



---

**COMMISSION WALLONNE POUR L'ENERGIE**

**ETUDE**

CD-16j19-CWaPE-0016

*sur*

*'la possibilité d'harmoniser progressivement les tarifs de distribution et le coût des obligations de service public et les prélèvements publics régionaux en visant à rationaliser les coûts et à préserver les investissements sur l'ensemble du territoire'*

*rendue en application de l'article 43, § 2 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité*

*Le 24 octobre 2016*

---

## Table des matières

<b>1. Introduction</b> .....	3
<b>2. Contexte légal</b> .....	4
<b>3. La structure tarifaire actuelle et la fixation des tarifs</b> .....	6
3.1 Les tarifs non-périodiques .....	6
3.2 Les tarifs périodiques .....	6
3.2.1 Les tarifs périodiques de prélèvement.....	7
3.2.2 Les tarifs périodiques d'injection .....	7
3.2.3 Les tarifs de transport (uniquement électricité) .....	8
<b>4. Analyse du potentiel de péréquation/uniformisation/harmonisation par catégorie de tarif</b> ..	10
4.1 Les tarifs non-périodiques .....	11
4.2 Les tarifs de transport (électricité) .....	11
4.3 Les tarifs périodiques d'injection .....	14
4.4 Les tarifs périodiques de prélèvement – composante OSP .....	16
4.5 Les tarifs périodiques de prélèvement – autres composantes .....	19
<b>5. Coût et calendrier de mise en œuvre</b> .....	21
<b>6. Aspects législatifs</b> .....	22
<b>7. Impacts sur la facture du consommateur</b> .....	23
<b>8. Conclusion</b> .....	30
<b>9. Annexe</b> .....	32

## 1. Introduction

En date du 8 septembre 2015, le Ministre wallon de l'énergie a demandé à la CWaPE de mener une étude sur la possibilité d'harmoniser progressivement les tarifs de distribution (*il faut comprendre également la composante transport électricité reprise au niveau de la distribution par le phénomène de cascade tarifaire*) et le coût des obligations de service public et des prélèvements publics régionaux en visant à rationaliser les coûts et à préserver les investissements sur l'ensemble du territoire. Le Ministre demande à ce qu'une consultation des gestionnaires de réseaux soit réalisée. Cette dernière a eu lieu en date du 26 septembre 2016. Le rapport de consultation est annexé au présent document (Annexe 1).

L'harmonisation des tarifs peut être comprise de différentes manières et c'est la raison pour laquelle la CWaPE souhaite préciser les termes qui seront utilisés dans cette étude :

- La CWaPE entend par « **péréquation tarifaire** » la fixation d'un tarif ou d'une grille tarifaire identique pour l'ensemble des GRD, accompagnée d'un mécanisme de compensation des coûts **inter**-GRD.
- La CWaPE entend par « **uniformisation tarifaire** » la fixation d'un tarif ou d'une grille tarifaire identique pour l'ensemble des GRD, accompagnée d'un mécanisme de compensation des coûts **intra**-GRD.
- La CWaPE entend par « **harmonisation tarifaire** » la fixation de règles précises d'affectation des charges et produits aux différents tarifs et/ou la fixation d'une structure tarifaire identique pour l'ensemble des GRD, et cela, sans alignement des tarifs.

La présente note adresse ces 3 terminologies.

## 2. Contexte légal

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2014, la CWaPE est l'autorité de régulation compétente pour le contrôle des prix de la distribution publique du gaz et de l'électricité. C'est en cette qualité qu'elle définit la méthodologie qui doit être suivie par les gestionnaires de réseaux de distribution pour établir leurs tarifs. La CWaPE a également pour mission de contrôler la bonne application de cette méthodologie et, plus largement, les tarifs de distribution. La CWaPE exerce sa compétence tarifaire dans le respect du cadre réglementaire en vigueur. Ce cadre réglementaire est détaillé ci-après.

La directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (ci-après « la directive électricité ») impose aux autorités de régulation de **veiller à ce que les tarifs soient non discriminatoires et reflètent les coûts** : « [...] Dans l'exécution de ces tâches, les autorités de régulation nationales devraient veiller à ce que les tarifs de transport et de distribution soient non discriminatoires et reflètent les coûts, et devraient tenir compte des coûts de réseau marginaux évités à long terme grâce à la production distribuée et aux mesures de gestion de la demande » (considérant 36 de la directive électricité). La directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE (ci-après « la directive gaz ») prévoit les mêmes principes en son considérant 32.

L'article 36, d) de la directive électricité fixe comme objectifs généraux aux autorités de régulation de « *contribuer à assurer, de la manière la plus avantageuse par rapport au coût, la mise en place de réseaux non discriminatoires qui soient sûrs, fiables, performants et axés sur les consommateurs, et promouvoir l'adéquation des réseaux et, conformément aux objectifs généraux de politique énergétique, l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production d'électricité, à grande ou à petite échelle, à partir de sources d'énergie renouvelables et de la production distribuée, tant dans les réseaux de transport que dans ceux de distribution* ». L'article 40, d) de la directive gaz susvisée énonce la même règle.

En droit wallon, l'article 12bis de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (auquel renvoie l'article 14 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité) prévoit que « **les tarifs sont non discriminatoires et proportionnés. Ils respectent une allocation transparente des coûts** » (article 12bis, §5, 6° de la loi du 29 avril 1999). En gaz, l'article 15/5ter, §5, 6° de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (rendu applicable par l'article 14 du décret du 12 avril 2001) contient la même disposition.

Le Décret « Tarification », approuvé en 3<sup>ème</sup> lecture au Gouvernement wallon, devrait être la base légale régionale qui encadrera la compétence tarifaire de la CWaPE au plus tôt à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Ce texte, bien que non-encore définitif, reprend plusieurs dispositions similaires à celles citées ci-dessus, à savoir notamment que les tarifs doivent être non-discriminatoires et qu'ils doivent refléter la structure des coûts de réseaux.

Le rôle du régulateur est donc de veiller à ce qu'un certain équilibre soit respecté entre non-discrimination et réflectivité des coûts, équilibre qui peut s'avérer difficile à établir puisque ces deux principes peuvent paraître par moment contradictoires.

Enfin, la méthodologie tarifaire et/ou les tarifs de distribution approuvés par le régulateur doivent être **incitatifs**. Cette incitation peut d'abord être tournée vers **les GRD**. Ce principe est repris à l'article 37 de la Directive électricité et formulé comme suit : « *Lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou des méthodes et des services d'ajustement, les autorités de régulation prévoient des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseau de transport et de distribution à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à soutenir les activités de recherche connexes* ». La Directive gaz reprend une disposition similaire en son article 41. L'incitation peut également être tournée vers les **URD**. Dans ce cas, elle a pour ambition de faire évoluer les URD d'un rôle de consommateur vers un rôle de *consom'acteur* en les incitant à des comportements vertueux. L'harmonisation des tarifs peut participer à l'atteinte de cet objectif en simplifiant la présentation des tarifs de distribution. Une meilleure lecture des grilles tarifaires par les consommateurs serait dès lors favorable à une évolution des habitudes de consommation.

Finalement, précisons que la mouture actuelle du projet de décret tarifaire, dans son ensemble, n'est pas conçue pour imposer aux GRD une péréquation ou une uniformisation tarifaire. A titre d'exemple, il y est fait mention de tarifs basés sur les charges **du** gestionnaire de réseau et non de l'ensemble des gestionnaires de réseau.

### 3. La structure tarifaire actuelle et la fixation des tarifs

La structure tarifaire actuelle est définie dans les méthodologies tarifaires transitoires de la CWaPE, aux articles 9 à 14, et sont applicables aux années 2015, 2016 et 2017. Les méthodologies tarifaires décrivent les différents types de tarifs qui peuvent être appliqués par le GRD, les paramètres en fonction desquels ces tarifs peuvent varier et, dans une certaine mesure, les catégories de coût qui peuvent être couvertes par ces tarifs.

Les chapitres ci-dessous présentent brièvement la structure tarifaire applicable jusqu'à fin 2017.

#### 3.1 Les tarifs non-périodiques

Les tarifs non-périodiques, généralement appelés « tarifs de raccordement », sont des tarifs à application unique qui sont facturés de manière ponctuelle par le gestionnaire de réseau à son URD. Ces tarifs peuvent être distingués en deux catégories : les tarifs relatifs à la réalisation d'une étude et les tarifs relatifs à l'exécution d'un acte technique (raccordement, placement de compteur, ...).

L'article 10 des méthodologies tarifaires transitoires donne peu d'indications quant à la manière dont ces tarifs doivent être établis. Chaque GRD a donc la possibilité de définir sa propre liste de tarifs non-périodiques.

Les tarifs non-périodiques, au même titre que les tarifs périodiques, doivent faire l'objet d'une approbation par le régulateur. Lors du contrôle des propositions tarifaires portant sur les années 2015 et 2016, la CWaPE a prolongé les tarifs mis en place par le régulateur fédéral moyennant soit une évolution globale et forfaitaire des tarifs (indexation), soit une modification de tarif individuelle et dûment justifiée. Il n'y a donc pas eu de revue globale et complète des tarifs non-périodiques.

Il s'avère complexe de comparer les tarifs non-périodiques des différents GRD, chacun ayant établi sa propre liste d'intervention, souvent longue et détaillée, et utilisant parfois des dénominations différentes pour des actes techniques identiques ou regroupant plusieurs interventions complémentaires dans un même tarif alors que d'autres les présentent séparément. Malgré ce manque d'homogénéité, la CWaPE a pu constater que des interventions similaires peuvent être facturées à des tarifs fortement différents d'un GRD à l'autre.

#### 3.2 Les tarifs périodiques

Les tarifs périodiques couvrent les charges, hors raccordement, des activités régulées du GRD, augmentées de la marge équitable, et sont facturés à intervalles réguliers (mensuels ou annuels) aux utilisateurs de réseau via leur fournisseur.

Les articles 11, 12 et 13 des méthodologies tarifaires transitoires de la CWaPE reprennent les dispositions relatives aux tarifs périodiques. Pour chacun d'eux, la CWaPE précise les objets de coût qui peuvent être couverts ainsi que les paramètres en fonction desquels chaque tarif peut varier.

Les tarifs périodiques sont répartis dans trois grilles tarifaires : une pour les tarifs de prélèvement, une pour les tarifs d'injection et une pour les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport. Les canevas des grilles tarifaires des GRD sont définis par les méthodologies tarifaires transitoires de la CWaPE au travers des modèles de rapport ex-ante. Les GRD utilisent donc tous les mêmes grilles tarifaires pour présenter leurs tarifs périodiques. Toutefois, des divergences apparaissent encore dans la manière dont les GRD établissent leurs tarifs, et plus précisément, dans la manière dont les GRD répartissent leurs coûts entre niveaux de tension/groupe de clients. De plus, les GRD ont chacun leur propre plan comptable analytique au sein duquel ils utilisent des dénominations parfois différentes de celles mentionnées dans la méthodologie tarifaire. Cela conduit parfois à ce que des coûts similaires soient couverts par des tarifs différents en fonction du GRD.

### 3.2.1 Les tarifs périodiques de prélèvement

Les tarifs périodiques de prélèvement peuvent être classés en quatre catégories :

1. Les tarifs pour l'utilisation du réseau, en ce compris le tarif de base/acheminement, le tarif pour la gestion de système et le tarif pour l'activité de mesure et comptage.
2. Le tarif des Obligations de Service Public, lequel couvre le coût de l'ensemble des OSP réalisées par le GRD (Compteurs à budget, fournisseur social, URE, Quali watt, raccordement gratuit gaz, éclairage public,...)
3. Les tarifs des services auxiliaires (électricité) / complémentaires et supplémentaires (gaz) (compensation des pertes, énergie réactive, détente chez le client, ...)
4. Les tarifs des Impôts, prélèvements, surcharges, contributions et rétributions (coûts échoués, ISOC, impôt des personnes morales, redevance de voirie, ...)

Ces tarifs sont calculés sur la base des coûts propres à chaque GRD. Deux paramètres viennent donc influencer le niveau de chaque tarif : le premier paramètre est la hauteur des coûts du GRD, laquelle dépend de facteurs multiples dont les principaux sont la densité du réseau, le niveau de précarité sociale des utilisateurs, la présence de gros consommateurs industriels, les charges salariales, etc. Le second paramètre est l'affectation des coûts du GRD aux différents tarifs et groupes de clients.

### 3.2.2 Les tarifs périodiques d'injection

Les tarifs périodiques d'injection d'électricité ne sont pas appliqués par tous les GRD. En effet, seuls les sept secteurs d'ORES Assets, PBE et Gaselwest appliquent ces tarifs aux sites de production d'électricité raccordés aux niveaux de tension TMT, MT et TBT ainsi qu'aux sites de production raccordés en basse tension disposant d'un compteur double flux mesurant le prélèvement et l'injection d'électricité sur le réseau, soit généralement les installations de production d'une puissance supérieure à 10 kVA. La grille tarifaire d'injection est identique à celle utilisée pour le prélèvement mais l'on constate que les GRD concernés n'utilisent que quelques tarifs pour la facturation de l'injection (gestion de système, mesure et comptage, compensation des pertes et charges de pensions non-capitalisées).

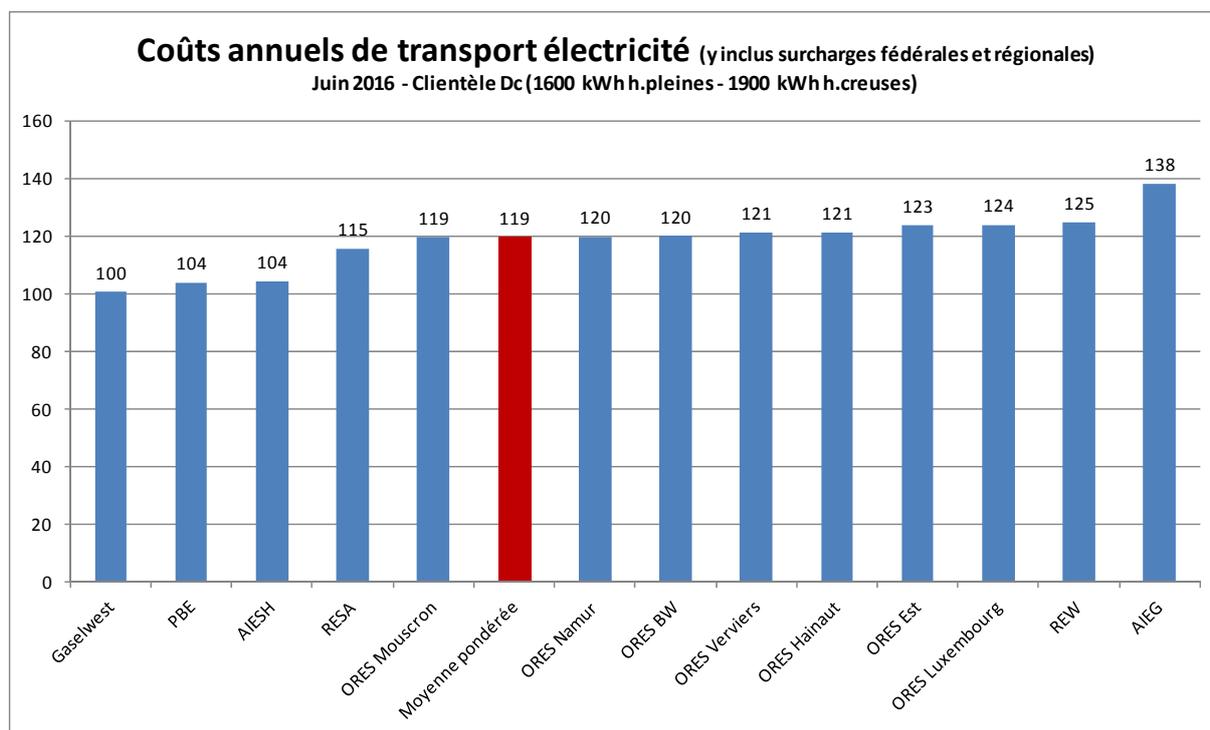
En ce qui concerne le gaz, aucun tarif d'injection n'est actuellement appliqué<sup>1</sup>.

### 3.2.3 Les tarifs de transport (uniquement électricité)

Le principe de « cascade » prévoit que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité Elia (et RTE pour l'AIESH) refacture aux gestionnaires du réseau de distribution les coûts d'utilisation du réseau de transport. Ensuite, les gestionnaires du réseau de distribution répercutent ces coûts de transport à leurs URD à travers leurs tarifs périodiques et plus précisément par le biais des tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport.

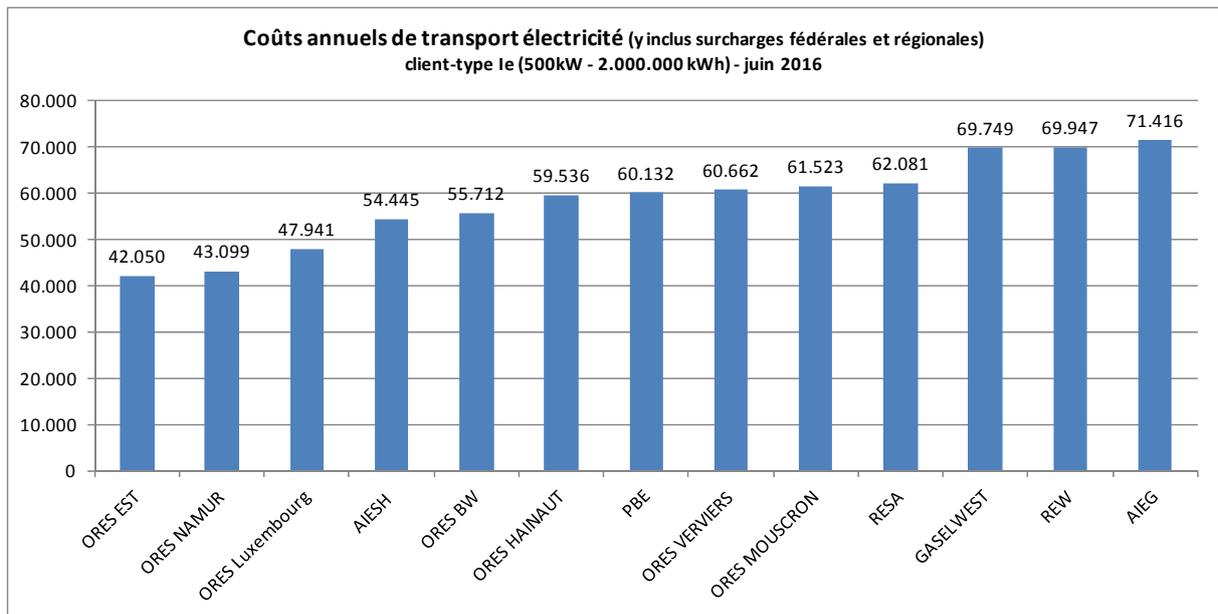
Ces tarifs sont établis en appliquant des « facteurs de correction » aux tarifs d'Elia de manière à ce que les recettes issues de la refacturation de coûts de transport par le GRD correspondent aux factures d'Elia. Ces facteurs de correction tiennent compte des pertes sur le réseau de distribution, d'un coefficient de foisonnement et du pourcentage d'énergie injectée sur le réseau de distribution par les productions décentralisées par rapport à l'énergie prélevée par les clients finals. Ces facteurs de correction, qui s'appliquent de manière différenciée pour le terme capacitaire et proportionnel, sont différents d'un GRD à l'autre, ce qui conduit à des tarifs pour refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport différents alors que, à l'origine, les tarifs d'Elia sont uniformes sur le territoire wallon, à niveau de tension équivalent.

Graphique pour un client résidentiel :

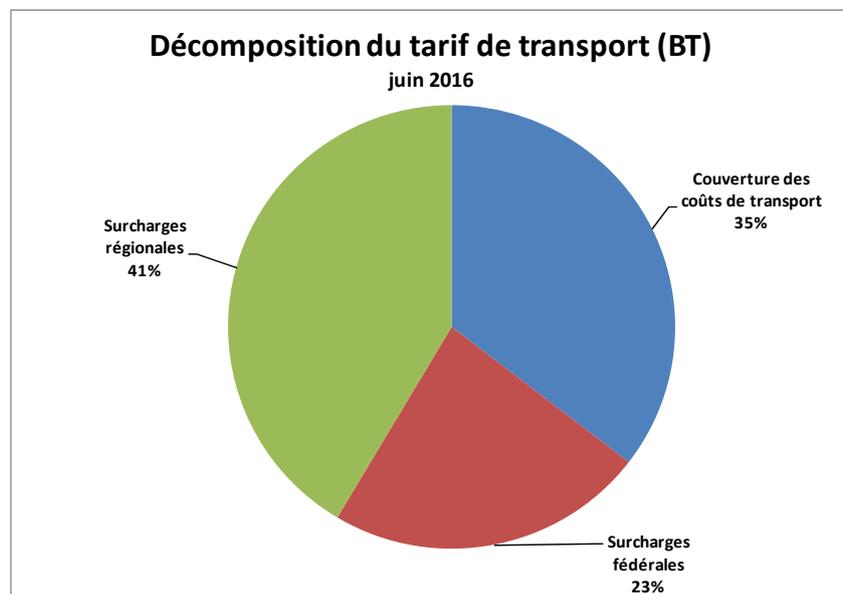


<sup>1</sup> A l'avenir, le projet d'AGW modifiant l'AGW OSP gaz, 2<sup>ème</sup> lecture du 22/07/2016 prévoit une répercussion des coûts dans l'hypothèse d'une demande d'installation de cabine d'injection de gaz issu de sources d'énergie renouvelables par le producteur de ce gaz.

Graphique pour un client industriel :



Les tarifs d'Elia, dont la structure est reprise pour les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport par les GRD, est composée d'une première partie relative à la couverture des coûts liés au réseau de transport en tant que tel et d'une seconde partie, non-négligeable, liée aux obligations de service public et aux surcharges fédérales et régionales appliquées à Elia (essentiellement en terme proportionnel).



#### 4. Analyse du potentiel de péréquation/uniformisation/harmonisation par catégorie de tarif

La péréquation des tarifs des réseaux de distribution, ou de certains éléments des tarifs de distribution, revient à confronter deux principes en matière de régulation tarifaire à savoir, d'une part, la non-discrimination entre les utilisateurs wallons de réseau par rapport à un coût raisonnable d'un service d'acheminement d'énergie et, d'autre part, le principe de réflectivité des coûts qui tend à faire supporter à ces mêmes utilisateurs de réseaux les coûts liés à leur utilisation particulière de l'infrastructure et des services du réseau.

Dans le cas de la péréquation tarifaire, la perspective d'une unicité des tarifs de distribution qui viserait à supprimer toute disparité de tarifs entre GRD aurait pour conséquence de voir les URD de certaines régions payer plus cher, sans motif de coûts directs, par solidarité avec les consommateurs reliés aux réseaux plus coûteux. Le bénéfice de cette péréquation reviendrait aux clients des GRD les plus coûteux, qui ne paieraient dès lors pas le coût réel d'utilisation de leur réseau.

Cette approche a pour inconvénients majeurs, d'une part, d'être peu incitative pour les GRD dans leur recherche d'efficacité, les tarifs reflétant les coûts de l'ensemble du secteur et non les coûts propres au GRD. D'autre part, la péréquation tarifaire nécessite la mise en place d'un mécanisme de compensation financière entre GRD.

L'harmonisation des tarifs sans péréquation permet davantage de comparer les tarifs des différents GRD, bien que cette comparaison ne puisse jamais être parfaite.

Puisqu'en Wallonie la gestion des réseaux de distribution est assurée par différents acteurs, la CWaPE est d'avis qu'il convient de maintenir une certaine transparence des coûts au travers des tarifs de distribution de manière à inciter les GRD à évoluer vers une plus grande performance. La CWaPE propose dès lors d'étudier séparément l'opportunité de péréquater/uniformiser/harmoniser chaque poste tarifaire au regard de la capacité que les GRD ont à agir sur les coûts sous-jacent de chaque tarif. Ainsi, la CWaPE estime qu'il est plus opportun de péréquater ou uniformiser des tarifs dont les coûts sous-jacents sont principalement dépendant de facteurs exogènes au GRD, alors qu'une harmonisation sans péréquation permettrait de mieux comparer des tarifs couvrant des coûts dont l'évolution peut être fortement influencée par les décisions stratégiques ou opérationnelles des GRD. Indépendamment de ce critère de maîtrise des coûts, la péréquation peut aussi être préférée lorsqu'elle se justifie d'avantage au niveau de l'URD.

Dans les chapitres qui suivent, la CWaPE envisage donc une « **harmonisation progressive** » des tarifs de distribution selon trois méthodes :

1. En péréquater ou uniformiser certains éléments du tarif (et pas d'autres)
2. En harmonisant les tarifs en vue de leur péréquation future
3. En harmonisant les tarifs sans envisager leur péréquation

Ces trois méthodes peuvent être combinées donnant des tarifs plus ou moins harmonisés/péréquater en fonction de la proportion de chacune.

## 4.1 Les tarifs non-périodiques

A l'heure actuelle, les tarifs non-périodiques sont nombreux et complexes, ils divergent fortement d'un GRD à l'autre, aussi bien en ce qui concerne le niveau des tarifs, leur dénomination que leurs modalités d'application. De plus, la correspondance entre un tarif et les coûts de la prestation technique y relative n'est pas toujours établie.

La CWaPE souhaite évoluer vers une simplification drastique des tarifs non-périodiques en demandant à l'ensemble des GRD wallons d'établir de concert une liste des prestations techniques qui peuvent être réalisées par un GRD à la demande de son URD, et d'associer aux prestations les plus courantes un tarif unique. Ces tarifs, ainsi que leurs modalités d'application et de facturation, seraient approuvés par la CWaPE et applicables à tout URD sur le territoire wallon, quel que soit son GRD. Cette **uniformisation** supprimerait ainsi toute « concurrence » entre GRD sur les tarifs de raccordement et serait l'opportunité de rendre ces tarifs plus simples et compréhensibles pour tous.

Pour les prestations dont le tarif serait uniformisé, le GRD pourrait reporter dans ses tarifs périodiques l'écart entre le coût de la prestation et le tarif appliqué. Cette uniformisation tarifaire pourrait être réalisée sans qu'aucun mécanisme de compensation entre GRD ne soit nécessaire.

## 4.2 Les tarifs de transport (électricité)

Les tarifs pour refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport semblent être des candidats idéaux à la péréquation tarifaire, et cela pour deux raisons.

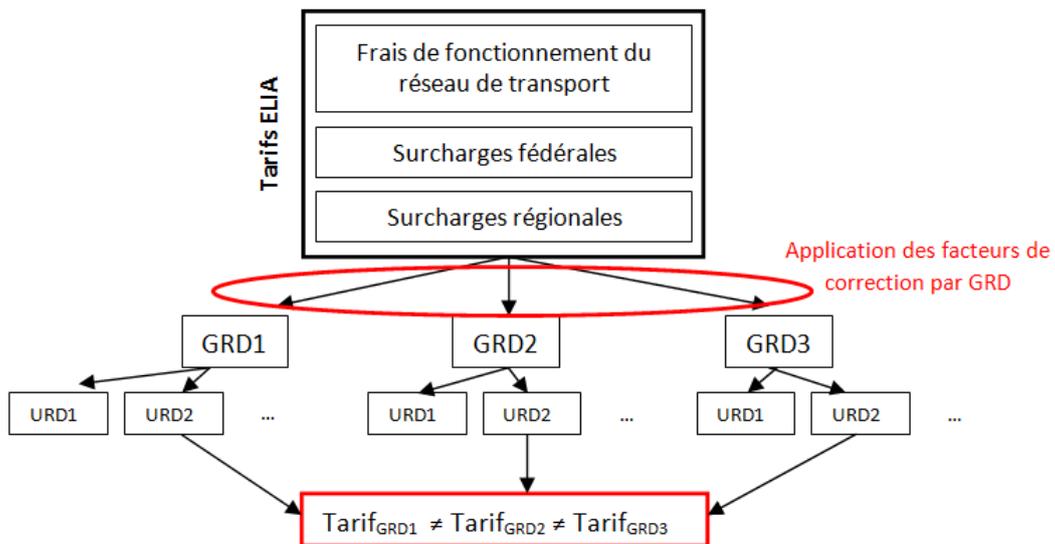
La première raison repose sur le caractère exogène de ces coûts. Les coûts de transport du GRD sont dépendants des tarifs de transport, lesquels sont approuvés par l'autorité de régulation fédérale, et des prélèvements des GRD sur le réseau de transport (puissance et volume).

Ensuite, et comme déjà présenté au point 3.2.3 ci-dessus, les tarifs de transport sont, à l'origine, identiques sur le territoire wallon. Ce n'est que par la réalisation d'un travail nécessaire de conversion de ces tarifs par les différents GRD que l'on obtient, au final, 13 grilles tarifaires différentes pour la Wallonie.

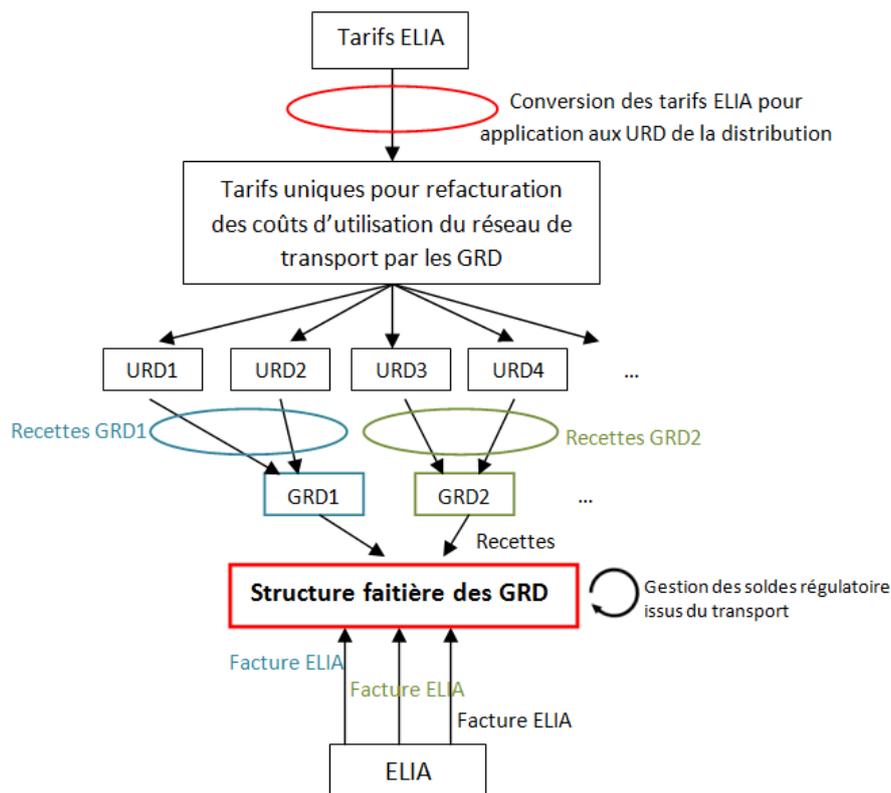
Il ne semble pas y avoir de volonté de la part d'ELIA ou des instances fédérales ou régionales d'appliquer des tarifs/surcharges différents pour un utilisateur de réseau qui habite à Liège ou à Charleroi. Ce sont les caractéristiques du réseau sur lequel l'URD est raccordé qui induisent l'application de tarifs différents. A titre d'exemple, un URD raccordé sur un réseau de distribution auquel sont également raccordées des productions locales, qui génèrent ensemble d'importants volumes d'injection, se verra appliquer un tarif de transport plus faible qu'un URD raccordé sur un réseau de distribution qui ne compte pas de productions locales. Ce phénomène est dû à l'application des facteurs de corrections qui ont pour but d'assurer l'égalité entre les coûts et les produits de transport dans le chef du GRD. En effet, le GRD ne peut pas simplement appliquer les tarifs d'ELIA à ses URD puisque d'une part, les tarifs d'ELIA comportent des termes de puissance qu'il serait impossible d'appliquer à l'ensemble des URD de la distribution (il faut également tenir compte de l'effet de foisonnement) et que, d'autre part, les volumes prélevés par le GRD sur le réseau d'ELIA ne correspondent pas à la somme des prélèvements des URD sur le réseau de distribution.

1. Terme puissance Elia \* foisonnement = terme puissance GRD
  2. Infeed ELIA (volume net de prélèvement du GRD sur le réseau de transport)
    - (+) Injections locales<sub>GRD</sub>
    - (-) Pertes<sub>GRD</sub>
    - (+/-) Echanges entre GRD
- 
- = volume de prélèvement des URD sur le réseau de distribution

Le graphique ci-dessous illustre la situation actuelle.



La CWaPE propose de **péréquater les tarifs pour refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport** de manière à ce que deux URD wallons raccordés à des réseaux de distribution différents se voient appliquer des tarifs de transport identiques. Il s'agira donc d'une péréquation tarifaire de l'ensemble des tarifs de transport, surcharges fédérales et régionales incluses.



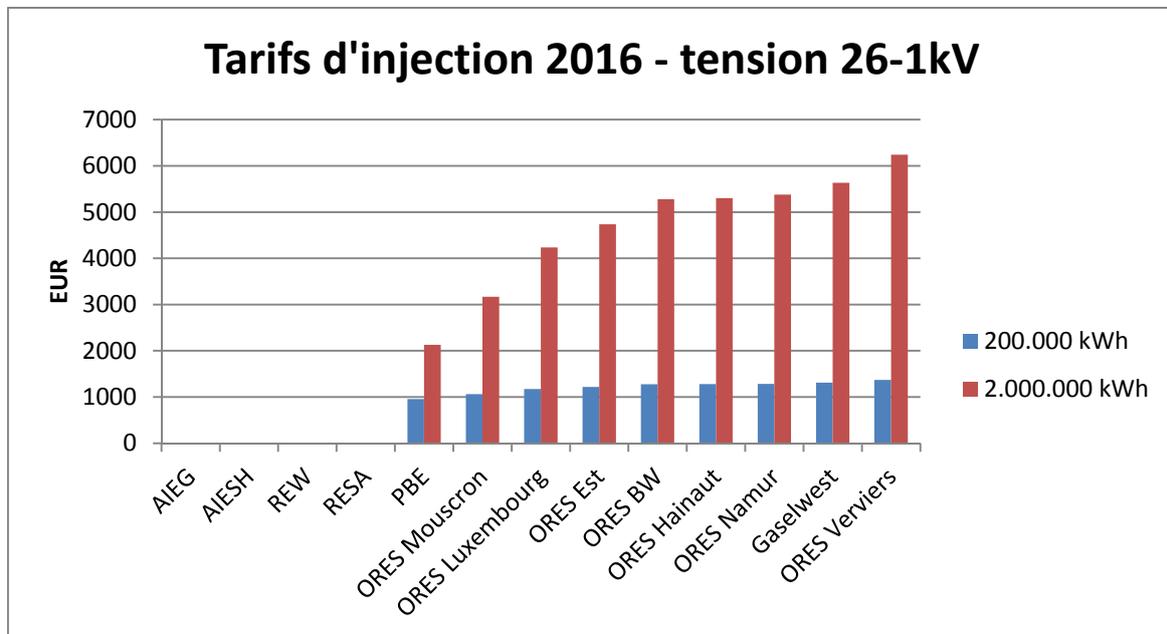
La première étape amenant la péréquation des tarifs de transport est la conversion des tarifs ELIA en tarifs applicables aux URD de la distribution. Cette dernière doit se faire sur base des hypothèses prévisionnelles sur l'ensemble du territoire wallon suivantes : les taux de pertes en réseau, les volumes d'injections locales et le taux de foisonnement. En tenant compte de ces données, le calcul de conversion des tarifs, réalisé ex-ante, devrait mener à ce que les recettes issues de l'application des tarifs de transport à l'ensemble des URD wallons soient égales aux factures qu'ELIA adressera aux GRD wallons. Cette première étape pourrait être réalisée par la CWaPE qui en contrôle aujourd'hui la bonne exécution. Le régulateur wallon serait donc responsable, sur base des hypothèses communiquées par les acteurs du marché (GRD et ELIA), de convertir les tarifs ELIA en tarifs uniques applicables à l'ensemble des URD wallons.

La seconde étape repose sur la constitution d'une structure unique, commune à tous les GRD wallons. Cette structure (existante, nouvelle, ou au sein d'un GRD) permettrait de réconcilier les charges et les produits relatifs au transport. Ainsi, Elia adresserait directement ses factures à la structure (et plus aux différents GRD) et les GRD y reverseraient les recettes issues de l'application des tarifs uniques pour la refacturation des coûts de transport. La structure serait en charge du paiement des factures à Elia et enregistrerait chaque année un solde régulateur (positif ou négatif). Ce solde serait intégré dans le calcul de la CWaPE lors de la définition des prochains<sup>2</sup> tarifs de transport.

<sup>2</sup> Les soldes régulateurs pourraient être intégrés en cours de période régulatoire ou lorsque la CREG approuve de nouveaux tarifs de transport à Elia

### 4.3 Les tarifs périodiques d'injection

Comme expliqué au point 3.2.2, les disparités sont grandes en ce qui concerne l'application de tarifs d'injection par les GRD. La question de la péréquation de ces grilles tarifaires a donc toute son importance, et cela est encore plus vrai lorsque les tarifs d'injection créent de la « concurrence » entre gestionnaires de réseau pour le développement des énergies renouvelables.



Actuellement, les tarifs d'injection comprennent un terme fixe (location de compteur) et un terme proportionnel. Aucun GRD n'applique de terme capacitaire.

La CWaPE est d'avis qu'il y aurait lieu **de faire contribuer les unités de production d'électricité de plus de 10 kVA aux frais de réseau**, pour la seule part des coûts nets marginaux qui seraient engendrés par ces dernières (hors frais de raccordement financés via des tarifs non-périodiques) et ce, indépendamment de leur localisation sur l'un ou l'autre réseau de distribution. Or, les coûts engendrés par la présence de productions décentralisées sur le réseau de distribution se situent tant au niveau du réseau de transport que du réseau de distribution. Le coût de leur renforcement est donc répercuté sur les URD de la distribution tant au travers du tarif de transport d'Elia qu'au travers du tarif de distribution.

La CWaPE propose de couvrir ces coûts nets marginaux via l'application de tarifs d'injection pour les productions décentralisées de plus de 10kVA uniformisé, mais pas péréquaté.

De cette manière, la localisation géographique d'un projet de production décentralisée ne devrait idéalement pas être influencée par les tarifs d'injection applicables (ou pas) par les différents GRD. Il n'y aurait donc plus de « concurrence tarifaire » entre GRD en ce qui concerne le raccordement des productions décentralisées.

En outre, il semble opportun d'établir un tarif qui ne soit pas un frein à la production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable, et donc de ne pas impacter défavorablement ce type d'unité de production dans quelque *merit order* que ce soit. La CWaPE souhaiterait **évoluer vers un tarif**

**périodique capacitaire pour l'injection de l'électricité produite par de telles unités de production sur les réseaux de distribution.** Ce tarif capacitaire s'appliquerait uniquement à la puissance d'injection permanente. La CWaPE sera, par ailleurs, soucieuse de benchmarker ce tarif d'injection avec le GRT, les pays et régions voisins, et ce, en tenant compte notamment de l'impact de ce tarif sur les systèmes de soutien à l'électricité produite au moyen de sources d'énergies renouvelables.

En ce qui concerne le gaz, le projet d'Arrêté Gouvernemental Wallon 2ème lecture du 22/07/2016 modifiant l'Arrêté Gouvernemental Wallon OSP gaz, prévoit notamment que *«Le gestionnaire de réseau de distribution répercute les coûts : 1° d'exploitation, en ce compris les coûts opérationnels éventuels liés au rebours vers le réseau de transport, au producteur sur la base d'un tarif périodique préalablement approuvé par la CWaPE»*. Au même titre que pour les tarifs périodiques d'injection d'électricité, la CWaPE envisage une péréquation de ces tarifs. Les tarifs périodiques d'injection pour le gaz n'étant pas encore d'application à ce jour, la CWaPE analysera lors de la première approbation de ces tarifs l'opportunité et la faisabilité d'une telle péréquation.

#### 4.4 Les tarifs périodiques de prélèvement – composante OSP

En préalable à l'analyse réalisée dans les paragraphes ci-dessous, la CWaPE souhaite renvoyer le lecteur vers son étude exploratoire sur « l'introduction d'un mode alternatif de financement des obligations de service public à charge des gestionnaires de réseau », référencée CD-12I03-CWaPE et publiée sur le site Internet de la CWaPE, au travers de laquelle elle recommande le financement des OSP au travers d'une redevance régionale.

La CWaPE propose ensuite d'examiner le potentiel d'harmonisation des tarifs périodiques de prélèvement, et plus particulièrement la composante OSP. Cette dernière couvre les coûts relatifs à l'exécution des obligations de service public par le GRD. Ces OSP sont définies dans les arrêtés du Gouvernement wallon, notamment ceux du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz et peuvent, fonctionnellement, être classées en plusieurs catégories distinctes qui permettent de mettre en évidence les multiples objectifs qu'elles poursuivent, à savoir :

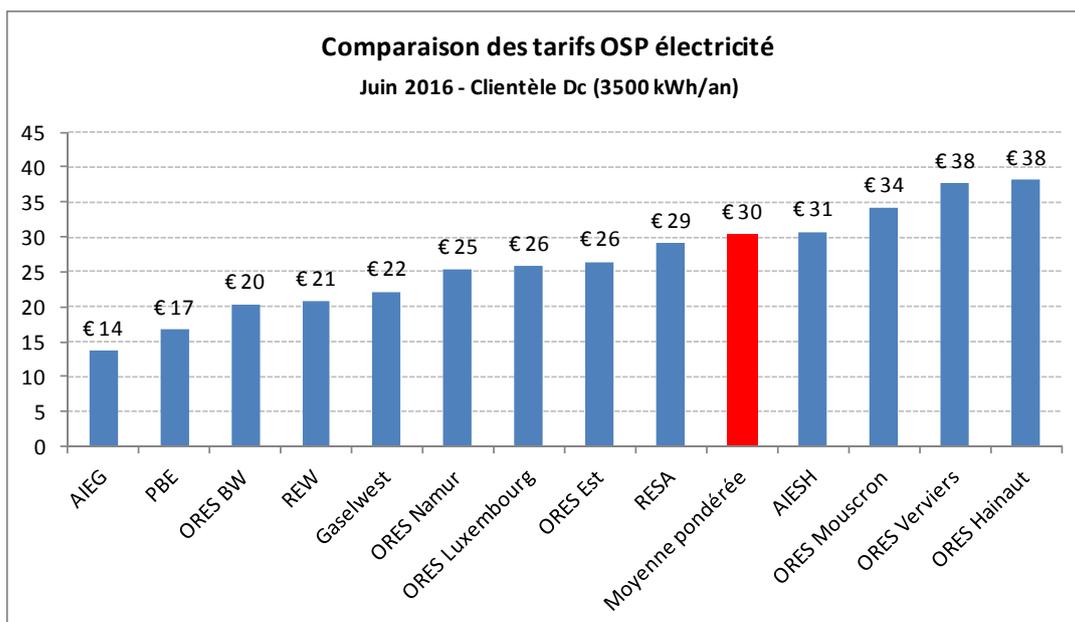
- Les OSP dont l'objet est de garantir un fonctionnement des marchés, tant sur le plan commercial, technique et organisationnel, qui soit cohérent et compatible avec le fonctionnement des marchés dans les autres Etats membres, et conforme aux règles de l'art en la matière (par exemple: régularité et qualité des fournitures, procédure pour les déménagements problématiques, etc.) ;
- Les OSP en matière de service à la clientèle (par exemple : facturation, gestion des plaintes, gestion des indemnisations, objectifs de performance) ;
- Les OSP à caractère social, dont l'objet principal est la protection des clients résidentiels, et en particulier des consommateurs les plus vulnérables (par exemple: procédure de déclaration de défaut de paiement, procédure de placement d'un compteur à budget, ...) ;
- Les OSP relatives à la promotion des énergies renouvelables ;
- Les OSP relatives à l'information et la sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie ;
- Les OSP d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public ;
- Le raccordement standard gratuit sur le réseau de distribution de gaz naturel.

Ces Obligations de Service Public, dont la définition est identique pour l'ensemble des GRD wallons, engendrent pourtant des tarifs différents en fonction de l'opérateur. Ces écarts apparaissent pour différentes raisons qui sont développées dans les paragraphes ci-dessous.

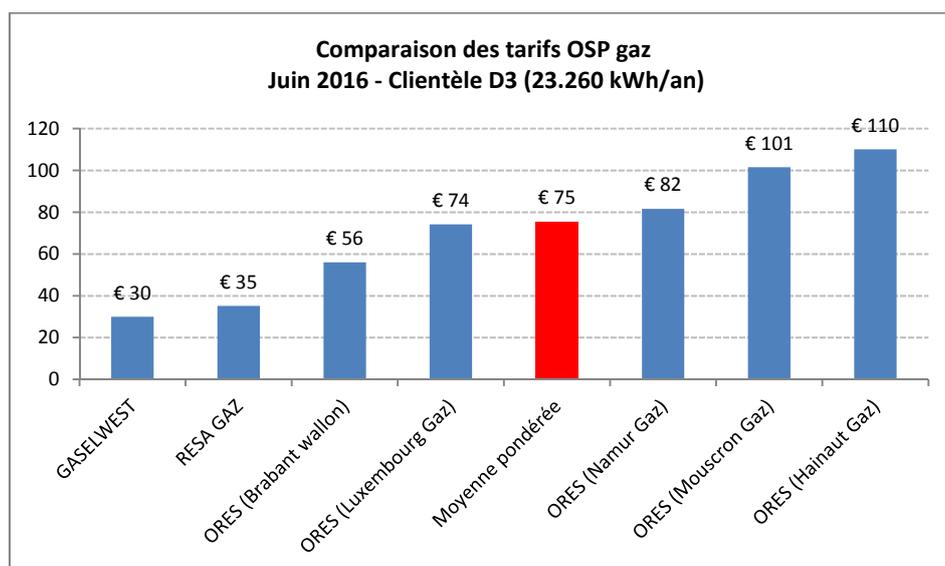
Le graphique ci-dessous compare, sur base annuelle et pour un client-type Dc<sup>3</sup>, les tarifs OSP des gestionnaires de distribution d'électricité. Le tarif le moins cher est celui de l'AIEG (14€), le tarif le plus cher est celui de ORES (Hainaut) (38€), tandis que la moyenne pondérée s'élève à 30€.

---

<sup>3</sup> Client-type Dc : client résidentiel électricité avec relevé annuel (YMR) et consommation de 1.600kWh heures pleines et 1.900kWh heures creuses



Un graphique similaire est établi pour le gaz naturel. Le montant annuel est calculé pour un client-type D<sub>3</sub><sup>4</sup> (23.260 kWh/an). Le GRD ayant le tarif OSP le plus faible est Gasselwest, le GRD ayant le tarif OSP le plus élevé est ORES Hainaut et la moyenne pondérée s'élève à 75€.



Le coût intrinsèque que représente l'exécution de ces OSP par les différents GRD peut varier fortement. Cela s'explique notamment par le fait que les GRD opèrent sur des territoires différents et sont donc confrontés à des niveaux de précarité sociale plus ou moins élevés en fonction de la population pour laquelle ils assurent l'exécution de ces OSP. Cela constitue certainement un élément déterminant dans l'identification des facteurs amenant des coûts OSP différents d'un GRD à l'autre. Mais ce n'est pas le seul élément. La CWaPE constate également que les GRD allouent des moyens différents à ces OSP et obtiennent ainsi des coûts unitaires variables. Les paramètres entrant en ligne de compte sont, notamment, les charges de personnel (taux horaire et nombre d'ETP), les moyens

<sup>4</sup> Client-type D<sub>3</sub> : client résidentiel gaz avec relevé annuel (YMR) et consommation de 23.260kWh/an

informatiques et les coûts d'achat de l'énergie (fournisseur X et social). Les moyens mis en œuvre par chaque GRD doivent être évalués au regard de la qualité des prestations et du niveau de service délivré par chacun d'eux dans leur rôle de facilitateur de marché.

Ensuite, la CWaPE constate que les GRD peuvent affecter leurs coûts de manières différentes. Cette problématique a déjà été abordée au point 3.2. Certains GRD vont donc imputer de manière exhaustive l'ensemble des coûts relatifs aux OSP au tarif ad hoc alors que d'autres n'imputeront qu'une partie des coûts à ce tarif, le reste étant reporté sur les autres tarifs de distribution. Cette pratique est plus ou moins volontaire et s'explique principalement par la capacité des GRD à identifier de manière précise les coûts relatifs à l'une ou l'autre activité.

Les coûts relatifs à l'exécution des obligations de service public sont donc influencés par des facteurs exogènes mais également endogènes à chaque GRD. Une péréquation complète et aveugle des tarifs OSP pourrait alors avoir comme effet pervers de désresponsabiliser totalement les GRD des coûts qu'ils engendrent dans l'exécution des obligations de service public. Un certain alignement de ces tarifs fait pourtant beaucoup de sens au regard des URD, et cela est d'autant plus vrai que les politiques qui ont engendré ces OSP, principalement sociales et énergie verte, ont été définies au niveau régional et non au niveau du territoire du GRD/secteur.

**La CWaPE propose de réaliser la péréquation du tarif OSP portant sur la partie variable des coûts en deux temps** : dans un premier temps, l'objectif consiste à **harmoniser** la comptabilisation des charges et produits relatifs à l'exécution des missions d'obligations de service public par les GRD. Cette étape permettra ensuite d'aboutir à la détermination par la CWaPE d'un coût unique par prestation OSP. Une fois ce dernier déterminé pour l'ensemble des GRD, la seconde étape, à plus long terme (dans la période tarifaire suivante), consistera alors à **péréquater le tarif OSP portant sur la partie variable des coûts** de manière à ce que chaque URD se voit appliquer un tarif identique quel que soit son GRD. Ce tarif pourrait toutefois être différent par niveau de tension (électricité)/groupe de client (gaz).

Cette proposition pourrait s'appliquer aux OSP à caractère social, fonctionnement de marché et URE. Les OSP « éclairage public » et « raccordement gratuit » font moins de sens puisque les coûts relatifs à l'éclairage public sont dépendants des politiques communales en la matière et que les raccordements gratuits au réseau de gaz naturel devraient logiquement entraîner des volumes de prélèvement plus importants sur le réseau de gaz du GRD et donc par la suite, engendrer une diminution des tarifs.

Au cours de la prochaine période réglementaire, le souhait de la CWaPE est de monitorer, pour chaque GRD, le coût unitaire<sup>5</sup> associé à chaque prestation OSP et de tendre vers un coût de référence par prestation d'OSP, et donc vers la péréquation du tarif portant sur la partie variable des coûts. Cette dernière pourrait, dès lors, devenir un objectif de la période réglementaire suivante. La détermination de ce coût unitaire devra être réalisée en tenant compte du niveau de service attendu des GRD pour l'exécution de leur OSP. Pour ce faire, la CWaPE réitère sa volonté de mettre sur pieds une série d'indicateurs de performance au travers desquels elle pourra contrôler la qualité des prestations et services (OSP ou autres) fournis par les GRD.

L'établissement de ce coût unique par prestation d'OSP est, selon la CWaPE, une étape préliminaire indispensable à la péréquation des tarifs des obligations de service public en Wallonie. A défaut, le

---

<sup>5</sup> Ce coût unitaire concerne uniquement la partie des coûts variables, les coûts fixes devront être traités séparément et éventuellement être couverts par le tarif d'utilisation de réseau

mécanisme de compensation financière entre GRD pourrait s'avérer fastidieux en créant des soldes liés au volume de consommation (le tarif est proportionnel, donc exprimé en €/kWh et non en €/prestation), au nombre de prestations effectivement réalisées et aux écarts de coûts entre budget et réalité.

En fixant un coût unitaire par prestation OSP, le mécanisme de compensation repose uniquement sur le nombre de prestations effectuées par chaque GRD. La structure faitière présentée dans le cadre de la péréquation des tarifs de transport pourrait également être utilisée ici et permettrait de gérer les flux financiers en récupérant le trop-perçu de certains GRD (nombre de prestations inférieur au budget) et en versant des recettes complémentaires à d'autres GRD (nombre de prestations supérieur au budget). Le solde régulateur (sur le nombre total de prestations et sur le volume de consommation) serait géré par la structure faitière et pris en compte par la CWaPE pour l'établissement du prochain tarif OSP.

Pour chaque GRD, la somme des écarts entre « coûts unitaires OSP réels » et « coûts unitaires OSP autorisés » (fixés par la CWaPE) sera à charge ou au profit du GRD. La CWaPE espère ainsi **rationnaliser les coûts OSP**. Le suivi des KPI devrait éviter que les GRD, dont les coûts unitaires réels sont inférieurs aux coûts unitaires autorisés, n'engendrent des profits au détriment de la qualité des services et prestations.

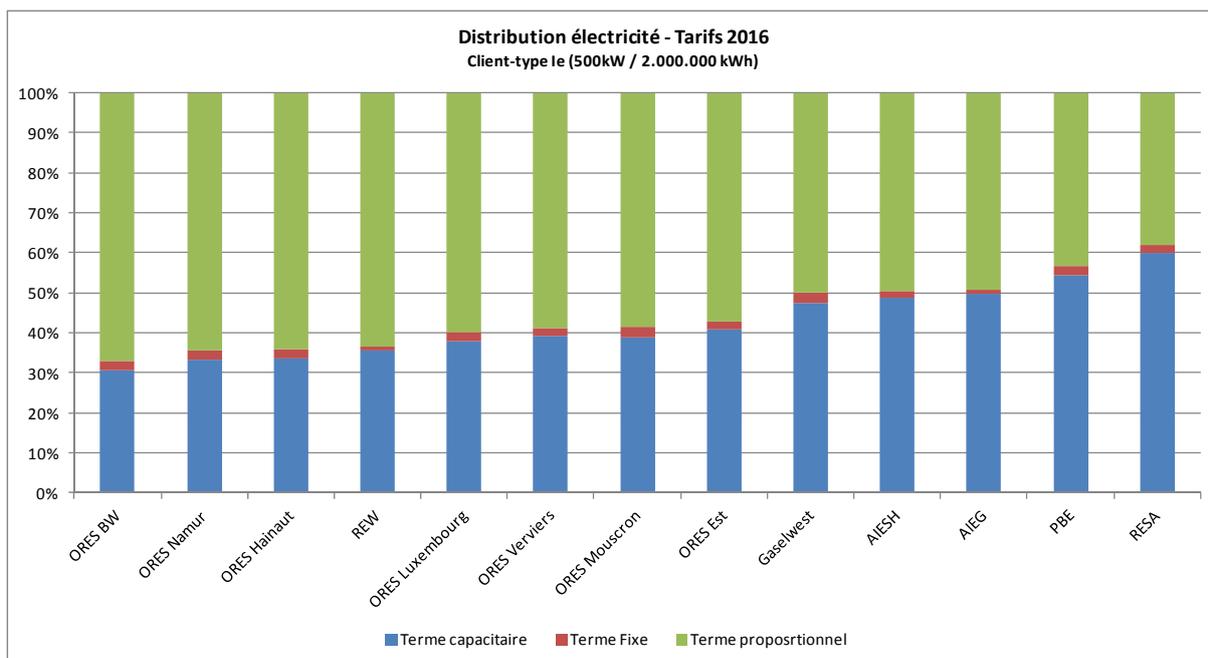
#### 4.5 Les tarifs périodiques de prélèvement – autres composantes

Pour les autres composantes tarifaires, **la CWaPE n'est pas favorable à l'établissement d'un tarif (ou d'une grille tarifaire) de distribution unique pour la Wallonie**. La CWaPE considère, en effet, que ces tarifs couvrent des coûts endogènes aux GRD, donc des coûts qui sont sous le contrôle des GRD et qui dépendent des décisions prises par ceux-ci. Une péréquation ou uniformisation de ces tarifs aurait pour conséquence regrettable de supprimer toute transparence des tarifs envers les coûts des GRD, ce qui présente les inconvénients suivants :

- Perte d'incitants pour le GRD à évoluer vers une plus grande performance dans la gestion de son réseau.
- Manque de transparence envers les investisseurs potentiels qui ne peuvent plus tenir compte du niveau des tarifs du GRD pour juger de sa performance
- Risque de freiner les investissements puisque les réductions de coûts réalisées grâce à ces investissements ne seront pas directement transposées en une baisse de tarifs.

La CWaPE est d'avis qu'il serait plus intéressant d'**harmoniser totalement la manière dont sont calculés ces tarifs**, notamment en indiquant l'importance que peuvent prendre les différents types de tarifs (capacitaire, fixe, proportionnel), ou en précisant d'avantage l'affectation de certaines charges aux différents tarifs.

Le graphique ci-dessous illustre les disparités actuelles de proportion entre terme fixe/proportionnel/capacitaire pour un client-type « client industriel » (puissance de 500kW et consommation annuelle de 2 M kWh).



Bien qu'elle préconise l'harmonisation des tarifs périodiques de prélèvements (autres que OSP), dans le cadre de l'approbation des tarifs 2015-2016, la CWaPE a toutefois pris des mesures afin de rapprocher les tarifs de location de compteurs et ce, en identifiant les éléments de coûts inclus au sein de ce tarif. Une démarche similaire pourrait être envisagée pour la tarification du comptage intelligent.

Dans le cas où seuls certains postes seraient uniformisés, les coûts non-couverts par ces tarifs pourraient être affectés à d'autres tarifs de la grille ; cette proposition a pour avantage qu'aucun mécanisme de compensation entre GRD ne serait nécessaire.

## 5. Coût et calendrier de mise en œuvre

Les coûts liés à la péréquation tarifaire du transport et de la composante OSP des tarifs de distribution sont uniquement relatifs à la mise en place de la structure facturière et à la réalisation des transactions financières. La CWaPE estime que cette charge de travail se limite à 1 FTE pour l'ensemble des GRD wallons et évalue donc le coût de la péréquation tarifaire à un maximum de 250.000€/an, ce montant incluant également des frais administratifs et informatiques relativement légers.

Le tableau ci-dessous reprend une proposition de timing pour la mise en œuvre de la péréquation/uniformisation/harmonisation des différents tarifs de distribution :

Tarif	Péréquation/Uniformisation /Harmonisation	Timing de mise en œuvre
Tarifs non-périodiques	Uniformisation	Inférieur à 5 ans
Tarifs de transport	Péréquation	Inférieur à 5 ans
Tarifs d'injection	Uniformisation	Inférieur à 5 ans
Tarif OSP	Harmonisation	Inférieur à 5 ans
Tarif OSP	Uniformisation & péréquation	Supérieur à 5 ans
Tarifs de prélèvement	Harmonisation	Inférieur à 5 ans

## 6. Aspects législatifs

Une base juridique suffisamment précise devrait être prévue dans le décret tarifaire en préparation afin de permettre cette évolution vers une harmonisation au moins partielle des tarifs. Dans ce contexte, l'article 4 § 2, 7° du projet de décret, qui dispose ce qui suit : « *Les différents tarifs sont uniformes sur le territoire du gestionnaire de réseau de distribution ou dans les zones correspondant aux territoires desservis par les gestionnaires du réseau de distribution au 31 décembre 2012 ;* » pourrait être complété comme suit :

*« La méthodologie tarifaire peut imposer, sur le territoire de la Région wallonne, une harmonisation, une uniformisation voire une péréquation de tarifs dont la nature justifie une portée régionale, dont notamment les tarifs pour refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, les éventuels tarifs d'injection, les tarifs non périodiques ainsi que les tarifs relatifs aux obligations de service public dont l'uniformisation, la péréquation ou l'harmonisation génère une plus grande équité entre utilisateur du réseau de distribution voire des avantages d'intérêt régional. La méthodologie intègre également toute autre harmonisation, uniformisation ou péréquation tarifaire précisée par le Gouvernement conformément à l'article 5.*

Il convient d'entendre par :

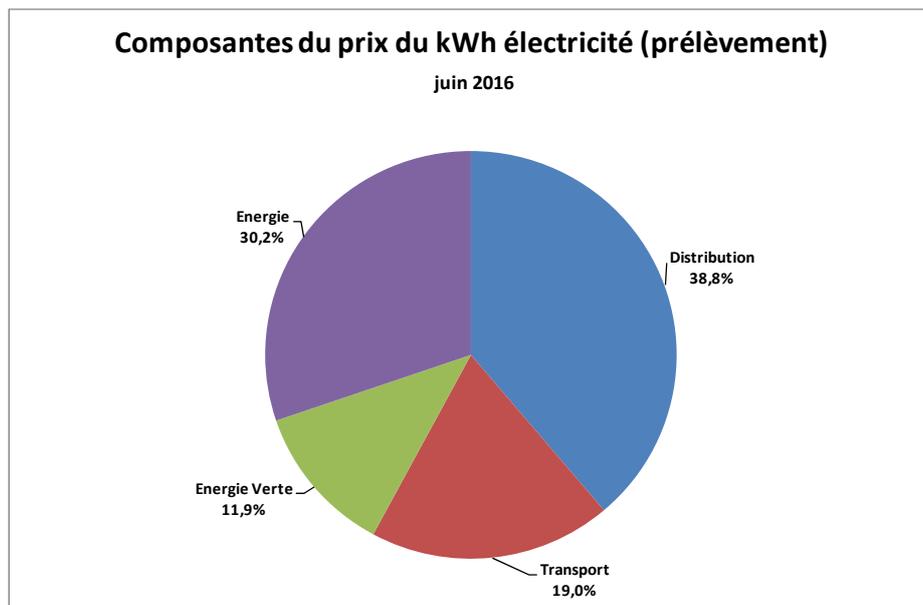
1. « **péréquation tarifaire** » la fixation d'un tarif ou d'une grille tarifaire identique pour l'ensemble des GRD, accompagnée d'un mécanisme de compensation des coûts **inter-GRD**.
2. « **uniformisation tarifaire** » la fixation d'un tarif ou d'une grille tarifaire identique pour l'ensemble des GRD, accompagnée d'un mécanisme de compensation des coûts **intra-GRD**.
3. « **harmonisation tarifaire** » la fixation de règles précises d'affectation des charges et produits aux différents tarifs et/ou la fixation d'une structure tarifaire identique pour l'ensemble des GRD, et cela, sans alignement des tarifs. »

Afin de faciliter la mise en œuvre de ces péréquations, uniformisations ou harmonisations, le décret devrait permettre la mise en place d'une structure commune à l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution, dotée ou non de la personnalité juridique, qui serait gérée conformément à un protocole conclu par les différents gestionnaires de réseau de distribution sous l'égide de la CWaPE, sans que cette structure ne puisse exonérer ou atténuer la responsabilité des gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre de la bonne exécution de leurs obligations. Le décret pourrait cependant prévoir qu'à défaut ou dans l'attente de la mise en place d'une telle structure commune, les gestionnaires de réseau de distribution peuvent conclure une ou des conventions multipartites, approuvées par la CWaPE, permettant d'atteindre le même objectif. Ce protocole ou ces conventions pourront, le cas échéant, aménager certaines procédures prévues dans le décret afin de les rendre compatibles avec la réalisation des uniformisations, péréquations ou harmonisations envisagées. Des dispositions intégrant les principes qui précèdent devraient donc être adoptées à l'occasion de la plus prochaine révision du décret.

## 7. Impacts sur la facture du consommateur

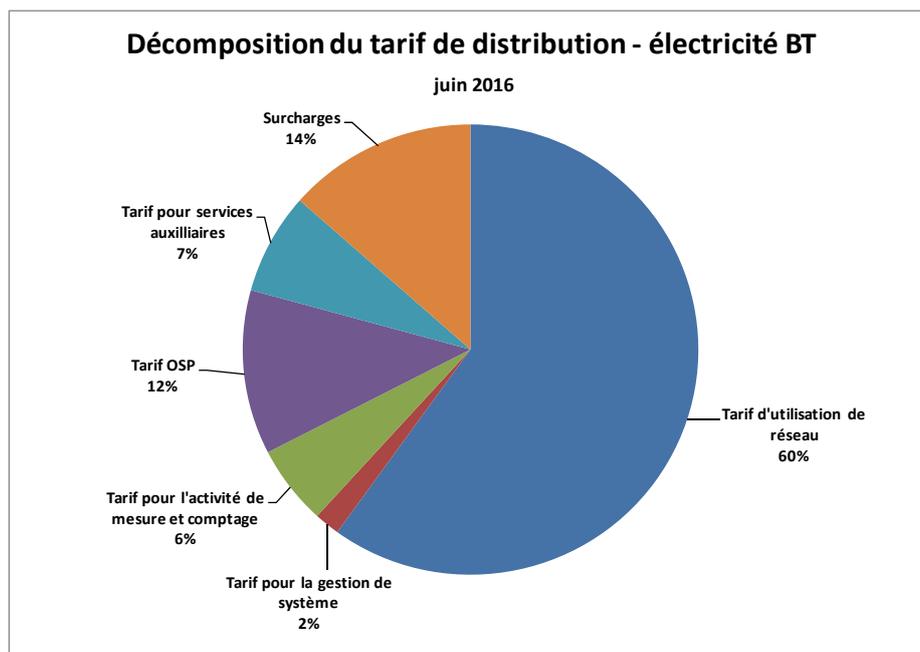
Dans cette section, la CWaPE propose, tout d'abord, de quantifier la proportion de la facture du consommateur qui serait impactée par la péréquation/uniformisation des tarifs. Le terme « impactée » n'est pas forcément synonyme de « diminuée » puisqu'une péréquation ou une uniformisation tarifaire n'induit pas une fixation des tarifs au niveau le plus bas. Les tarifs pourraient, par exemple, être fixés à un niveau correspondant à la moyenne pondérée du secteur.

Le graphique ci-dessous présente les différentes composantes de la facture annuelle d'électricité d'un client-type Dc<sup>6</sup>.



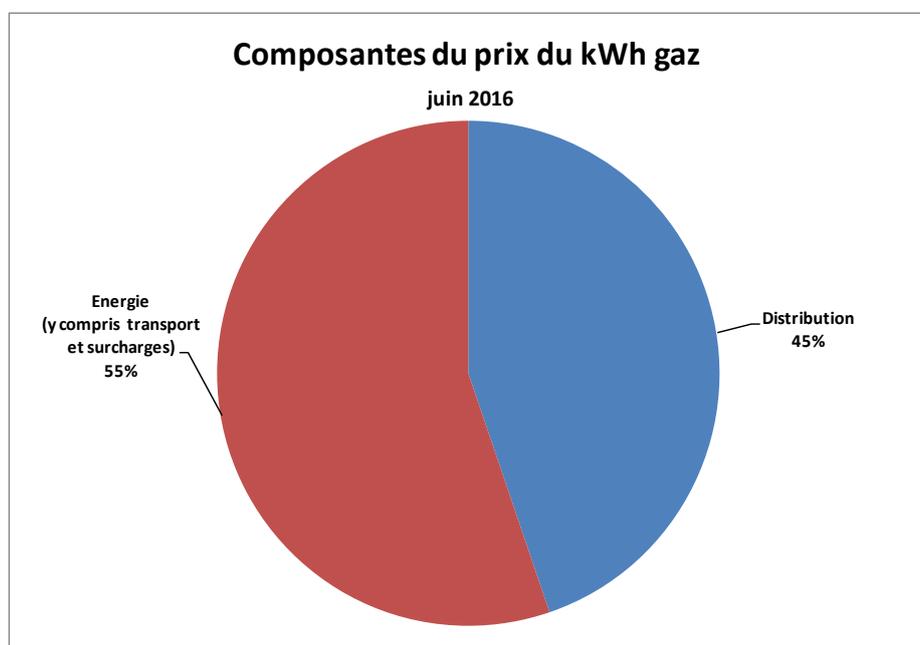
Les composantes « Energie » et « Energie verte » ne sont pas concernées par la péréquation des tarifs puisqu'elles sont liées à la commodité. Le transport (y inclus les surcharges fédérales et régionales) représente 19% de la facture et la distribution représente près de 39%. Cette dernière est détaillée par tarif dans le graphique ci-dessous.

<sup>6</sup> Dc : client résidentiel électricité avec relevé annuel (YMR) et consommation de 1.600kWh heures pleines et 1.900kWh heures creuses



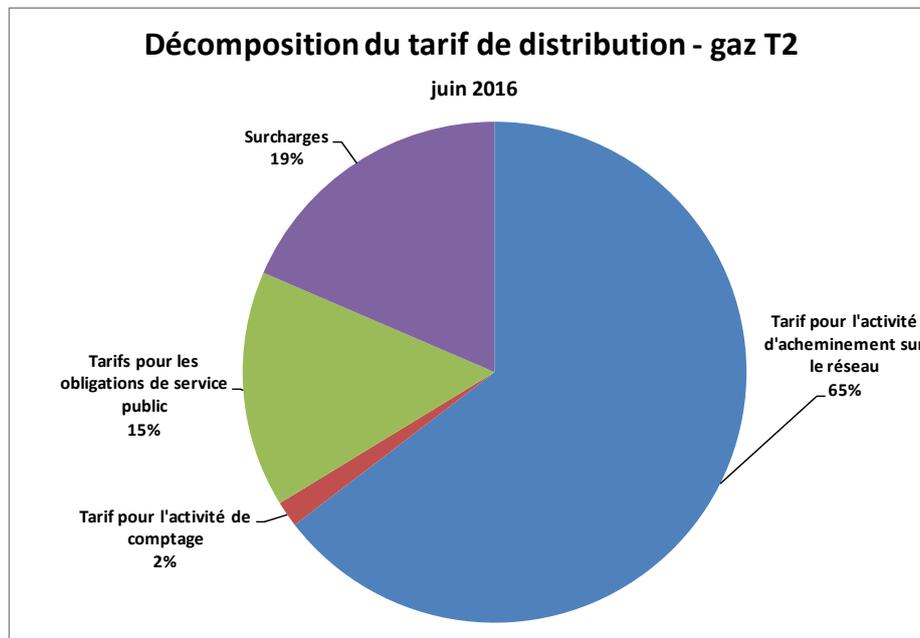
En péréquation la grille tarifaire de transport, la prochaine méthodologie tarifaire (dans les 5 ans) de la CWaPE pourrait déjà impacter 19% de la facture de consommation d'électricité (prélèvement). Lors de la période régulatoire suivante (supérieur à 5 ans), la péréquation de la composante OSP du tarif de distribution (prélèvement) amènerait ce pourcentage à 23,6%. Les tarifs d'injection seraient, quant à eux, totalement uniformisés.

Le graphique ci-dessous présente les différentes composantes de la facture annuelle de gaz naturel d'un client-type D3-chauffage<sup>7</sup>.



<sup>7</sup> D3-chauffage : client résidentiel gaz avec relevé annuel et consommation de 23.260 kWh

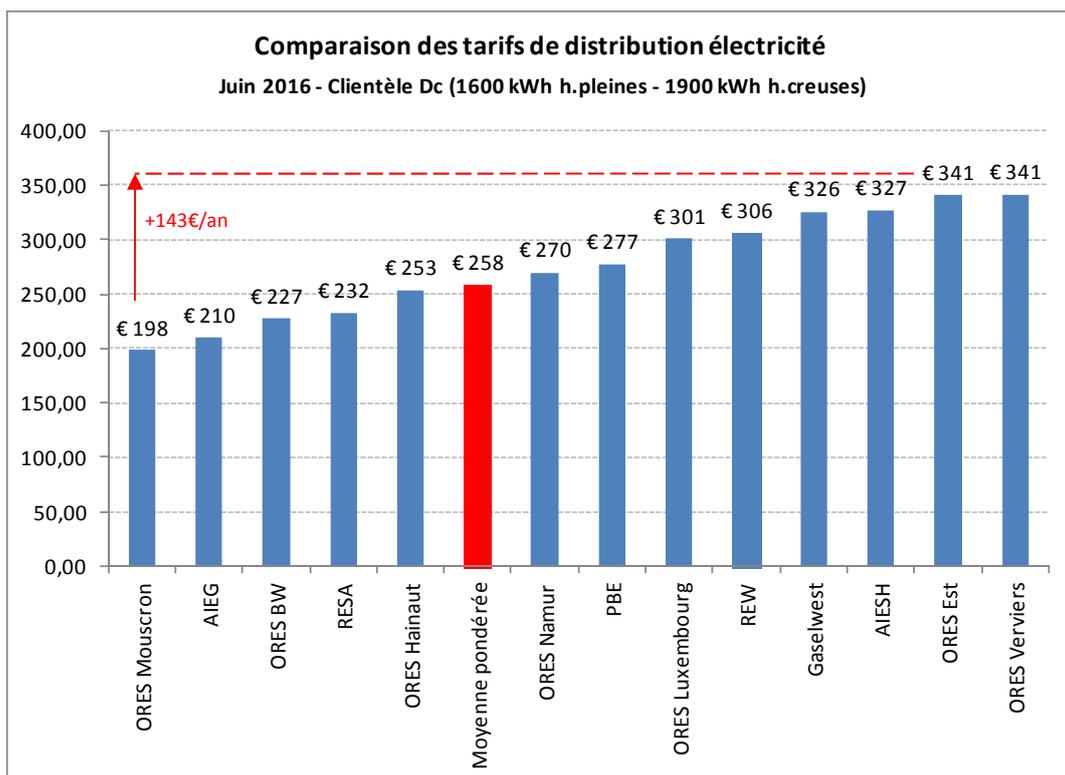
La composante « Energie » inclut les coûts de transport ainsi que les surcharges fédérales et régionales. Ces tarifs sont présentés ensemble car ils sont facturés directement par le fournisseur au client final et, par conséquent, ne peuvent pas être harmonisés par le régulateur régional. La CWaPE ne peut agir que sur la composante « distribution », laquelle représente 45% de la facture annuelle de consommation de gaz naturel. Le tarif de distribution de gaz est détaillé dans le graphique ci-dessous.



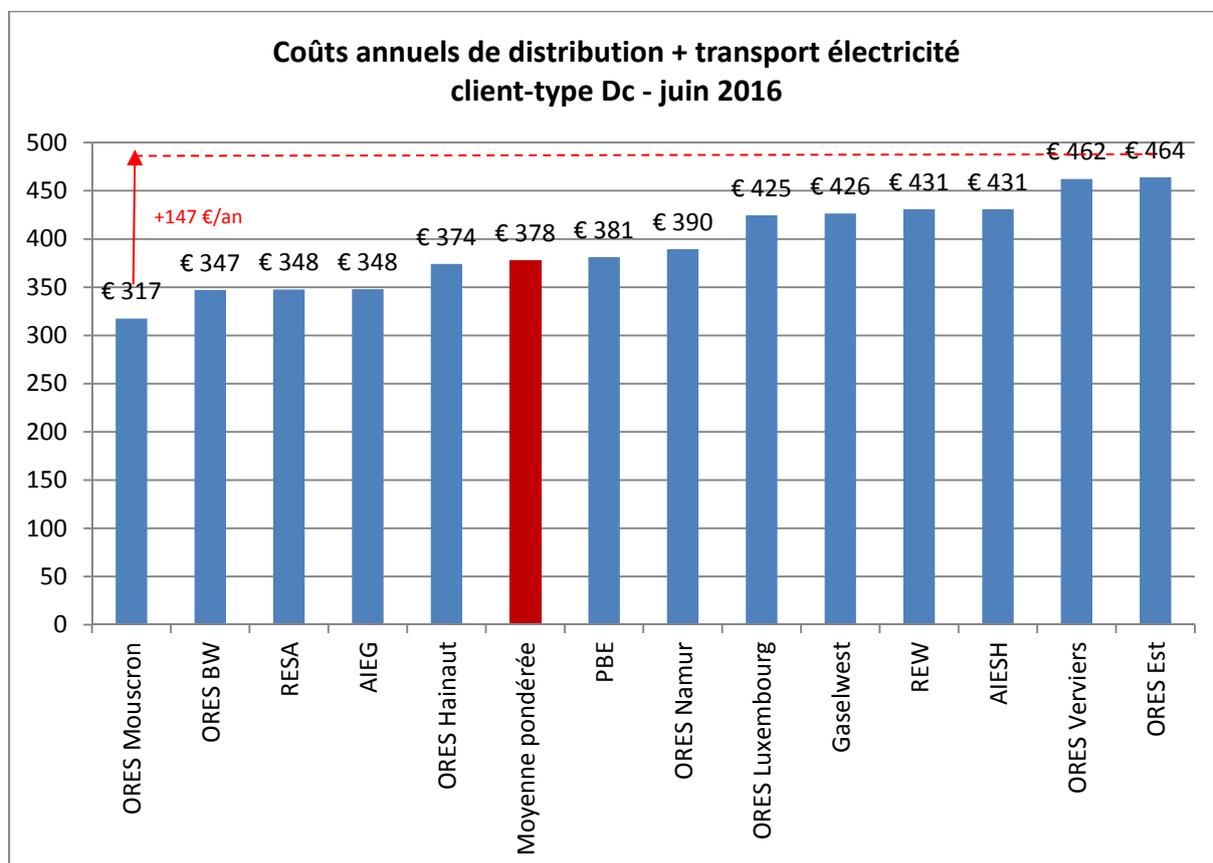
La péréquation tarifaire de la composante OSP du tarif de distribution impacterait 6,75% de la facture de consommation d'un client résidentiel se chauffant au gaz naturel.

Maintenant que l'on connaît la proportion de la facture annuelle de consommation qui serait impactée par la péréquation des tarifs de transport et/ou OSP, regardons quelles seraient les évolutions tarifaires des différents GRD si la CWaPE imposait comme tarif unique, le tarif correspondant à la moyenne pondérée du secteur.

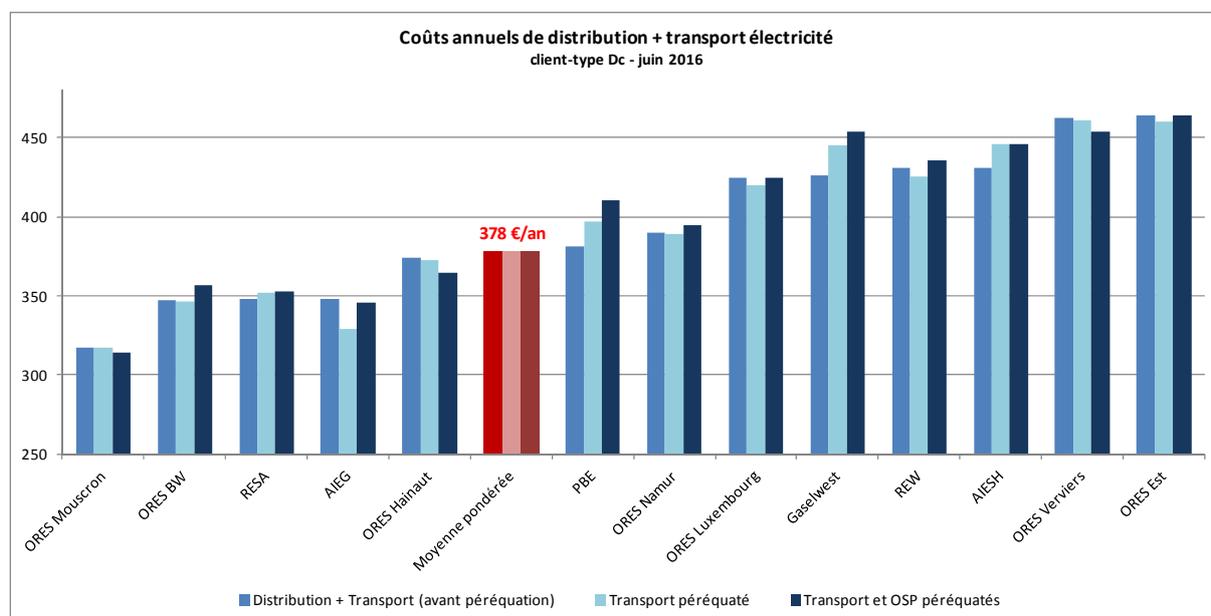
Le graphique ci-dessous montre l'écart maximal sur base annuelle (pour un client-type Dc) entre le tarif de distribution électricité du GRD le moins cher et le tarif de distribution électricité du GRD le plus cher :



Actuellement, le secteur Mouscron d'ORES Assets présente les tarifs de distribution les plus faibles tandis que c'est le secteur Verviers du même GRD qui présente les tarifs de distribution les plus élevés. La tendance reste la même lorsque l'on ajoute la composante transport.



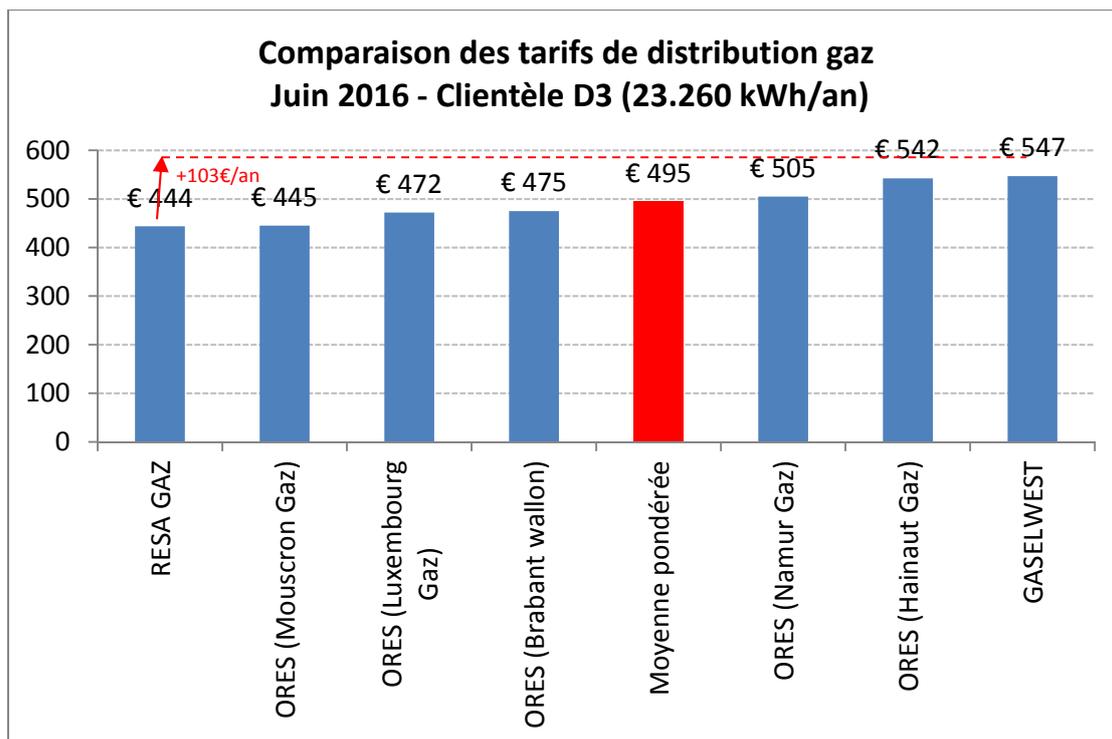
Pour l'électricité, la péréquation tarifaire du tarif de transport, en fixant le tarif à la valeur moyenne du secteur (119€/an pour un client Dc), et la péréquation du tarif OSP de distribution, en fixant également le tarif à la valeur moyenne du secteur (30€/an pour un client Dc), entraineraient les modifications suivantes sur la facture annuelle de consommation :



	ORES Mouscron	ORES BW	RESA	AIEG	ORES Hainaut	PBE	ORES Namur	ORES Lux.	Gaselwest	REW	AIESH	ORES Verviers	ORES Est
OSP	-4€	+10€	+1€	+17€	-7€	+13€	+5€	+4€	+8€	+9€	+0€	-7€	+4€
Transport	+0€	+0€	+4€	-19€	-2€	+16€	+0€	-4€	+19€	-5€	+15€	-2€	-4€
OSP + Transport	-4€	+10€	+5€	-2€	-9€	+29€	+5€	+0€	+27€	+4€	+15€	-9€	+0€

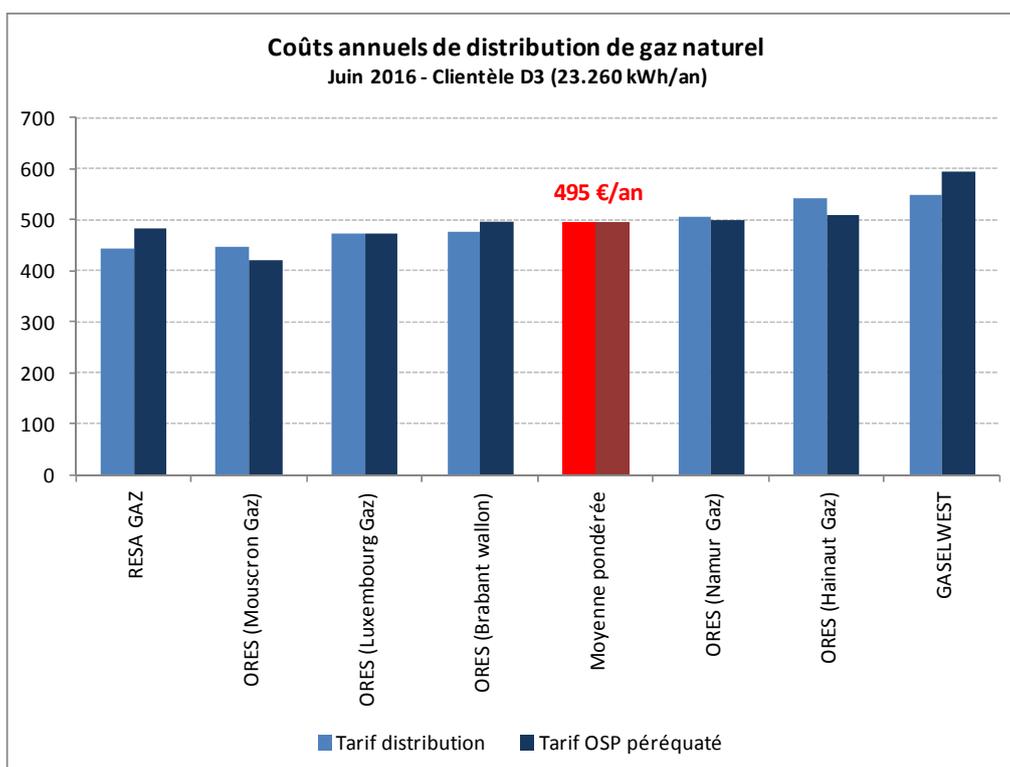
Pour la majorité des GRD, l'impact tarifaire reste assez limité, les variations étant de quelques euros seulement. Les deux GRD ayant les impacts les plus significatifs sont PBE et Gaselwest, tous deux GRD bi-régionaux. L'augmentation de la composante transport de l'AIESH est également remarquée, rappelons que l'AIESH est partiellement alimentée via RTE, le gestionnaire du réseau de transport français.

Le graphique ci-dessous montre l'écart maximal sur base annuelle (pour un client-type D<sub>3</sub>) entre le tarif de distribution de gaz naturel du GRD le moins cher et le tarif de distribution de gaz naturel du GRD le plus cher :



Le gestionnaire de réseau ayant le tarif de distribution le plus faible est RESA GAZ tandis que Gaselwest présente le tarif le plus élevé.

Pour le gaz, la péréquation du tarif OSP de distribution, en fixant le tarif à la valeur moyenne du secteur (75€/an pour un client D<sub>3</sub>), entrainerait les modifications suivantes sur la facture annuelle de consommation :



RESA GAZ	ORES Mouscron	ORES Lux.	ORES BW	ORES Namur	ORES Hainaut	Gaselwest
+40€	-26€	+1€	+19€	-6€	-35€	+45€

L'impact tarifaire est plus marqué que pour l'électricité. Seul le secteur Luxembourg d'ORES Assets verrait son tarif stable.

## 8. Conclusion

La détermination des tarifs de distribution doit être réalisée dans le respect des principes de non-discrimination, de proportionnalité, de transparence et de réactivité des coûts, sans oublier le nécessaire côté incitatif. Il est du ressort du régulateur de veiller à ce que les tarifs soumis à approbation respectent un certain équilibre entre ces divers principes, mais il ne lui appartient pas de faire pencher la balance dans l'une ou l'autre direction.

L'harmonisation des tarifs de distribution n'est actuellement pas prévue dans les textes légaux qui encadrent la compétence tarifaire de la CWaPE. Au contraire, le décret électricité autorise un GRD à déroger au principe d'uniformité de son tarif et prévoit qu'il puisse appliquer des tarifs différents sur des zones définies de son territoire (article 4, 7° du décret du 12 avril 2011). Toutefois, les lignes directrices du décret tarifaire à venir pourraient permettre à la CWaPE de mener à bien l'uniformisation de certains postes tarifaires. Aussi, pour être complet par rapport à l'approche proposée dans cette étude, le décret devrait intégrer une disposition permettant au régulateur d'imposer, au travers de sa méthodologie tarifaire, cette harmonisation, voire péréquation, de certains postes tarifaires expressément visés ou répondant à des critères définis par le législateur, ainsi que la mise en place d'une structure commune à l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution.

Au-delà de la période régulatoire transitoire, la CWaPE vise la mise en place d'une régulation tarifaire incitant les GRD à évoluer vers une plus grande performance dans la réalisation de leurs missions régulées. Elle considère donc que les tarifs de distribution doivent assurer une certaine transparence de manière à ce qu'une plus grande performance du GRD puisse se refléter en une diminution de ses tarifs, et inversement. Dans son analyse sur le potentiel de péréquation/uniformisation tarifaire, la CWaPE propose donc des pistes qui sont en ligne avec ses objectifs régulatoires et qui visent donc la péréquation ou l'uniformisation de tarifs dont les coûts sous-jacents sont exogènes aux GRD, les autres tarifs devant rester différenciés.

La CWaPE suggère, à court terme, l'uniformisation des tarifs non-périodiques et d'injection ainsi que la péréquation totale, des tarifs pour refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport. À moyen terme, la CWaPE propose une péréquation du tarif OSP de distribution (prélèvement) portant sur la partie variable des coûts, à condition qu'un exercice préalable de détermination du coût unitaire unique par prestation OSP ait été réalisé.

La CWaPE a pris comme postulat que, dans le cas d'une péréquation tarifaire, un mécanisme de compensation serait mis en place afin de ne pas créer de déséquilibre au sein du secteur en générant artificiellement des pertes ou profits pour certains GRD. Sans ce mécanisme de compensation, la péréquation tarifaire reviendrait à mutualiser les coûts des GRD, ce qui pourrait constituer un frein au développement des réseaux, entraver la dynamique propre de chaque GRD dans l'approche de la transition énergétique et affaiblir la régulation incitative visée par le régulateur. L'approche privilégiée par la CWaPE pour la mise en œuvre de ce mécanisme de compensation est la création d'une structure dite «faîtière» qui aurait pour mission de réaliser les transactions financières générées par la péréquation des tarifs et dont les montants seraient approuvés par la CWaPE.

En marge de ses propositions, la CWaPE attire l'attention du lecteur sur la faiblesse des variations tarifaires qui pourraient résulter d'un exercice de péréquation. Certes, ces montants sont plus importants pour le gaz que pour l'électricité mais ils restent relativement faibles comparés aux difficultés financières que peuvent rencontrer les personnes en situation de précarité. La péréquation des tarifs de distribution ne peut pas, à elle seule, réduire les inégalités face à la facture énergétique et d'autres mesures sociales plus fortes visant spécifiquement une meilleure protection des personnes vulnérables devraient être mise en place pour l'accompagner. Néanmoins, la CWaPE est d'avis que l'harmonisation, uniformisation et/ou péréquation est bénéfique pour les raisons précitées et réduira en partie les inégalités.

Pour conclure cette étude, la CWaPE souhaite préciser que la péréquation, l'uniformisation ou l'harmonisation des tarifs de distribution peut poursuivre l'objectif d'une plus grande équité entre utilisateurs de réseau mais ne répond pas à un objectif de rationalisation des coûts. Parmi les propositions formulées par la CWaPE, seule la péréquation du tarif OSP de distribution permettrait de réduire les coûts liés à ces missions, mais uniquement parce que la CWaPE préconise un exercice préalable de détermination d'un coût unitaire unique par prestation. C'est au travers de ce moyen que la CWaPE pourrait réduire la facture globale. Une péréquation tarifaire visant à fixer les tarifs au niveau le plus bas permettrait également d'alléger la facture des consommateurs mais aurait pour effets pervers, notamment, de réduire la qualité des services, de limiter au strict minimum les investissements et d'entraver tout travail de modernisation et de développement des réseaux.

Une éventuelle fusion des GRD wallons permettrait de poursuivre un objectif de rationalisation des coûts mais ne signifierait pas *de facto* une harmonisation des tarifs. Le cas d'ORES Assets illustre parfaitement cette situation puisque malgré la fusion de 8 GRD, il persiste encore 7 secteurs électricité et 5 secteurs gaz, chacun ayant ses propres tarifs. Par ailleurs, une telle fusion ne pourrait être imposée que par la volonté politique et non par le régulateur.

\*            \*  
\*

## **9. Annexe**

Annexe 1 : Rapport de consultation