIE-Electrabel, Luminus, Essent, Nuon/Eni et Lampiris ont transmis leurs fiches tarifaires. Le tableau suivant donne un aperçu des tarifs utilisés par fournisseur et par client type.

Tarif par type de clients	Dc	Ic	Ic1
ELECTRABEL	Electrabel EnergyPlus / Easy indexé	Electrabel Expert basse tension / Direct / EazyBiz	Electrabel Expert moyenne tension / Direct / EazyBiz
LUMINUS	Luminus Actif / Actif+	Luminus Optimum Pro basse tension / Business budget flex 2 ans	Luminus Optimum Pro moyenne tension / Business budget flex 2 ans
ESSENT	Essent vert variable / vert fixe 1 an	Essent fixe / vert fixe 1 an	cfr Ic
NUON/ENI	Nuon Confort / Confort 3 ans / ENI relax 3 ans / Plus	Nuon basse tension / ENI basse tension	Nuon moyenne tension / ENI moyenne tension
LAMPIRIS	Lampiris énergie vert / ZEN / Top	cfr Dc	cfr Dc

L'étude se base sur les suppositions suivantes :

- Les calculs de prix de l'énergie se basent sur des formules tarifaires mensuelles, qui, en cas d'un produit avec un prix de l'énergie variable, sont indexées sur la base des paramètres d'indexation applicables pour le mois en cours.
- Pour ENGIE-Electrabel:
  - à partir de mi-mai 2013, Electrabel n'offre plus le tarif «EnergyPlus» pour le client type Dc. Celui-ci est remplacé par le tarif «Easy Indexé».
  - à partir de 2011, Electrabel n'offre plus le tarif «Expert» pour les clients professionnels. Celui-ci est remplacé par le tarif «Direct» qui est le même tant pour le client type Ic que Ic1.
  - à partir de décembre 2016, le tarif « Direct » est remplacé par le tarif « EasyBiz » tant pour le client type Ic que Ic1.
- Pour Luminus:
  - à partir de janvier 2013, Luminus Actif+ devient le tarif de référence au lieu de Luminus Actif.
  - à partir de juillet 2014, Luminus Optimum pro BT et MT est remplacé par Luminus Business Budget flex 2 ans.

- Pour Essent:
    - à partir d'août 2011, Essent passe à un produit fixe comme tarif de référence pour un client Dc.
    - le tarif du client Ic est appliqué au client type Ic1.
- Pour Nuon/Eni:
    - le tarif Nuon Confort de mai 2007 a également été appliqué à la période de janvier-avril 2007.
    - à partir de janvier 2010, Nuon Confort 3 ans devient le tarif de référence au lieu de Nuon Confort.
    - à partir du dernier trimestre 2012, ENI Relax 3 ans devient le tarif de référence au lieu de Nuon Confort 3 ans; ENI Relax 3 ans est un produit avec un prix de l'énergie fix qui n'est plus dépendant d'un paramètre d'indexation.
    - à partir de juin 2016, ENI Plus est le tarif de référence ; ENI Plus est un produit dont le prix de l'énergie fixe ne dépend pas d'un paramètre d'indexation.
- Pour Lampiris:
    - le même tarif est repris pour tous les clients types (Dc, Ic et Ic1).
    - Lampiris, à partir du mois de septembre 2013, applique des tarifs différenciés pour les trois régions. Jusqu'alors, seule Bruxelles avait un tarif différent des autres régions depuis février 2013.
    - à partir d'octobre 2014, Lampiris change de nom de contrat pour Lampiris ZEN.
    - depuis octobre 2015, Lampiris ZEN est remplacé par Lampiris Top, également un produit avec un prix de l'énergie fixe.
    - depuis juillet 2016, Lampiris n'applique plus de tarifs différenciés selon les régions.

Contributions énergie renouvelable et cogénération

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

- seul ENGIE-Electrabel a fourni des contributions spécifiques pour les clients professionnels depuis le début. À partir de 2010, ENGIE-Electrabel impute un pourcentage plus élevé d'amendes pour les clients professionnels que pour les clients résidentiels[109];
- pour les autres fournisseurs, nous reprenons les mêmes contributions pour les clients résidentiels et professionnels jusqu'en juillet 2012. A partir du mois d'août 2012, les autres fournisseurs, excepté Lampiris, nous ont transmis également des contributions spécifiques pour les clients professionnels.

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

Transport (hors prélèvements publics)

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

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

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

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

Distribution (hors prélèvements publics)

Il s'agit en l'occurrence des tarifs du réseau de distribution tels qu'approuvés par les régulateurs régionaux, hors prélèvements publics. Afin d'améliorer la comparabilité des tarifs du réseau de distribution entre les régions, la redevance de voirie[110] et la taxe de voirie[111] ont été déduites du tarif de gestion du système pour être à nouveau reprises comme prélèvements publics (voir ci-après).

Le tarif du réseau de distribution comporte les composantes suivantes:

- Distribution – services auxiliaires

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

- Distribution – obligations de service public

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

[110] Ceci est d'application en Région wallonne.
[111] Ceci est d'application dans la Région de Bruxelles-Capitale.

- Distribution – excédent/déficit reporté

  Il s'agit de la différence entre:

  - les tarifs du réseau de distribution tels qu'approuvés par le régulateur et appliqués par les gestionnaires de réseau de distribution;
  - les tarifs du réseau de distribution estimés après élimination des excédents/déficits des exercices précédents (en conséquence des décisions bonus/malus prises par le régulateur).

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

- Distribution – hors prélèvements publics, services auxiliaires, obligations de service public et excédent/déficit reporté

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

Prélèvements publics

Ce poste comporte les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires.

Par le biais des fournisseurs:

- la redevance de raccordement (uniquement en Wallonie);
- la cotisation destinée au financement des obligations de service public (uniquement à Bruxelles);
- la cotisation pour le Fonds d'énergie, une surcharge électricité – introduite par la Région Flamande à partir de janvier 2015- facturée aux clients sur le réseau de distribution et le réseau de transport local (uniquement en Flandre).

Par le biais du tarif de réseau de transport:

- la surcharge pour le financement des mesures visant à favoriser l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre;
- la surcharge pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore (fédéral);
- la surcharge pour le raccordement des installations pour la production de l'énergie renouvelable en Flandre;
- la surcharge pour le financement des mesures de soutien à l'énergie renouvelable en Wallonie;
- la surcharge pour le financement de la réserve stratégique, introduite depuis 2015 (fédéral);
- la surcharge pour l'utilisation du domaine public en Wallonie;
- la surcharge taxe de voirie (en Région de Bruxelles-Capitale;
- la surcharge pour le financement des certificats verts (fédéral);

- la surcharge pour les taxes « pylônes » et « tranchées » en Flandre ;
- la cotisation fédérale.

Par le biais du tarif de réseau de distribution:

- les autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux (taxe de voirie et impôt des sociétés[112] (en Région de Bruxelles-Capitale));
- l'impôt des sociétés (en Wallonie);
- la taxe Elia (pour tous les gestionnaires de réseau de distribution flamands jusqu'en 2008 inclus).

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

Taxe sur l'énergie et TVA

Pour les clients résidentiels

- La taxe sur l'énergie s'élève à 0,19088 c€/kWh pour la basse tension depuis août 2013 (0,1634 c€/kWh en juillet 2003).
- En 2015, la taxe sur l'énergie a augmenté légèrement par rapport à l'année précédente (0,19140 c€/kWh). En 2016, la taxe sur l'énergie s'est élevée à 0,19261 c€/kWh.
- La TVA de 21 % a été appliquée à toutes les composantes jusqu'au 31 mars 2014, sauf à la redevance de raccordement en Région wallonne, dont les montants ne sont pas soumis à la TVA.
- La TVA de 6 % a été appliquée à toutes les composantes depuis le 1 avril 2014, sauf à la cotisation fédérale et à la redevance de raccordement en Région wallonne, dont les montants ne sont pas soumis à la TVA. Les KWh gratuits restent eux soumis à 21 % jusqu'au fin de l'année.
- La TVA de 21 % a été appliquée à toutes les composantes depuis le 1 septembre 2015, sauf à la cotisation fédérale, à la redevance de raccordement en Région wallonne et le prélèvement visant à financer le fonds énergie en Flandre, dont les montants ne sont pas soumis à la TVA. Les kWh gratuits restent eux soumis à 6 % jusqu'à la fin de l'année 2015.

Pour les clients professionnels

- La taxe sur l'énergie s'élève à:
  - 0,19261 c€/kWh pour la basse tension (2016 et 2017) (2015 : 0,19140 c€/kWh) (auparavant: 0,19088 c€/kWh pour la basse tension et en juillet 2003 0,1634 c€/kWh)h;
  - 0,00 c€/kWh pour la haute tension (fixé comme étant > 1 kV).
- Il n'a pas été tenu compte de la TVA déductible lors du calcul du prix final au consommateur.

[112] En Flandre, ceci est compté par le biais des tarifs de réseau de distribution, plus précisément par le biais du tarif de l'utilisation du réseau; en Wallonie, ceci est rapporté comme un prélèvement public distinct.

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

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

Prix de l'énergie

Il s'agit du prix de l'énergie, hors taxe sur l'énergie et TVA. A la demande de la CREG, ENGIE-Electrabel, Luminus, Essent, Nuon/Eni et Lampiris ont transmis leurs fiches tarifaires. Le tableau suivant fournit un aperçu des tarifs utilisés par fournisseur et client type.

Tarif par type de clients	T2	T4
ELECTRABEL	Electrabel EnergyPlus (GAS 30/GAS1000) / Easy indexé	Electrabel Expert (ECS 4000) / Direct / EazyBiz
LUMINUS	Luminus Actief / Actief+	Luminus Optimum Pro / Business budget flex 2 ans
ESSENT	Essent gaz naturel variable (Essent 30) / Eco / Variable 1 an	Essent gaz naturel variable (Essent 400) / Eco / Variable 1 an
NUON/ENI	Nuon gaz naturel / ENI gaz naturel 1 an / Relax gaz 3 ans / Plus	Nuon gaz naturel / ENI gaz naturel
LAMPIRIS	Lampiris gaz naturel / ZEN / Top	cfr T2

Les suppositions suivantes ont été reprises dans l'étude:

- ENGIE-Electrabel et Nuon/Eni ont fourni des formules spécifiques pour un client type T4. Les autres fournisseurs n'ont pas transmis de fiches tarifaires ou formules tarifaires pour ce client. Pour ces derniers, nous avons repris le tarif d'un client type T3.
- Les calculs de prix de l'énergie se basent sur des formules tarifaires mensuelles, qui, en cas d'un produit avec un prix de l'énergie variable, sont indexées sur la base des paramètres d'indexation applicables pour le mois en cours.
- Pour ENGIE-Electrabel:
    - à partir de 2011, Electrabel ne propose plus le tarif «Expert» pour les professionnels. Celui-ci est remplacé par le tarif «Direct».
    - à partir de décembre 2016, le tarif « Direct » est remplacé par le tarif « EasyBiz ».
- Pour Luminus:
    - à partir de janvier 2013, Luminus Actif+ est le tarif de référence au lieu de Luminus Actif.
    - à partir de juillet 2014, Luminus Optimum pro est remplacé par Luminus Business Budget flex 2 ans.
- Pour Essent:
    - à partir d'octobre 2010, Essent Eco est le tarif de référence au lieu d'Essent Gaz naturel Variable.
    - à partir d'octobre 2011, Essent Eco est remplacé par Essent Variable 1 an.

- Pour Nuon/Eni:
    - le tarif Nuon Gaz de mai 2007 a également été appliqué pour la période de janvier-avril 2007.
    - à partir de novembre 2012, ENI gaz naturel 1 an est le tarif de référence au lieu de Nuon Gaz;
    - à partir de janvier 2013, ENI Relax gaz 3 ans est le tarif de référence au lieu de ENI gaz naturel 1 an; ENI Relax Gaz 3 ans est un produit avec un prix de l'énergie fixe qui n'est plus dépendant d'un paramètre d'indexation.
    - à partir de juin 2016, ENI Plus est le tarif de référence ; ENI Plus est un produit dont le prix de l'énergie fixe ne dépend pas d'un paramètre d'indexation.
- Pour Lampiris:
    - le même tarif est repris pour tous les clients types (T2 et T4).
    - à partir d'octobre 2014, Lampiris ZEN est le tarif de référence au lieu de Lampiris gaz.
    - à partir d'octobre 2015, Lampiris ZEN est remplacé par Lampiris Top, également un produit avec un prix de l'énergie fixe.

Transport

Dans le passé[113], les tarifs du réseau de transport de gaz étaient repris dans le prix de l'énergie sur les fiches tarifaires des fournisseurs. Ils sont exprimés en c€/kWh. Les tarifs du réseau de transport approuvés par la CREG sont cependant exprimés en €/m³/h/an. Une estimation du prix de transport par client type et par an est donc effectuée. Contrairement à l'électricité, les règles suivantes s'appliquent au tarif du réseau de transport du gaz:

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

Distribution

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

Le tarif du réseau de distribution comporte les composantes suivantes:

- Distribution – obligations de service public

  Cette composante reflète la partie des tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) pour les obligations de service public (OSP) imposées par l'autorité régionale. Elle a été calculée d'après la différence entre les tarifs du réseau de distribution (hors prélèvements publics) tels qu'approuvés par le régulateur et appliqués par les

[113] En cours de 2015, le tarif du réseau de transport est mentionné séparément aux fiches tarifaires et le prix n'est plus repris dans le prix de l'énergie.

gestionnaires de réseau de distribution et les tarifs du réseau de distribution estimés après élimination des frais des obligations de service public.

- Distribution – excédent/déficit reporté

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

- Distribution – hors excédent/déficit reporté et obligations de service public

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

Prélèvements publics

Ce poste comprend les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires.

€/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	01/2012-03/2012	04/2012-12/2012	2013	01/2014-08/2014	09/2014-12/2014	2015	2016	2016
cotisation fédérale	0,1100	0,1200	0,1500	0,1500	0,1500	0,1300	0,1200	0,1400	0,1479	0,1437	0,0000	0,2358	0,1711
surcharge clients protégés	0,0900	0,1600	0,2400	0,1800	0,3500	0,6100	0,5300	0,3400	0,2499	0,5269	0,0000	0,3951	0,3961
surcharge pour le financement de l'OSP (uniquement à Bruxelles)						8,3967	8,3967	8,6364	8,7603	8,7603	8,7600	8,8100	8,9900
indemnité de raccordement (uniquement en Wallonie)	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750
l'impôt sur les sociétés et les personnes morales; les autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux	différent selon le gestionnaire du réseau de distribution												

Taxe sur l'énergie et TVA

La «taxe sur l'énergie» s'élève à:

- 0,9978 €/MWh (2015 : 0,9917 €/MWh ; auparavant: 0,9889 €/MWh) pour les clients T1 à T3;
- 0,9978 €/MWh (2015 : 0,9917 €/MWh ; auparavant: 0,9889 €/MWh et pour la période 2007-2009 0,3640 €/MWh) pour les clients T4.

La TVA de 21 % a été appliquée à toutes les composantes, hormis la cotisation fédérale, la surcharge clients protégés et la redevance de raccordement wallonne, dont les montants ne sont pas soumis à la TVA. Pour les clients professionnels, il n'a pas été tenu compte de la TVA déductible lors du calcul du prix final au consommateur.

ANNEXE 2

ELECTRICITE - brève analyse de l'importance des différentes mesures de promotion de l'énergie verte, dans les différentes régions de Belgique

Les graphiques ci-dessous (en €/MWh) rendent compte de l'évolution, durant ces deux dernières années (2015, 2016 et 2017), des mesures prises en vue de promouvoir l'énergie verte dans les différentes régions de Belgique. Pour ce faire, la méthode suivante a été utilisée :

- sur la base des 5 fournisseurs retenus dans le cadre de cette étude, une moyenne a été réalisée :
    - de la contribution énergie renouvelable ;
    - de la contribution cogénération (uniquement en Flandre) ;
- sur la base des gestionnaires de réseau de distribution retenus - pour chaque région - dans le cadre de cette étude, une moyenne a été réalisée :
    - du tarif OSP[114] ;
    - de la surcharge visant à financer le raccordement des parcs éoliens offshore ;
    - de la surcharge certificats verts ;
    - de la surcharge visant à financer les mesures de soutien à l'énergie renouvelable (uniquement en Wallonie)
    - de la surcharge liée au raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable (uniquement en Flandre)
    - de la surcharge visant à financer les mesures de promotion d'une utilisation rationnelle de l'énergie (uniquement en Flandre) ;
- en Flandre, le prélèvement visant à financer le fonds énergie[115] a également été prise en compte ;
- par ailleurs, une ligne a été ajoutée pour retracer l'évolution du montant moyen total facturé par les 5 fournisseurs dans chaque région.

[114] Ce tarif comprend davantage que les seuls coûts liés aux mesures de promotion de l'énergie verte et diffère selon les régions. Etant donné que la répartition exacte des différentes composantes du tarif n'était pas disponible au moment de l'analyse, il convient de tenir compte d'une marge d'erreur !
- En Flandre, cela comporte les coûts relatifs à l'utilisation rationnelle de l'énergie, les coûts liés à l'obligation d'achat des certificats verts et de cogénération, les coûts liés à l'éclairage public, les coûts relatifs aux 100 kWh gratuits (jusqu'en 2015) et les coûts relatifs à l'installation de compteurs à budget et à la fourniture des clients droppés.
- En Wallonie, cela comporte les coûts liés à l'éclairage public, les coûts relatifs à l'installation de compteurs à budget et à la fourniture des clients droppés, ainsi que les coûts de gestion des clients protégés.
- A Bruxelles, cela comporte les coûts relatifs à l'utilisation rationnelle de l'énergie, les coûts de gestion des clients protégés et les coûts du service de médiation.

[115] En pratique, le produit de la cotisation du fonds énergie est consacré non seulement au financement de mesures de promotion de l'énergie verte (projets en matière de chaleur verte et réduction des dettes liées aux certificats verts) mais aussi au financement de la VREG. Dans le cas présent, il convient donc de tenir compte également d'une certaine marge d'erreur (part de la cotisation utilisée pour le financement de la VREG)!

Les principales constatations ayant pu être dégagées concernant l'importance des mesures de promotion de l'énergie verte, sont les suivantes :

- les clients de type Dc en Flandre (37,34 %) sont ceux pour qui les mesures de promotion de l'énergie verte sont les plus importantes par rapport à leur facture moyenne totale ; la CREG constate en outre une évolution à la hausse de 2015 à 2016, due notamment à la réforme importante, en mars 2016, du prélèvement visant à financer le fonds énergie (voir point 3.6.2 pour plus d'explications) ; cette proportion est restée quasiment stable en 2017.
- en Flandre, la part des mesures de promotion de l'énergie verte dans la facture moyenne totale évolue davantage à la hausse pour les clients de type Ic1 (augmentation de 10,19 %) que pour les clients de type Dc (augmentation de 1,30 %) ; cette évolution résulte principalement de la réforme importante, en mars 2016, du prélèvement visant à financer le fonds énergie (voir point 3.6.2 pour plus d'explications) ;
- à Bruxelles et en Wallonie, la part des mesures de promotion de l'énergie verte dans la facture moyenne totale est bien moindre et s'élève respectivement à 9,08 % (clients de type Dc) et à 10,31 % (clients de type Ic1) à Bruxelles, et à 20,83 % (clients de type Dc) et à 26,40 % (clients de type Ic1) en Wallonie.
- à Bruxelles et en Wallonie, la part des mesures de promotion de l'énergie verte dans la facture moyenne totale a très légèrement diminué, tant pour les clients de type Dc que pour les clients de type Ic1.

Tableau i : part des mesures de promotion de l'énergie verte dans la facture moyenne totale d'un client de type Dc

Evolution mesures "énergie verte"	Flandre - % mesures énergie verte vàv Tot Facture	Bruxelles - % mesures énergie verte vàv Tot Facture	Wallonie - % mesures énergie verte vàv Tot Facture
2015	36,07%	10,11%	21,75%
2016	37,37%	10,44%	21,45%
2017	37,34%	9,08%	20,83%

Graphique ii : évolution des mesures de promotion de l'énergie verte pour un client de type Dc

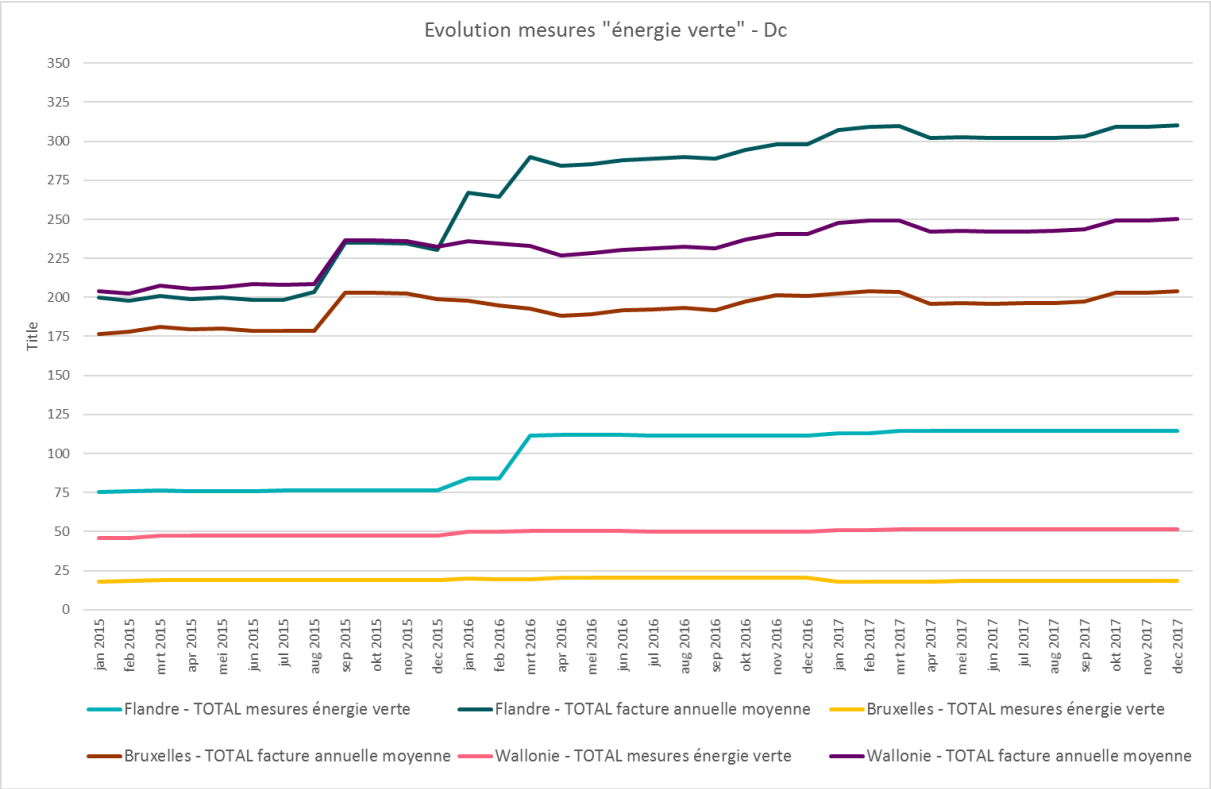
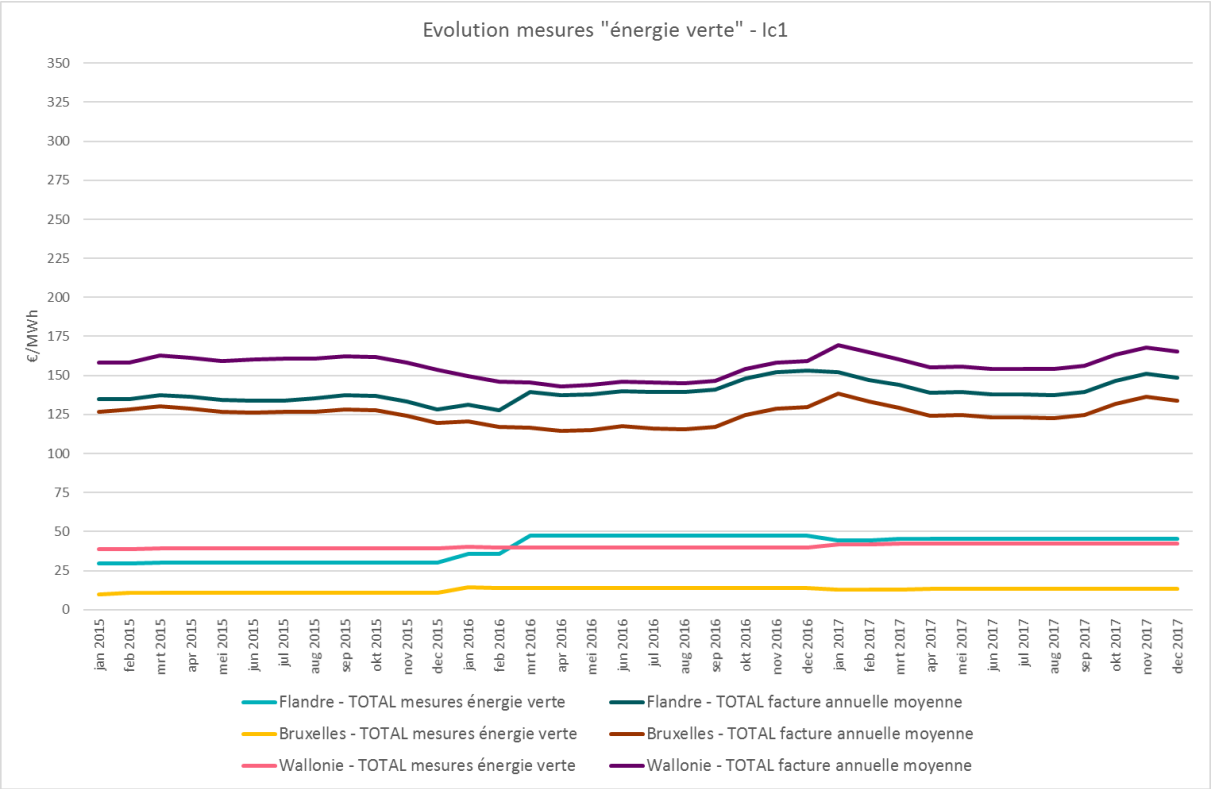


Tableau iii : part des mesures de promotion de l'énergie verte dans la facture moyenne totale d'un client de type Ic1

Evolution mesures "énergie verte"	Flandre - % mesures énergie verte vàv Tot Facture	Bruxelles - % mesures énergie verte vàv Tot Facture	Wallonie - % mesures énergie verte vàv Tot Facture
2015	22,17%	8,41%	24,53%
2016	32,36%	11,74%	26,67%
2017	31,64%	10,31%	26,40%

Graphique iv : évolution des mesures de promotion de l'énergie verte pour un client de type Ic1