

**ANNEXE 1 – REMARQUES TRANSMISES A LA CWaPE**

Expéditeur : OCTA+

Date de réception : 29/11/2013

Remarque recevable : OUI

Type d'acteur : Fournisseur

Mode de transmission : email

Texte :

*« La CWaPE prévoit-elle de publier les tarifs des GRT, GRD et surcharges régionales de manière structurée ? »*

Expéditeur : Particulier

Date de réception : 01/12/2013

Remarque recevable : OUI

Type d'acteur : Consommateur

Mode de transmission : email

Texte :

*« Il y a 4 ans j'ai fait installer 16 panneaux photovoltaïques qui ne me rapporte que très peu , au point que je dois pour rembourser mon prêt à la banque verser sur un compte ouvert spécialement pour ça , une somme de 300€ chaque mois .*

*Si vous vous en tenez à ce que je viens de lire , je vais avoir à payer une redevance de 250 € par an dès 2015 , mais ça couvre un mois de production ça , je n'en ai déjà que 6 environ par an , vu le temps en Belgique . Donc si je compte bien ça me rapportera encore moins !*

*Franchement j'ai de plus en plus l'impression d'avoir fait une GROSSE erreur en faisant placer ces panneaux !*

*Comment voulez vous que l'on s'en sorte si vous n'arrêtez pas de nous mettre le couteau sous la gorge ? »*

Expéditeur : Particulier

Date de réception : 01/12/2013

Remarque recevable : OUI

Type d'acteur : Consommateur

Mode de transmission : email

Texte :

*« c'est une honte on nous a fait miroité des avantages en plaçant des panneaux photovolt;;;et maintenant on reprend d'une main ce que l'on vous a donné de l'autre bravos a nos dirigeants ministres et autres gros monsieurs qui ne savent pas ce que c'est vivre avec 1600 euros par mois et payer encore un prêt et les panneaux en plus merci a tous 15 panneaux qui vont me couter cher ; pauvre Belgique ;il n'y a que dans notre pays que l'on vois et entend des choses pareilles »*

Expéditeur : Particulier  
Date de réception : 01/12/2013  
Remarque recevable : OUI

Type d'acteur : Consommateur  
Mode de transmission : email

Texte :

« Je refuse la tarification des panneaux solaires des petits producteurs pour les raisons suivantes :

- *Changement des engagements de la région en cours de contrat*
- *Le calcul et la décision d'installer des panneaux a été prise dans mon cas en 2008 en fonction des conditions garantie par la région pendant 15 ans. Vu mon âge, je n'aurais pas fait l'investissement si les conditions avaient été différentes. J'ai d'ailleurs beaucoup hésité à l'époque avant de m'engager.*
- *Je me retrouve avec un investissement que j'ai financé et qui est déjà très difficile à tenir ;*
- *Introduire une redevance en cours de contrat est un déni de démocratie et une rupture de contrat donné par les politiciens à l'époque, avec pour argument d'encourager le placement de panneaux chez le particulier pour aider le gouvernement à rencontrer les obligations internationales quant au quotas de CO2.*
- *Dans tous les cas, je m'en souviendrai au prochaines élections et notamment celles de 2014.*
- *Si taxes il y a, je prendrai des mesures très fortes quant à mon approvisionnement d'électricité sur le réseau publique en envisageant d'ores et déjà de produire mon électricité pour mon usage personnel sans plus aucune fourniture publique. »*

Expéditeur : Elia System Operator  
Date de réception : 19/12/2013  
Remarque recevable : OUI

Type d'acteur : GRT  
Mode de transmission : email

Texte :

« Monsieur Le Président,  
Messieurs Les Directeurs,

*Elia System Operator (ci-après Elia), Gestionnaire du réseau de transport d'électricité et Gestionnaire du réseau de Transport local en Wallonie, a lu avec intérêt le projet de décision du 28 novembre 2013, fixant la méthodologie tarifaire applicable aux GRD pour la période transitoire 2015-2016 et vous fait part, ci-après, de ses quelques commentaires.*

*Elia note avec satisfaction que le texte confirme le système dit de la « cascade tarifaire » permettant, sur base des tarifs approuvés des GRD, de répercuter via les fournisseurs aux clients finaux, les coûts de l'utilisation des réseaux en amont (réseau de transport et de transport local). Ce système transparait notamment à l'art 11 §3 qui énonce que «le tarif est fonction de la structure tarifaire du GRT». Il permet de facturer les coûts pour l'utilisation des réseaux gérés par Elia, de manière la plus logique et efficace, à tous les clients raccordés aux réseaux de distribution.*

*Pour les surcharges et prélèvements visés à l'art 13, la décision prévoit que ces éléments s'ajoutent aux tarifs (art 9§2) et sont effectifs à partir de l'entrée en vigueur de la réglementation qui en est à l'origine (art 14§2). En outre, l'art 33§3 énonce le principe que la CWaPE ne peut rejeter des coûts dont le montant a été imposé directement et intégralement par une autorité compétente. Elia souscrit à ces dispositions qui s'inscrivent totalement dans la logique et les principes de répartition des compétences entre les autorités fédérales et régionales.*

*Enfin, l'art 14 § 2 énonce le principe d'application des surcharges dès leur entrée en vigueur. Le texte semble se limiter aux «nouvelles» surcharges. Il serait utile de compléter cette disposition en prévoyant également le cas de la révision/adaptation des surcharges fédérales et/ou régionales déjà existantes qui doivent pouvoir évoluer en tenant compte des contextes et réalités diverses.*

*Vous souhaitant bonne réception de ces commentaires, nous vous présentons nos salutations distinguées. »*

Expéditeur : FEBELIEC

Type d'acteur : Consommateurs

Date de réception : 03/01/2014

Mode de transmission : email

Remarque recevable : **OUI**

Chère Madame,  
Cher Monsieur,

Febeliec souhaite formuler les commentaires suivants sur le projet de décision en matière de méthodologie tarifaire pour l'électricité, mais la plupart de ces commentaires sont également valables mutatis mutandis pour le gaz naturel :

- L'énergie est un facteur essentiel de la compétitivité des entreprises ; il est dès lors indispensable que toutes les composantes des prix soient compétitifs, y compris les tarifs de distribution.
- Il est important qu'un régulateur responsable d'approuver les tarifs de distribution soit indépendant, fort et compétent, et dispose des compétences et ressources nécessaires pour vérifier non seulement la réalité des coûts des différents gestionnaires de réseau, mais également si ces coûts étaient opportuns et raisonnables.
- La marge équitable : Febeliec ne comprend pas pourquoi la marge équitable des gestionnaires de réseau doit être majorée de 100 points de base pour les investissements prestés en 2015-2016. Febeliec ne voit pas le risque additionnel qui justifierait une telle hausse et craint des hausses de tarifs sensibles à charge des utilisateurs du réseau. Febeliec insiste pour que la marge octroyée aux gestionnaires de réseau soit proportionnelle au rendement de marché d'une part, et au risque réel pris d'autre part.
- Dans la formule applicable pour le calcul de pourcentage de rendement, un facteur alpha (facteur d'illiquidité) est appliqué de 1,2 pour la période régulatoire 2015-2016. Febeliec ne comprend pas pourquoi ce facteur d'illiquidité soit fixé à ce niveau-là et craint l'impact sur les tarifs pour les utilisateurs du réseau. Febeliec insiste pour que la marge octroyée aux gestionnaires de réseau soit proportionnelle au rendement de marché d'une part, et au risque réel pris d'autre part.
- Dans cette même formule, et au cas où le facteur  $s > 33\%$ , le rendement sur les fonds propres est majoré de 70 points de base ; Febeliec ne comprend pas pourquoi cette hausse serait justifiée et craint l'impact sur les tarifs pour les utilisateurs du réseau. Febeliec insiste pour que la marge octroyée aux gestionnaires de réseau soit proportionnelle au rendement de marché d'une part, et au risque réel pris d'autre part.
- Art. 13 : Febeliec s'oppose catégoriquement à ce que tous les éléments non liés à la gestion du réseau (impôts, prélèvements, surcharges, contributions, rétributions, ...)

soient intégrés dans les tarifs. Ces postes sont la conséquence d'obligations de services publics imposés par les autorités ; ces mêmes autorités doivent décider de la façon dont ces OSP doivent être financés. Dans le même ordre d'idée, Febeliec s'oppose à ce que (dernière phrase du §1 de l'art. 13) ces différents postes soient répercutés à l'utilisateur de réseau, rien qu'en fonction de l'énergie active ou prélevée. Par ailleurs, dans le §2, Febeliec se pose des questions sur les mesures adéquates que la CWAPE pourrait prendre en application de l'article 33.

- L'évolution du revenu total : dans l'art. 21 il est trop aisément accepté que le revenu total de la 1<sup>ère</sup> année de la période régulatoire soit représentatif pour une année moyenne de la période. Puisque les revenus dans cette année sont cruciaux pour les tarifs de l'ensemble de la période régulatoire, Febeliec insiste pour qu'un contrôle approfondi soit effectué afin de vérifier si ce niveau de revenu est réellement correct.
- La même remarque vaut pour l'art. 32 §5 en ce qui concerne le niveau des coûts gérables dans l'année 2012.
- Art. 33 §3 : ce § est inacceptable pour autant qu'il ne permette pas que la CWAPE rejette des coûts qui sont la conséquence d'une faute grave ou d'actes irresponsables du gestionnaire de réseau, et pour lesquels il a encouru des amendes et pénalités.

Merci d'avance,  
Bien à vous,

Expéditeur : UVCW	Type d'acteur : Communes
Date de réception : 20/12/2013	Mode de transmission : email
Remarque recevable : OUI	

Document reçu repris plus bas

Expéditeur : INTERMIXT	Type d'acteur : GRD
Date de réception : 31/12/2013	Mode de transmission : email
Remarque recevable : OUI	

Document reçu repris plus bas

Expéditeur : ORES	Type d'acteur : GRD
Date de réception : 03/01/2014	Mode de transmission : email
Remarque recevable : OUI	

Document reçu repris plus bas

Expéditeur : GASELWEST	Type d'acteur : GRD
Date de réception : 03/01/2014	Mode de transmission : email
Remarque recevable : OUI	

Document reçu repris plus bas

Expéditeur : INTER-REGIES  
Date de réception : 03/01/2014  
Remarque recevable : OUI

Type d'acteur : GRD  
Mode de transmission : email

Document reçu repris plus bas

Expéditeur : TECTEO  
Date de réception : 03/01/2014  
Remarque recevable : OUI

Type d'acteur : GRD  
Mode de transmission : email

Document reçu repris plus bas

Expéditeur : FEBEG  
Date de réception : 03/01/2014  
Remarque recevable : OUI

Type d'acteur : Fournisseurs  
Mode de transmission : email

Document reçu repris plus bas

Expéditeur : UWE  
Date de réception : 08/01/2014  
Remarque recevable : OUI

Type d'acteur : Consommateurs  
Mode de transmission : email

UWE a averti préalablement la CWaPE que l'envoi de ses remarques arriverait avec quelques jours de retard. La CWaPE accepte donc de prendre en considération les remarques de l'UWE.

Document reçu repris plus bas



## **Projets de décision fixant la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la période 2015-2016**

### **Documents soumis à consultation**

### **Avis de l'Union des Villes et Communes de Wallonie**

#### **Contexte**

Dans le cadre du transfert de la compétence tarifaire aux régions fixé au 1<sup>er</sup> juillet 2014, la CWaPE a publié des projets de méthodologie tarifaire transitoire pour 2015-2016 (électricité et gaz) actuellement soumis à consultation publique. A partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, une méthodologie tarifaire définitive, valable pour 5 ans, devrait être mise en place.

L'Union des Villes et Communes de Wallonie a pris connaissance de ces projets de méthodologie tarifaire transitoire et souhaite émettre les remarques suivantes.

De manière générale, nous tenons à rappeler à la CWaPE l'importance de veiller au maintien de la rémunération des capitaux communaux investis dans les réseaux de distribution.

Faut-il rappeler que ce fut pour faciliter l'ouverture du marché de l'énergie en Belgique que les communes ont été fortement sollicitées pour jouer un rôle actif dans le processus de séparation des activités de production et de vente d'énergie et des activités de gestion de réseaux (unbundling) ?

Ces mêmes communes ont été amenées et n'ont pas hésité à prendre des responsabilités beaucoup plus directes dans la gestion opérationnelle des réseaux de distribution dans l'ex-secteur mixte wallon avec la création de la société ORES.

Elles ont été également sollicitées pour racheter progressivement les participations d'Electrabel dans les activités de transport et de distribution, et cela, en l'absence d'acteur public fédéral ou d'investisseurs privés candidats. On rappellera que le prix de rachat des participations d'Electrabel a été fixé en fonction des méthodes de valorisation et de régulation de la CREG.

Il s'avère dès lors fondamental de veiller au maintien de la rémunération des capitaux communaux investis au risque de pénaliser les communes et leurs contribuables pour des investissements réalisés en fonction d'une demande pressante des autorités tant européennes que nationales.

En ce sens, nous nous opposons à toute tentative de minimisation des coûts: d'une part, en diminuant la rémunération des capitaux et, d'autre part, en limitant les coûts acceptables pour les GRD, au risque de porter atteinte aux investisseurs historiques et actionnaires majoritaires des GRD que sont les communes.

Nous constatons par ailleurs que les méthodologies tarifaires proposées sont fixées pour un nombre d'années limité. Nous en profitons dès lors pour rappeler combien les GRD ont un besoin de stabilité et combien il s'avère fondamental pour eux de disposer d'une vision à long terme. Il nous paraît indispensable d'obtenir des garanties quant au maintien d'une rémunération équitable sur le long terme.

Aussi, compte tenu des dispositions et des orientations importantes engageant l'avenir des GRD contenues dans les projets de méthodologie tarifaire soumis à la consultation, nous soulignons l'impérieuse nécessité de transparence de la CWaPE par rapport à la motivation des dispositions tarifaires proposées. Ce souci de transparence devra également guider le régulateur dans le cadre de la méthodologie tarifaire en tant que telle, nous pensons ici notamment à la distinction des OSP des tarifs de distribution, que nous aborderons ci-après.

Outre ces considérations d'ordre général, nous souhaitons également attirer l'attention de la CWaPE quant aux éléments suivants.

### **Quant à la volonté de la CWaPE de contenir l'enveloppe budgétaire**

Par l'établissement de sa méthodologie tarifaire, la CWaPE se donne notamment pour objectif de *« contenir l'enveloppe budgétaire tarifaire des gestionnaires de réseaux de distribution afin de limiter la contribution financière demandée aux utilisateurs de réseau »*.

Nous regrettons dans ce cadre la vision extrêmement large donnée par la CWaPE à l'enveloppe « coûts gérables ».

Ainsi, il ressort du projet de décision de la CWaPE fixant la méthodologie tarifaire que la cotisation de responsabilisation et les taux de cotisations ONSSAPL sont considérés comme des coûts gérables, c'est-à-dire des coûts sur lesquels le gestionnaire du réseau de distribution exerce un contrôle direct.

Or, l'on doit bien constater que les coûts des cotisations de base à payer à l'ONSSAPL en matière de pension sont en constante évolution et que les GRD n'ont aucune maîtrise sur ceux-ci. De la même manière, les GRD n'ont pas la possibilité de limiter le coût de la cotisation de responsabilisation qui leur est imposée depuis 2013 (facture 2013 relative à l'exercice 2012) étant donné que cette cotisation est établie sur la base d'un rapport entre la charge de pension de l'ONSSAPL envers le personnel pensionné statutaire des GRD et les cotisations de base acquittées chaque année par le GRD en vertu de la composition de son personnel. Le GRD n'a aucune prise sur la charge de pension, celle-ci résultant d'une situation du passé.

S'agissant de surcoûts générés par une réforme décidée au niveau fédéral fin 2011, surcoûts dont l'évolution n'est pas maîtrisable par les GRD, sinon à la marge, nous nous opposons à ce que ces coûts soient considérés comme des coûts gérables et demandons à ce qu'ils soient considérés comme constituant des coûts non gérables.

### **Quant à la garantie du maintien du niveau de rémunération au niveau prévu dans l'arrêté royal du 2 septembre 2008**

Si nous saluons la garantie donnée par la CWaPE d'intégrer dans les tarifs la différence éventuelle entre la marge équitable déterminée selon la méthodologie tarifaire « CWaPE » (application d'un double actif régulé et d'un double pourcentage de rendement) et la marge équitable telle qu'elle aurait été déterminée par application de l'arrêté royal du 2 septembre 2008, nous regrettons toutefois que la CWaPE n'ait pris aucun engagement quant au maintien d'une telle garantie pour l'avenir, au-delà de la période transitoire de 2015-2016.

En effet, l'argument selon lequel « *Au fur et à mesure de l'augmentation de l'actif régulé secondaire, cette différence entre la marge équitable « CWaPE » et la marge équitable « AR 2008 » devrait se réduire et s'annuler au bout de quelques années* » ne constitue selon nous pas un engagement suffisant.

Il nous paraît indispensable d'obtenir l'assurance que le maintien du niveau de rémunération de l'arrêté royal du 2 septembre 2008 sera permanent et non limité à la période transitoire 2015-2016.

### **Quant à la distinction entre l'actif régulé « primaire » et « l'actif régulé secondaire »**

Les projets de méthodologie provisoire opèrent une distinction en termes de pourcentage de rémunération entre les investissements réalisés après le 1<sup>er</sup> janvier 2014 (actif régulé « secondaire ») et les investissements réalisés antérieurement (actif régulé « primaire »).

Nous constatons à regret que le taux d'intérêt sans risque applicable à l'actif régulé « primaire » sera figé à la valeur du taux moyen OLO de 2013, c'est-à-dire à un taux plancher. Ce pourcentage de rendement défini *ex ante* ne serait pas recalculé *ex post* au cours de la période tarifaire.

Ces éléments nous apparaissent hautement problématiques au regard du principe de la rémunération équitable des capitaux investis.

Nous craignons en effet que cette structure tarifaire ne soit figée au-delà de la période transitoire, ce qui conduirait à une diminution de la rémunération annuelle brute d'année en année, les amortissements des investissements du passé se poursuivant, alors que le taux de rémunération resterait figé à un niveau plancher.

Il nous paraît dès lors indispensable que le pourcentage de rendement primaire puisse être recalculé *ex post*.

### **Quant à l'affectation des soldes régulateurs**

Nous constatons avec satisfaction que le projet de méthodologie tarifaire transitoire prévoit que les soldes régulateurs seront automatiquement récupérés sur une base annuelle.

Nous souhaitons toutefois obtenir toutes les garanties de la CWaPE quant à l'application d'un mécanisme semblable pour les soldes régulateurs constitués antérieurement à la régionalisation de la compétence tarifaire en matière de distribution d'énergie, de même que pour les soldes régulateurs qui seraient constitués au-delà de la période transitoire 2015-2016.

### **Quant aux coûts liés aux obligations de service public (OSP)**

Si nous saluons le fait que le coût des OSP ait été distingué des coûts nécessaires à l'exercice des tâches du GRD dans la définition du revenu total, nous insistons toutefois pour que le tarif OSP soit présenté dans une grille tarifaire distincte du tarif de distribution et apparaisse en tant que tel sur la facture, ce dans un souci de transparence à l'égard des consommateurs.

### **Quant au maintien d'un tarif proportionnel en fonction des volumes**

Nous constatons à regret que la méthodologie tarifaire proposée est basée sur des tarifs proportionnels aux volumes d'énergie active injectés ou prélevés sur les réseaux. Or, l'on doit bien constater que ces volumes sont amenés à diminuer considérablement dans un avenir proche. En

effet, la rencontre des objectifs du paquet européen « 3 x 20 en 2020 » implique une réduction de 20 % des consommations d'énergie et la production de 20 % d'énergie à partir de sources renouvelables. « Consommer moins ; consommer mieux ; produire autrement » constituent des objectifs ambitieux et responsables. Cependant, ils conduisent inévitablement à une diminution des volumes d'énergie prélevés sur les réseaux de sorte qu'une contribution des utilisateurs aux frais de réseau basée sur les kWh prélevés ne garantira plus un financement suffisant pour l'entretien et le développement des réseaux.

Nous préconisons dès lors de faire évoluer la méthodologie tarifaire vers des tarifs à composantes capacitaires, de façon à prémunir les GRD des risques engendrés par une variabilité de recettes liées aux volumes. La possibilité de pouvoir récupérer les montants non perçus via les soldes réglementaires n'est pas une garantie suffisante et ne constitue pas une solution durable à moyen terme.

### **Quant à l'insertion de dispositions tarifaires dans un décret**

Il nous paraît fondamental que le travail de la CWaPE dans le cadre de son élaboration des méthodologies tarifaires applicables aux GRD soit encadré par des dispositions tarifaires insérées dans les décrets électricité et gaz.

L'Union des Villes et Communes de Wallonie ne doute pas que la CWaPE sera très attentive à ces éléments très importants pour les investisseurs historiques et actionnaires majoritaires des GRD que sont les communes.

LVB/ABE/MDU/anf/18.12.2013.

# Intermixt - Wallonie

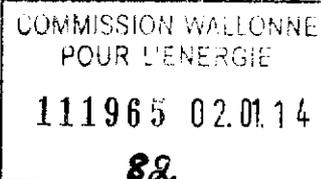
c/o Intermixt, Galerie Ravenstein 4 boîte 2, 1000 Bruxelles

## CWAPE

Monsieur F. Ghigny, Président

Monsieur S. Renier, Direction des services aux consommateurs et des services juridiques

Route de Louvain-la-Neuve, 4 – Bte 12  
5001 NAMUR



PAR PORTEUR AVEC ACCUSÉ DE RECEPTION

Bruxelles,  
le 31 décembre 2013

Nos références :  
FG/mr/1312/203

Votre correspondant :  
Francis GENNAUX

E-mail :  
[francis.gennaux@intermixt.be](mailto:francis.gennaux@intermixt.be)

Monsieur le Président,  
Monsieur le Directeur,

**Objet : Consultation sur les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz pour la période 2015-2016**

Vous trouverez joint au présent courrier les remarques formulées par Intermixt, au nom des intercommunales pures de financement associées aux gestionnaires de réseaux de distribution mixtes wallons, dans le cadre de la consultation sur les méthodologies tarifaires transitoires.

Vous en souhaitant bonne réception, je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, Monsieur le Directeur, l'expression de ma considération distinguée.

Claude DESAMA  
Président des Instances Wallonnes

Intermixt

Galerie Ravenstein 4, boîte 2  
1000 Bruxelles  
Belgique

Tel. +32 10 48 68 07  
Fax +32 10 48 67 68

E-mail: [francis.gennaux@intermixt.be](mailto:francis.gennaux@intermixt.be)  
Website: [www.intermixt.be](http://www.intermixt.be)

**Projets de décisions fixant la méthodologie tarifaire transitoire  
applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution  
d'électricité et de gaz naturel pour la période 2015-2016  
Consultation publique  
Avis d'Intermixt**

Le 29 novembre 2013, la CWaPE a entamé, via publication sur son site internet, une consultation sur des projets d'arrêtés visant à établir une méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel (les GRD) pour les exercices 2015 et 2016.

En tant qu'établissement d'utilité publique actif dans le secteur belge du gaz et de l'électricité, qui se concentre notamment sur les intérêts du secteur public communal, Intermixt promeut la coopération entre les représentants du secteur public dans les intercommunales mixtes belges ainsi que l'expression de leurs positions.

C'est dans ce cadre que nous avons pris connaissance des projets de méthodologie tarifaire transitoire soumis à consultation publique par la CWaPE.

En tant qu'actionnaires historiques de l'activité de distribution en Belgique et en Wallonie, les IPF jugent primordial le maintien d'un système de rémunération des capitaux investis qui ne pénalise pas les investissements qu'ils ont réalisés et notamment les investissements consécuteurs à leur montée en puissance progressive au capital de cette activité en remplacement de l'associé privé Electrabel, montée en puissance imposée notamment par le législateur régional pour renforcer l'unbundling des GRD.

Il est utile de rappeler que les IPF jouent, avec les communes, un rôle prépondérant au sein des GRD. Elles ont été fortement sollicitées pour jouer un rôle actif dans le processus de séparation des activités de production et de vente d'énergie et des activités de gestion de réseaux (unbundling) et pour prendre des responsabilités en liaison directe avec la gestion opérationnelle des réseaux de distribution dans le secteur mixte wallon, ce qui a débouché sur la constitution de la société Ores. Elles ont également pris part à la réflexion sur les futurs défis des GRD, qu'il s'agisse des modes de gestion des réseaux, de la politique d'investissement ou encore de l'organisation elle-même des GRD mixtes wallons, qui a abouti le 31 décembre dernier à la fusion des GRD et à la constitution d'Ores Assets.

Les IPF et les communes ont également racheté progressivement des participations d'Electrabel dans les activités de distribution pour répondre aux prescrits des décrets wallons relatifs à l'organisation régionale des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Les modalités de fixation du prix de rachat de ces participations ont été prévues contractuellement en fonction des méthodes de valorisation et de régulation qui ont permis l'approbation des tarifs actuellement applicables, à savoir les arrêtés royaux du 2 septembre 2008 relatifs aux tarifs pluriannuels.

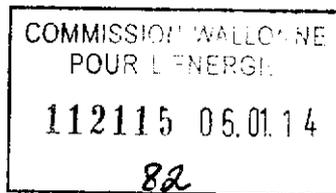
Après concertation avec les intercommunales pures de financement associées aux GRD mixtes wallons (les IPF), qui détiennent à ce jour conjointement avec les Villes et communes du secteur mixte 75 % du capital d'Ores Assets, et au nom de ces intercommunales, Intermixt souhaite formuler les remarques suivantes sur ces projets.

1. A l'analyse détaillée du projet de méthodologie tarifaire transitoire, nous pouvons regretter que le pourcentage de rendement applicable à l'actif régulé primaire, et plus particulièrement la valeur du taux OLO et celle du ratio S, soit fixé pour toute la période réglementaire sans possibilité de recalcul ex post. La fixation de la rémunération de la RAB primaire sur base de paramètres prévisionnels – et donc non fondés sur des réalités avérées – sans aucune confrontation ex-post avec l'évolution réelle des paramètres risque de conduire à une discrimination des actionnaires historiques de l'activité de distribution, en tous cas en l'absence de garantie de rendement telle que proposée par le projet de méthodologie et dont question ci-après. Quoi qu'il en soit, le principe selon lequel un élément tarifaire, en l'espèce le rendement sur RAB primaire, échapperait à tout exercice ex-post constitue un précédent, au plan des principes, difficilement acceptable. En effet, il pourrait être dommageable dans l'avenir pour les associés communaux d'accepter pour une période transitoire des principes qui pourraient se prolonger pour les périodes tarifaires suivantes. Par exemple, pour la période entre le 1<sup>er</sup> janvier 2013 et le 17 décembre 2013, le taux OLO s'élevait à 2,42%. Or, les attentes de marché concernant le niveau de taux moyen en 2015 et 2016 diffèrent de ce taux dont nous ne sommes pas les seuls à considérer qu'il est historiquement bas. A titre d'information, les taux forward des emprunts OLO 10 ans en 2015 et 2016 sont de respectivement 3,12% en 2015 et 3,56% en 2016 (avec toutes les réserves liées à l'utilisation d'un taux forward), ce qui situe les prévisions de réalité largement au-dessus des taux définitivement retenus par la CWaPE.

Même si le principe ne nous en semble pas opportun (cfr. ci-avant), nous saluons dès lors la garantie apportée par l'application du calcul de la marge bénéficiaire selon les règles et paramètres repris dans les arrêtés royaux du 2 septembre 2008 si son résultat est supérieur au calcul de la marge bénéficiaire repris dans les projets de décision en ce qu'elle aboutit de facto à opérer un contrôle ex-post également sur la rémunération des capitaux investis afférents à la RAB primaire.

2. Nous regrettons toutefois l'exclusion du besoin en fonds de roulement de l'actif régulé (RAB). Elle impacte directement et fragilise davantage la structure financière des GRD. Un GRD respectant strictement la structure de rémunération optimale préconisée par le régulateur jusqu'ici (en d'autres mots, le ratio S, à savoir 33% de fonds propres dans la RAB) se voit à présent pénalisé par un taux moyen de rémunération moindre. Une partie plus importante des fonds propres apportés par les associés sera donc rémunérée à un taux de rémunération non optimal (soit le taux OLO + 70 points de base). Il importe de relever que la Belgique est l'un des pays en Europe où l'incitation à recourir à l'endettement externe est la plus importante. Comme le démontre l'étude OXERA d'octobre 2011 concernant « Cost of equity methodology for Belgian distribution networks », les autres autorités de contrôle en Europe préconisent, en général et selon les normes comptables locales, un niveau de capitaux propres correspondant à environ 40% à 45% de la RAB. Nous plaçons donc pour un relèvement du seuil d'application du taux de rendement optimal et dès lors du facteur S de manière à l'aligner, en tous cas progressivement, sur ces moyennes européennes.

3. Selon nous, la méthodologie tarifaire transitoire devrait contenir des dispositions relatives à la répercussion dans les tarifs 2015 et 2016 des soldes relatifs aux exercices antérieurs à 2015, à tout le moins ceux dont le montant a déjà fait l'objet d'une approbation sur le montant par le régulateur. Les soldes réglementaires des GRD mixtes wallons sont importants et impactent déjà les dividendes versés aux associés. Il y a urgence à formaliser une approche d'approbation et d'affectation de ces dits soldes.
  
4. Nous souhaiterions par ailleurs évoquer la nécessité de prévoir, dans le cadre de la détermination de la méthodologie tarifaire définitive, une réflexion sur les paramètres du pourcentage de rendement pris en compte pour déterminer la rémunération des capitaux investis. Qu'il s'agisse de la référence au taux OLO 20 ans et non au taux OLO 10 ans, la fixation de la prime de risque à une valeur supérieure à 3,5% ou encore l'augmentation du coefficient d'illiquidité, et sans préjudice de ce qui a été dit ci-avant à-propos du ratio S, il nous semble opportun de revoir les paramètres actuels pour tenir compte du contexte actuel des marchés.



**CWape**

*Monsieur F. Ghigny, Président*

*Monsieur S. Renier, Direction des services aux  
consommateurs et des services juridiques*

Route de Louvain-La-Neuve, 4 – Bte 12

5001 NAMUR

**PAR PORTEUR AVEC ACCUSÉ DE RECEPTION**

Nos références : DF&C/DO/140102/14002

Votre correspondant :

Dominique OFFERGELD

Tél : 081/24 35 20

Mail : dominique.offergelg@ores.net

Le 2 janvier 2014

Monsieur le Président,  
Monsieur le Directeur,

**Objet : Consultation sur les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz pour la période 2015-2016**

Le 29 novembre 2013, la CWape a publié sur son site internet les deux propositions de méthodologies tarifaires transitoires applicables respectivement aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz (ci-après les GRD) qui seront utilisées pour l'approbation des tarifs de la période régulatoire 2015-2016.

Comme proposé dans cette publication, nous vous transmettons, dans le document ci-joint, nos réactions sur ces propositions de méthodologies. Ce document, ainsi que la présente, constituent notre réponse à la consultation débutée le 29 novembre 2013.

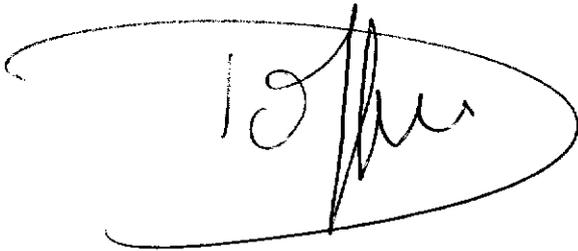
De manière générale, nous souhaiterions rappeler quelques grands principes déjà mis en évidence dans le cadre de notre première réponse sur la méthodologie tarifaire transitoire :

1. L'élaboration d'une méthodologie tarifaire et dans la foulée, la fixation de tarifs stables et non contestables sont d'un intérêt crucial pour les GRD mais aussi pour l'ensemble des utilisateurs de nos réseaux. La démarche initiée par la CWape mais plus encore l'esprit d'écoute et de

compréhension réciproque qui l'a caractérisée nous apparaissent essentiels pour la détermination de tarifs stables et non contestables que nous apprécions à sa juste valeur. Nous insistons tout particulièrement pour que l'équilibre actuel entre le régulateur et les entités régulées subsiste dans l'avenir de manière à permettre, dans le respect des prérogatives de chacun et du formalisme nécessaire la prévisibilité des tâches à réaliser. Cela nous paraît d'autant plus nécessaire alors qu'au cours des prochaines années, différents exercices se chevaucheront et devront être réalisés conjointement par le GRD : définition de la méthodologie tarifaire définitive, exercice de contrôle ex post sur les exercices non encore approuvés ou encore préparation d'une nouvelle proposition tarifaire pour la prochaine période régulatoire.

2. Nous souscrivons à la proposition pragmatique faite par la CWaPE d'une approche en deux temps, distinguant la période 2015-2016, qui s'inscrirait de manière transitoire dans la continuité de la période 2009-2012, et qui donnerait le temps à l'ensemble des acteurs pour réfléchir ensemble à la détermination d'une nouvelle méthodologie. Nous sommes d'avis dans ce cadre de ne pas ouvrir les débats pour la période transitoire et de limiter les demandes de modifications au strict minimum, sans solliciter de remise en cause d'éléments jugés fondamentaux pour l'équilibre du système actuel.
3. Vu la nature de nos investissements, une tarification stable, qui donne une perspective de long terme, est indispensable pour procurer à nos activités les moyens financiers nécessaires à leur développement. En particulier, cela impose que les règles une fois définies et communiquées, restent d'application et ne puissent être remises en cause si ce n'est pour l'avenir. Ainsi, les situations définitivement acquises ne pourront être réglées que sur la base des textes qui étaient connus et d'application au moment où elles se sont réalisées. C'est pour cette raison par exemple, et de manière non exhaustive, que des décisions définitives du régulateur compétent ne nous paraissent pas susceptibles d'être remises en question ou encore que le cadre légal qui s'appliquait au moment de l'approbation des propositions tarifaires, applicable également aux soldes régulatoires ou aux écarts sur contrôlables, est le seul qui puisse régler les situations du passé. Tout changement ne peut se concevoir que dès lors que l'entreprise régulée dispose de la possibilité d'adapter son comportement à la nouvelle situation, cela implique qu'il soit porté à la connaissance des acteurs concernés suffisamment en amont de l'exercice lors duquel il sera applicable.
4. La tarification doit permettre la couverture de l'ensemble des coûts qui présentent un lien avec l'activité de gestion des réseaux, quelle que soit leur nature, pour autant bien entendu que ces coûts soient raisonnables ; elle doit être cost-reflective. Cela n'exclut évidemment pas que des limites soient posées quant à l'évolution des coûts maîtrisables.
5. La tarification doit être transparente, réellement solidaire et non discriminatoire. Cela signifie que tout doit être mis en œuvre pour que l'utilisateur des réseaux identifie clairement les composantes de sa facture, en faisant la part entre ce qui est imputable au fournisseur, au transporteur et au distributeur et les autres éléments qui visent à financer certaines politiques. Cela signifie aussi que la tarification doit être adaptée aux situations nouvelles et faire en sorte que chacun, quelle que soit sa situation, contribue de façon juste aux coûts de réseau. Le GRD doit ainsi être rémunéré pour l'usage effectif du réseau, que l'utilisateur injecte ou prélève de l'énergie à partir de ce réseau.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Président, Monsieur le Directeur, l'assurance de notre considération distinguée.

A handwritten signature in black ink, consisting of a large, sweeping oval shape on the left and a series of vertical, slightly curved strokes on the right, all contained within a larger, thin oval outline.

**D. OFFERGELD**  
Directeur du Département Finances  
& Controlling ORES

A handwritten signature in black ink, featuring a series of horizontal and vertical strokes that form a stylized, somewhat abstract shape.

**F. Grifnée**  
Administrateur délégué  
ORES

**PROJETS DE DÉCISION DU 28 NOVEMBRE 2013 DE LA CWAPE FIXANT LA MÉTHODOLOGIE  
TARIFAIRE TRANSITOIRE APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION  
D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL POUR LA PÉRIODE 2015-2016 SOUMIS À CONSULTATION  
PUBLIQUE**

Par les termes qui suivent, il faut entendre :

- « les projets de méthodologie transitoire électricité et gaz » : les deux projets de décision de la CWAPE du 28 novembre 2013 fixant la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la période 2015-2016
- « le projet de méthodologie transitoire électricité » : le projet de décision de la CWAPE du 28 novembre 2013 fixant la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité pour la période 2015-2016
- « le projet de méthodologie transitoire gaz » : le projet de décision de la CWAPE du 28 novembre 2013 fixant la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel pour la période 2015-2016
- Ores : à la fois l'intercommunale Ores Assets née de la fusion des huit intercommunales mixtes assurant la gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel en Wallonie et leur société d'exploitation Ores

Avant d'examiner de manière successive les articles des projets de méthodologie, il importe de relever quelques grands principes qui nous paraissent essentiels, certains ayant déjà été évoqués dans notre réponse du 29 juillet 2013.

Tout d'abord, la tarification doit être transparente, réellement solidaire et non discriminatoire. Comme évoqué dans le courrier du 29 juillet 2013, cela signifie qu'elle doit être adaptée aux situations nouvelles et faire en sorte que chacun, quelle que soit sa situation, contribue de juste manière aux coûts du réseau. Le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) doit dès lors être rémunéré pour l'usage effectif du réseau, que l'utilisateur injecte ou prélève de l'énergie à partir de ce réseau (voir pour plus de détails les remarques formulées ci-après relativement à l'article 11).

Ensuite, la tarification doit reposer sur des faits avérés et non sur des hypothèses ou des prévisions. C'est tout le sens des exercices ex post qui sont réalisés par le régulateur afin de confronter les données budgétaires sur base desquelles les tarifs ont été arrêtés avec la réalité. Ces contrôles doivent porter sur tous les éléments composant les tarifs afin de prendre en compte les paramètres réels applicables, y compris ceux relatifs à la marge équitable. C'est pourquoi Ores souhaite que les articles 5, 6, 7 et 8 soient adaptés en conséquence en ce qui concerne la marge équitable primaire.

La définition de l'actif régulé (RAB) de manière plus restrictive suite à l'exclusion du besoin en fonds de roulement a pour effet automatique une modification de la structure financière des GRD. Un GRD respectant strictement la structure de rémunération optimale préconisée par le régulateur jusqu'ici (en d'autres mots, le ratio S, à savoir 33% de fonds propres dans la RAB) se voit à présent pénalisé par un taux moyen de rémunération moindre. Si le GRD se met en conformité avec ce ratio S optimal de 33%, il détériorera son ratio d'indépendance financière, ce qui augmentera ses coûts de financement. Or, la Belgique est l'un des pays en Europe où l'incitation à recourir à l'endettement externe est la plus importante. Les autres autorités de contrôle en Europe préconisent, en général et selon les normes

comptables locales, un niveau d'endettement correspondant à environ 55% à 60% de la RAB. Dans le contexte financier actuel, Ores estime qu'un ratio S inférieur à 50% fait peser un risque financier sur le GRD et diminue sa flexibilité à réagir aux investissements ou adaptations urgentes. Ores souhaiterait que, à tout le moins dans le cadre de la détermination de la méthodologie tarifaire post 2016, une discussion avec le régulateur porte sur une augmentation du ratio S pour le rendre plus conforme à ce qui est constaté ailleurs en Europe.

Pour terminer, nous souhaitons attirer l'attention sur le fait qu'en certaines circonstances, le projet de méthodologie tarifaire recourt à des termes qui pourraient être interprétés de manière restrictive. Ainsi, par exemple, le terme « emprunt » ne permet pas de viser toutes les sources de financement d'Ores (voir pour plus de détails les remarques formulées ci-après sur l'article 26). Il s'indique dès lors de formuler ces réalités par des notions plus générales – financement par exemple – qui ne limitent pas de manière inappropriée les concepts utilisés.

Les commentaires repris ci-après sur certains articles des projets de méthodologie relèvent à la fois de remarques de forme (exemple : article 15, § 1<sup>er</sup>) ou de fond.

**REMARQUES SUR LA MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE PROPOSÉE PAR LA CWAPE DANS LE CADRE DE LA CONSULTATION PUBLIQUE ORGANISÉE DU 29 NOVEMBRE 2013 AU 3 JANVIER 2014:**

**1. ARTICLE 1, 42° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ  
ARTICLE 1, 44° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE GAZ**

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Article 1 :

42° « facteur Bêta » : il s'agit de la covariance du rendement de la part du gestionnaire du réseau coté en bourse avec le rendement sur le marché, divisée par la variance de ce marché. Tant que le GRD n'est pas coté en bourse, le facteur Bêta est fixé comme le prévoit l'article 7, §§1 et 2 de la présente décision ;

Proposition Ores :

Article 1 :

42° « facteur Bêta » : il s'agit de la covariance du rendement de la part du gestionnaire du réseau coté en bourse avec le rendement sur le marché, divisée par la variance de ce marché. Tant que le GRD n'est pas coté en bourse, le facteur Bêta est fixé comme le prévoient les articles 6, § 2 et 7, §§1 et 2 de la présente décision ;

Commentaires Ores :

La valeur du facteur Bêta est déterminée dans l'article 7 §§ 1<sup>er</sup> et 2. L'article 6 § 2 précisant la définition de ce Bêta ainsi que son « rôle » dans la formule du pourcentage de rendement, il est opportun d'ajouter la référence à ce paragraphe.

**2. ARTICLE 1, 54° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ  
ARTICLE 1, 36° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE GAZ**

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Article 1 :

54° « Atrias » : société créée le 9 mai 2011 à l'initiative des gestionnaires de réseau de distribution dont la mission est le développement et l'optimisation des processus de marché libéralisé de l'énergie.

Proposition Ores :

54° « Atrias » : société créée le 9 mai 2011 à l'initiative des gestionnaires de réseau de distribution dont la mission est le développement et l'optimisation des processus de marché libéralisé de l'énergie ainsi que le développement des logiciels informatiques qui supportent ces processus.

Commentaires Ores :

Atrias étant principalement axé sur les systèmes informatiques qui supportent les processus de marché, il importe d'y faire référence dans la définition.

**3. ARTICLE 1, 55° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ  
ARTICLE 1, 55° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE GAZ**

Proposition Ores : insérer une nouvelle définition dans la méthodologie :

Article 1 (électricité):

55° « La valeur initiale de l'actif régulé » ou iRAB est la valeur de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées telles que fixées au 31 décembre 2001 équivalant à la somme de la valeur nette comptable des immobilisations corporelles et de la Plus-value, telle que fixées au 31 décembre 2001.

Article 1 (gaz):

55° « La valeur initiale de l'actif régulé » ou iRAB est la valeur de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées telles que fixées au 31 décembre 2002 équivalant à la somme de la valeur nette comptable des immobilisations corporelles et de la Plus-value, telle que fixées au 31 décembre 2002.

Commentaires Ores :

Tout comme une définition de la plus-value iRAB a été reprise, il importe de disposer d'une définition de la valeur initiale de l'actif régulé (ou iRAB).

**4. ARTICLE 1, 52° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ  
ARTICLE 1, 54° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE GAZ**

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Article 1 :

52° « Logiciel informatique » : Les logiciels informatiques, dissociés du matériel, acquis ou créés pour la gestion des activités régulées. Le traitement comptable de ces logiciels informatiques doit être réalisé en conformité avec les recommandations de la Commission des Normes Comptables, notamment l'avis CNC 138-5.

Proposition Ores :

Article 1 :

52° « Logiciel informatique » : **Les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques tels qu'approuvés par le réviseur**, dissociées du matériel, acquis ou créés pour la gestion des activités régulées. Le traitement comptable de ces logiciels informatiques doit être réalisé en conformité avec les recommandations de la Commission des Normes Comptables, notamment l'avis CNC 138-5.

Commentaires Ores :

Dans l'avis CNC 138-5, la notion de logiciel informatique est définie de manière restrictive, ne visant que les logiciels d'application. Afin d'éviter de restreindre l'interprétation de ces termes, il est proposé d'adapter le contenu de la définition.

## 5. ARTICLE 1, 53° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ

### Extrait du projet de méthodologie transitoire électricité :

#### Article 1 :

53° « Prosumer » : se dit des clients finals simultanément consommateurs et producteurs d'énergie à partir d'une installation de production décentralisée d'une puissance maximale  $\leq$  10 kVA et qui bénéficient du mécanisme de compensation tel que visé à l'article 153 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011.

### Commentaires Ores :

Etant donné l'arrêt rendu par la Cour d'appel de Bruxelles sur le tarif prosumer appliqué en Flandre, il importe de rappeler la nécessité de revoir l'article 153 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011. Les prosumers doivent en effet être traités comme une catégorie distincte des autres utilisateurs de même puissance, soit inférieure ou égale à 10kv, et doivent être soumis aux mêmes règles que tout autre utilisateur en matière de contribution équitable aux coûts du réseau et à la rémunération des services dont ils bénéficient.

## 6. ARTICLE 2, § 1<sup>ER</sup>, ALINÉA 2, 5°, A) DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE GAZ

### Extrait du projet de méthodologie transitoire gaz :

les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture d'électricité dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par l'autorité de régulation compétente.

### Proposition Ores :

les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture **de gaz naturel** dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par l'autorité de régulation compétente.

### Commentaires Ores :

Correction d'une erreur matérielle.

7. ARTICLE 2, § 1<sup>ER</sup>, ALINÉA 2, 7<sup>O</sup> DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

La plus-value IRAB est comptabilisée annuellement pour un montant égal à 2% de la valeur initiale de la plus-value durant la période réglementaire 2015-2016.

Proposition Ores :

La plus-value IRAB est **reprise et reportée dans les coûts à un taux de 2 % par an** durant la période réglementaire 2015-2016.

Commentaires Ores :

Quelle est la motivation de la modification de la formulation de cette phrase ?

Nous proposons de maintenir la formulation proposée dans le projet de méthodologie tarifaire transitoire soumis à avis par la CWaPE à Ores en mai 2013. Elle nous semble en effet plus précise et assure le maintien des décisions préalables du régulateur.

8. ARTICLES 3, § 1<sup>ER</sup> DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 1<sup>ER</sup>. La marge équitable constitue l'indemnisation du capital investi par le gestionnaire dans le réseau. La marge équitable est la somme de la marge équitable « primaire » et de la marge équitable « secondaire », lesquelles sont déterminées comme suit :

- la marge équitable primaire est fixée en appliquant le pourcentage de rendement « primaire » visé à l'article 6 sur la valeur moyenne de l'actif régulé « primaire » visé à l'article 4, § 1<sup>er</sup> ;
- la marge équitable secondaire est fixée en appliquant le pourcentage de rendement « secondaire » visé à l'article 6 sur la valeur moyenne de l'actif régulé « secondaire » visé à l'article 4, § 2.

Proposition Ores :

§ 1<sup>ER</sup>. La marge équitable constitue l'indemnisation du capital investi par le gestionnaire dans le réseau. La marge équitable est la somme de la marge équitable « primaire » et de la marge équitable « secondaire », lesquelles sont déterminées comme suit :

- la marge équitable primaire est fixée **chaque année** en appliquant le pourcentage de rendement « primaire » visé à l'article 6 sur la valeur moyenne **visée à l'article 5, § 1<sup>ER</sup>** de l'actif régulé « primaire » visé à l'article 4, § 1<sup>er</sup> ;
- la marge équitable secondaire est fixée **chaque année** en appliquant le pourcentage de rendement « secondaire » visé à l'article 6 sur la valeur moyenne **visée à l'article 5, § 2** de l'actif régulé « secondaire » visé à l'article 4, § 2.

Commentaires Ores :

Il importe d'apporter deux précisions à la définition de la marge équitable, à savoir :

- reprendre la fixation annuelle de la marge équitable (sur base de prévisions pour la proposition tarifaire ou de paramètres réels pour le rapport annuel) ;
- renvoyer à l'article 5, § 1<sup>er</sup> et 2 pour la définition de la notion de « valeur moyenne ».

9. ARTICLES 4, § 1<sup>ER</sup>, AL. 1 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 1er. La valeur initiale de l'actif régulé « primaire » est la valeur des immobilisations corporelles régulées à la date du 31/12/2013 telle que approuvée par l'autorité de régulation compétente.

Commentaires Ores :

Nous avons compris des discussions préalables relatives à la détermination de la méthodologie tarifaire transitoire que, étant donné que la valeur des immobilisations corporelles régulées est approuvée, notamment par le réviseur dans le cadre de l'approbation des comptes annuels, il n'y aurait pas d'approbation explicite de cette valeur par un régulateur à la date du 31/12/2013. Un contrôle des processus d'investissement serait réalisé dans le cadre des rapports annuels ex post sur base de l'attestation à remettre à ce sujet par le réviseur.

Si un tel contrôle sur la valeur des immobilisations corporelles régulées devait toutefois être mis en place, afin de pouvoir le réaliser, Ores doit pouvoir connaître la teneur des contrôles : identification de l'autorité compétente, contenu, processus ainsi que timing.

10. ARTICLES 4, § 1<sup>ER</sup>, AL. 2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

La valeur de l'actif régulé « primaire » évolue chaque année à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014 par :

- la déduction de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013) mises hors service au cours de l'année concernée ;
- la déduction de la partie de la plus-value iRAB afférente aux immobilisations corporelles relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée; Cette plus value est déduite annuellement d'un montant égal à 2% de la valeur initiale de la plus-value au cours de la période régulatoire 2015-2016 ;
- la déduction de la partie de la plus-value historique afférente aux immobilisations corporelles relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée ;
- la déduction des amortissements des immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013) ;
- la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013).

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

La valeur de l'actif régulé « primaire » évolue chaque année à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014 par :

- la déduction de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013) mises hors service au cours de l'année concernée ;
- la déduction de la partie de la plus-value iRAB afférente aux immobilisations corporelles, **telle que reprises dans la valeur initiale de l'actif régulé**, et relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée; Cette plus-value est déduite et **reprise dans les coûts à un taux de 2 % l'an** au cours de la période régulatoire 2015-2016.;
- la déduction de la partie de la plus-value historique afférente aux immobilisations corporelles relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée ;
- la déduction des amortissements des immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013) ;
- la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013).

Commentaires Ores :

Quelle est la motivation de la modification de la formulation de cette phrase ?

Nous proposons de maintenir la formulation proposée dans le projet de méthodologie tarifaire transitoire soumis à avis par la CWaPE à Ores en mai 2013. Elle nous semble en effet plus précise et assure le maintien des décisions préalables du régulateur.

**11. ARTICLES 4, § 2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ**

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 2 La valeur initiale de l'actif régulé « secondaire » correspond à la valeur des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques, déduction faite des amortissements, des interventions clients et des subsides, comptabilisée au cours de l'année 2014 et approuvée par l'autorité de régulation compétente.

La valeur de l'actif régulé « secondaire » évolue chaque année à partir du 1er janvier 2015 par :

- l'ajout de la valeur d'acquisition des nouvelles immobilisations corporelles régulées, tant les investissements d'extension que les investissements de remplacement, ainsi que des nouveaux logiciels informatiques, comptabilisée au cours de l'année concernée;
- la déduction de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013) mis hors service au cours de l'année concernée ;
- la déduction des amortissements des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisés au cours de l'année concernée;
- la déduction des interventions de tiers relatives aux immobilisations corporelles régulées et aux logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisées au cours de l'année concernée;
- la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux immobilisations corporelles régulées et aux logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisés au cours de l'année concernée.

Proposition Ores :

§ 2 La valeur initiale de l'actif régulé « secondaire » correspond à la valeur des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques, déduction faite des amortissements, des interventions clients, des subsides, comptabilisée au cours de l'année 2014 **ainsi que du besoin en fonds de roulement à la date du 1<sup>er</sup> janvier 2014** et approuvée par l'autorité de régulation compétente.

La valeur de l'actif régulé « secondaire » évolue chaque année à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2015 par :

- l'ajout de la valeur d'acquisition des nouvelles immobilisations corporelles régulées, tant les investissements d'extension que les investissements de remplacement, ainsi que des nouveaux logiciels informatiques, comptabilisée au cours de l'année concernée;
- la déduction de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013) mis hors service au cours de l'année concernée ;
- la déduction des amortissements des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisés au cours de l'année concernée;
- la déduction des interventions de tiers relatives aux immobilisations corporelles régulées et aux logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisées au cours de l'année concernée;
- la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux immobilisations corporelles régulées et aux logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisés au cours de l'année concernée ;
- **l'ajout de l'évolution du besoin en fonds de roulement par rapport à la dernière valeur prise en compte ;**

Commentaires Ores :

Le projet de méthodologie transitoire n'autorise plus la prise en compte du fonds de roulement dans l'actif régulé. La CWaPE incite donc à le financer par de la dette.

Rappelons que le besoin en fonds de roulement se définit par la différence entre :

- Les actifs circulants non financiers (stocks et commandes en cours d'exécution (3)) + créances (40/41) + comptes de régularisation à l'actif (490/1) et
- Les dettes à un an au plus non financières (44/45/46/47/48) et comptes de régularisation au passif (492/3)

La marge de manœuvre pour influencer le fonds de roulement est limitée par :

- L'obligation de disposer de stock pour maintenir des coûts d'achat raisonnables et éviter les coûts liés aux ruptures de stock ;
- L'importance des créances commerciales liées aux règles de marché ;
- La présence des soldes régulateurs dans les comptes de régularisation ;
- Etc

La problématique est particulièrement sensible pour ce qui concerne l'actualisation des actifs/passifs régulateurs comptabilisés en compte de régularisation. Ceux-ci ne seront répercutés dans les tarifs en moyenne qu'après 5 ans.

La rémunération des capitaux investis est également impactée par ce retrait.

Pour toutes ces raisons, Ores propose de maintenir le besoin en fonds de roulement dans l'actif régulé et par conséquent comme base à la rémunération du capital.

#### 12. ARTICLES 4, § 3, DERNIÈRE PHRASE DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 3. Ex ante, dans la proposition tarifaire 2015-2016 accompagnée du budget, les investissements « réseau » visés au § 2 sont, sauf exceptions dûment justifiées, établis conformément à ceux repris pour les exercices 2015 et 2016 dans le plan d'adaptation 2014-2017 transmis à la CWaPE à la date du 2 mai 2013 et approuvé par cette dernière en 2013. Les investissements « hors réseau » visés au § 2 doivent faire l'objet d'un budget précis et détaillé pour chaque année de la période régulatoire.

Commentaires Ores :

Quelles seront les modalités du contrôle sur ce budget des investissements « hors réseau » ? Ne serait-il pas opportun d'intégrer à l'avenir ces investissements dans le plan d'adaptation ?

### 13. ARTICLES 4, § 5 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

#### Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 5. Si les droits d'un gestionnaire de réseau de distribution sur des immobilisations corporelles régulées changent à la suite d'une transaction, la valeur de l'actif régulé telle qu'elle figure au moment de la transaction dans le chef du gestionnaire de réseau de distribution cédant est reprise, en distinguant la valeur d'acquisition historique approuvée par l'autorité de régulation compétente et la plus-value, comme la valeur de l'actif régulé chez la société cessionnaire. De même, la classification des actifs régulés (primaire ou secondaire) telle qu'elle figure au moment de la transaction dans le chef du gestionnaire de réseau de distribution cédant est reprise comme classification des actifs régulés chez la société cessionnaire.

#### Commentaires Ores :

La proposition de la Cwape implique que l'inscription de la RAB dans les comptes du cessionnaire distingue la plus-value de la valeur comptable.

Or, il n'est pas certain que le cessionnaire obtienne que l'amortissement de la plus-value de l'actif soit porté à charge des tarifs. En effet, la méthodologie tarifaire pose comme condition à cette prise en charge que l'amortissement de la plus-value de l'actif s'accompagne d'une intangibilité de la plus-value du passif, à savoir qu'elle reste dans les fonds propres et change simplement de rubrique. Cette intangibilité est impossible en l'espèce puisque, en cas de cession de réseau, la plus-value du passif reste dans le bilan de l'entité cédante. Dans ce cas, l'amortissement de la plus-value constituerait une charge pour le cessionnaire, non répercutée à travers les tarifs.

Compte tenu de l'ajout de ce paragraphe, seul l'apport de branche d'activité serait possible en cas de telle transaction.

### 14. ARTICLES 5, 6, 7 ET 8 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ : ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DE LA MARGE ÉQUITABLE :

#### Commentaires Ores :

La tarification doit reposer sur des faits avérés et non sur des hypothèses ou des prévisions. C'est tout le sens des exercices ex post qui sont réalisés par le régulateur afin de confronter les données budgétaires sur base desquelles les tarifs ont été arrêtés avec la réalité. Ces contrôles doivent porter sur tous les éléments composant les tarifs afin de prendre en compte les paramètres réels applicables, y compris ceux relatifs à la marge équitable. Considérer que la rémunération de la RAB primaire sera désormais définitivement fixée sur base d'hypothèses et de taux forwards sans plus aucun exercice de réconciliation avec la réalité effectivement constatée est contraire à ce principe essentiel. C'est pourquoi Ores souhaite que les articles concernés soient adaptés en conséquence en ce qui concerne la marge équitable primaire.

La redéfinition de l'actif régulé (RAB) et de la structure financière cible avec un ratio S optimal de 33% n'est pas sans conséquence. Comme nous l'avons déjà évoqué, la Belgique est l'un des pays d'Europe où l'incitation à recourir à l'endettement externe est la plus importante. Les autres autorités de contrôle en Europe préconisent, en général et selon les normes comptables locales, un niveau d'endettement inscrit dans un intervalle compris entre 55% à 60% de la RAB.

Dans le contexte financier actuel, Ores estime qu'un ratio S inférieur à 50% fait peser un risque financier sur le GRD et diminue sa flexibilité à réagir aux investissements ou adaptations urgentes.

Ores souhaiterait que, à tout le moins dans le cadre de la détermination de la méthodologie tarifaire post 2016, une discussion avec le régulateur porte sur une augmentation du ratio S pour le rendre plus conforme à ce qui est constaté ailleurs en Europe.

#### 15. ARTICLES 10, § 3 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

##### Extraits des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 3. Si le gestionnaire de réseau de distribution souhaite faire évoluer ses tarifs non périodiques soit de manière globale et forfaitaire (inflation) soit de manière individuelle, il devra adresser une demande de modification dûment justifiée à la CWaPE. Cette demande sera introduite en même temps que la proposition tarifaire visée à l'article 17.

A défaut, les tarifs non périodiques tels qu'approuvés par l'autorité de régulation compétente pour l'année 2012 s'appliquent pour la période régulatoire 2015 et 2016.

##### Commentaires Ores :

Etant donné l'évolution des coûts entre 2012 et 2015, il importe que le GRD puisse au minimum revoir les tarifs non-périodiques pour tenir compte de l'inflation entre ces dates et, le cas échéant, proposer les adaptations requises pour se conformer à l'évolution du cadre normatif ou aux pratiques du marché.

#### 16. ARTICLE 11, § 1<sup>ER</sup>, DERNIER ALINÉA DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ

##### Extrait du projet de méthodologie transitoire électricité :

§ 1er. (...)

Le tarif visé au § 1er, 4°, rémunère les coûts de l'utilisation du réseau imputables aux prosumers. Ce tarif est fonction de l'énergie prélevée par le prosumer sur le réseau mesurée ou estimée de manière forfaitaire sur base notamment de la puissance crête installée, de la durée moyenne d'utilisation et d'un taux d'autoconsommation forfaitaire.

##### Proposition Ores :

§ 1er. (...)

Le tarif visé au § 1er, 4°, rémunère les coûts de l'utilisation du réseau imputables aux prosumers. Ce tarif est fonction de l'énergie prélevée **et injectée** par le prosumer sur le réseau mesurée ou estimée de manière forfaitaire sur base notamment de la puissance crête installée, de la durée moyenne d'utilisation et d'un taux d'autoconsommation forfaitaire.

##### Commentaires Ores :

Comme évoqué précédemment, la tarification doit être transparente, réellement solidaire et non discriminatoire. Les tarifs doivent respecter au mieux le principe d'imputation des coûts à la personne (et au comportement ou à la situation) qui occasionne ces coûts. La répartition des coûts ne peut être fondée que sur un juste équilibre entre les différentes personnes qui ont généré les coûts. Cela implique que la rémunération du GRD soit réalisée pour l'usage effectif du réseau. Le tarif prosumer doit donc porter sur l'injection et le prélèvement et non uniquement sur le prélèvement. Cela est d'autant plus nécessaire si l'on veut éviter toute critique quant au caractère discriminatoire du tarif prosumer, notamment par rapport à d'autres installations de production décentralisée tels que les parc éoliens qui sont soumis, eux, au tarif d'injection.

L'instauration de ce tarif a en effet pour objectif de supprimer une discrimination entre les utilisateurs du réseau et non d'en créer une d'une autre nature. Les clients finals qui ne disposent pas d'installations de production décentralisée paient actuellement des tarifs de distribution en fonction de leur prélèvement d'électricité alors que les prosumers paient uniquement des tarifs de distribution sur leur prélèvement net. En outre, le coût général de distribution, qui devrait être supporté par les prosumers mais qui ne l'est pas, est reporté en majeure partie sur les autres utilisateurs du réseau de distribution. Il y a donc une différence de traitement non valablement justifiée qui crée une discrimination entre deux catégories d'utilisateurs. Il ne s'agit pas de supprimer les différentes catégories d'utilisateurs mais de s'assurer que toutes ces catégories soient traitées de manière équitable et non discriminatoire en ce qui concerne le paiement de l'utilisation du réseau sur base de l'usage effectif de celui-ci. Comme évoqué précédemment, il importera de vérifier que l'article 153 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011 permet de distinguer les deux catégories d'utilisateurs.

Ores prend note de la possibilité de facturer forfaitairement le tarif prosumer. Ores attire l'attention sur l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 27 novembre 2013 et sur ses conséquences éventuelles sur la question.

**17. ARTICLE 11, § 1<sup>ER</sup>, ALINÉA 2 DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE GAZ**

Extrait du projet de méthodologie transitoire gaz :

§ 1er. (...)

Les tarifs visés au § 1er, 1°, rémunèrent les études de réseau, les frais généraux de gestion y compris les frais de gestion du système, les amortissements y compris les amortissements des compteurs, les frais de financement, les frais d'entretien.

Proposition Ores :

§ 1er. (...)

Les tarifs visés au § 1er, 1°, rémunèrent les études de réseau, les frais généraux de gestion, les amortissements, les frais de financement, les frais d'entretien, **à l'exclusion des frais et des amortissements liés à la de gestion du système et à l'activité de mesure et de comptage dans la mesure où ces éléments font l'objet d'une composante tarifaire distincte.**

Commentaires Ores :

Correction d'une erreur matérielle.

**18. ARTICLE 13, § 1<sup>ER</sup>, 3, A) DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE GAZ**

Extrait du projet de méthodologie transitoire gaz :

3° a) les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture d'électricité dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par la CWaPE.

Proposition Ores :

3° a) les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture de gaz naturel dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par la CWaPE.

Commentaires Ores :

Correction d'une erreur matérielle.

19. ARTICLE 15, § 1<sup>ER</sup>, 2° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ

Extrait du projet de méthodologie transitoire électricité :

2° Les soldes portant sur la marge équitable, les amortissements et les surcharges tels que visés à l'article §1er 2° et 3°, sont les différences entre les valeurs prévisionnelles reprises dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau et les valeurs réelles, supportées par le gestionnaire de réseau.

Ce solde annuel constitue soit une créance tarifaire (si budget < réalité), soit une dette tarifaire (si budget > réalité) à l'égard des clients dans leur ensemble et est transféré aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire du réseau.

Proposition Ores :

2° Les soldes portant sur la marge équitable, les amortissements et les surcharges tels que visés à l'article 2 §1er 2° et 3°, sont les différences entre les valeurs prévisionnelles reprises dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau et les valeurs réelles, supportées par le gestionnaire de réseau.

Ce solde annuel constitue soit une créance tarifaire (si budget < réalité), soit une dette tarifaire (si budget > réalité) à l'égard des clients dans leur ensemble et est transféré aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire du réseau.

Commentaires :

Correction d'une erreur matérielle.

20. ARTICLE 15, § 1<sup>ER</sup>, 3° DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Le solde portant sur les volumes de vente est la différence entre les volumes prévisionnels de vente, repris dans le budget approuvé du gestionnaire du réseau et les volumes réels de vente.

Ce solde annuel constitue soit une dette tarifaire (si budget < réalité), soit une créance tarifaire (si budget > réalité) à l'égard des clients dans leur ensemble et est transféré aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire du réseau.

Proposition Ores :

Le solde portant sur les volumes de vente est l'écart imputable à la différence entre les volumes prévisionnels de vente, repris dans le budget approuvé du gestionnaire du réseau et les volumes réels de vente.

Ce solde annuel constitue soit une dette tarifaire (si budget < réalité), soit une créance tarifaire (si budget > réalité) à l'égard des clients dans leur ensemble et est transféré aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire du réseau.

Commentaires :

Le solde portant sur les volumes devant être mesuré en euros et non en kwh dans le cadre du solde entre coûts et recette, il importe d'en préciser la définition.

**21. ARTICLES 17, § 2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ**  
**ARTICLES 26 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ**

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

**Art. 17, § 2**

Afin de permettre à la CWaPE de réaliser son contrôle *ex ante* sur les tarifs proposés, le gestionnaire du réseau transmet à la CWaPE l'ensemble des annexes mentionnées dans le modèle de rapport visé à l'article 26, §1er en même temps que la proposition tarifaire accompagnée du budget.

**Art. 26**

§ 1er. L'introduction par le gestionnaire du réseau de la proposition tarifaire accompagnée du budget visée aux articles 17, § 1er, 18 et 19, ainsi que du rapport annuel, visé à l'article 27 de la présente décision, et des données visées à l'article 28 de la présente décision, se font à l'aide du modèle de rapport établi par la CWaPE après concertation avec le gestionnaire du réseau.

§ 2. La CWaPE fixe également les lignes directrices selon lesquelles il faut compléter et interpréter le modèle de rapport et ses annexes.

§ 3. La CWaPE peut modifier ou compléter, après concertation avec le gestionnaire de réseau, chaque modèle de rapport et les lignes directrices selon lesquelles le modèle de rapport et ses annexes doivent être complétés et interprétés chaque fois que l'exécution correcte du décret et/ou de la présente décision l'exigent.

Proposition Ores :

**Art. 17, § 2**

Afin de permettre à la CWaPE de réaliser son contrôle *ex ante* sur les tarifs proposés, le gestionnaire du réseau transmet à la CWaPE l'ensemble des annexes mentionnées dans le modèle de rapport visé à l'article 26, §1er en même temps que la proposition tarifaire accompagnée du budget. **Le modèle de rapport à utiliser pour introduire la proposition tarifaire est mis à disposition du gestionnaire de réseau au minimum six mois avant la date d'introduction.**

**Art. 26**

§ 1er. L'introduction par le gestionnaire du réseau de la proposition tarifaire accompagnée du budget visée aux articles 17, § 1er, 18 et 19, ainsi que du rapport annuel, visé à l'article 27 de la présente décision, et des données visées à l'article 28 de la présente décision, se font à l'aide du modèle de rapport établi par la CWaPE après concertation avec le gestionnaire du réseau et qui leur est transmis au minimum six mois avant l'introduction du rapport concerné.

§ 2. La CWaPE fixe également les lignes directrices selon lesquelles il faut compléter et interpréter le modèle de rapport et ses annexes.

§ 3. La CWaPE peut modifier ou compléter, après concertation avec le gestionnaire de réseau, chaque modèle de rapport et les lignes directrices selon lesquelles le modèle de rapport et ses annexes doivent être complétés et interprétés chaque fois que l'exécution correcte du décret et/ou de la présente décision l'exigent.

Commentaires Ores :

Le modèle de rapport n'est pas neutre pour la gestion des GRD, tant le modèle *ex ante* que le modèle *ex post*. En vue d'une saine régulation, il doit être établi, tout comme la méthodologie tarifaire l'est, en étroite concertation entre le régulateur et les entités régulées. En outre, sa version définitive doit être mise à disposition du GRD dans des délais qui permettent d'établir la proposition tarifaire, à savoir au minimum six mois avant l'introduction de cette proposition.

Comme nous l'avons relevé dans notre réponse du 29 juillet 2013, la concertation relative aux modèles de rapports doit être réalisée dans des délais qui permettent d'une part de prendre le temps nécessaire à la concertation entre intervenants et d'autre part de pouvoir les appliquer au moment de l'établissement de la proposition tarifaire. Ores regrette que la concertation à ce sujet ait été annulée

dans un premier temps, puis réactivée par la transmission d'un projet en date du 20 décembre 2013, les remarques devant être formulées au plus tard pour le 16 janvier 2014.

## 22. ARTICLES 17, § 4 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

### Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Pendant une période de 105 jours calendrier après la réception de la proposition tarifaire, la CWaPE peut, éventuellement par courriel, demander des informations complémentaires au GRD. Le GRD communique, par courriel, les informations demandées à la CWaPE dans les 10 jours calendrier suivant la demande, sauf si, en fonction des circonstances, cette demande mentionne un autre délai.

### Proposition Ores :

**§ 4 Quarante-cinq jours calendrier suivant la réception du rapport annuel, la CWaPE peut, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, demander des informations complémentaires au GRD. Le GRD communique, quarante-cinq jours calendrier suivant la réception de la lettre dans laquelle des informations complémentaires lui ont été demandées, ces informations à la CWaPE par lettre par porteur avec accusé de réception, et ce à 17 heures au plus tard.**

Cela équivaut au planning suivant :

2 juillet :	Dépôt de la proposition tarifaire (PT) par le GRD
15 août :	Envoi officiel des demandes d'informations complémentaires par la CWaPE
30 septembre :	Dépôt des informations complémentaires par le GRD
31 octobre :	Envoi officiel des 1ères décisions de refus ou d'approbation de la PT par la CWaPE
30 novembre :	Dépôt de la proposition tarifaire adaptée par le GRD
31 décembre :	Envoi officiel des décisions de refus ou d'approbation de la PT adaptée par la CWaPE

Ou

**§ 4 Quatre-vingt jours calendrier suivant la réception du rapport annuel, la CWaPE peut, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, demander des informations complémentaires au GRD. Le GRD communique, 105 jours calendrier suivant le dépôt de la proposition tarifaire, ces informations à la CWaPE par lettre par porteur avec accusé de réception, et ce à 17 heures au plus tard.**

Cela équivaut au planning suivant :

2 juillet :	Dépôt de la proposition tarifaire par le GRD
21 septembre :	Envoi officiel des demandes d'informations complémentaires par la CWaPE
15 octobre :	Dépôt des informations complémentaires par le GRD
31 octobre :	Envoi officiel des 1ères décisions de refus ou d'approbation de la PT par la CWaPE
30 novembre :	Dépôt de la proposition tarifaire adaptée par le GRD
13 décembre :	Envoi officiel des décisions de refus ou d'approbation de la PT adaptée par la CWaPE

### Commentaires Ores :

La volonté d'ORES est d'éviter tout malentendu par la formulation explicite des questions et des réponses afin de garantir la couverture exhaustive des demandes formulées par le régulateur. En outre, tant pour des questions d'organisation que d'équité, Ores souhaite maintenir un minimum de formalisme et une prévisibilité de la charge de travail.

Cela implique :

- de définir des dates clefs et de préciser la période de 105 jours qui, en l'état, ne permet pas une telle prévisibilité. Cela d'autant plus que près de deux-tiers de cette période coïncident avec la période des congés annuels. C'est pourquoi Ores propose à la CWaPE de remplacer la référence à cette période de 105 jours par un calendrier qui structurerait, comme cela a été le cas jusqu'ici, les échanges entre le régulateur et l'entité régulée de manière à permettre de tenir compte d'un partage équitable des temps de travail.
- de maintenir le même type de communication que pour le reste de la procédure d'examen du rapport annuel, à savoir la lettre avec accusé de réception.
- de définir une boîte mail fonctionnelle unique à laquelle tous les courriers électroniques relatifs aux tarifs soient transmis (qu'ils concernent la proposition tarifaire ou le contrôle semestriel ou annuel).

Ceci présente l'avantage de structurer les échanges en garantissant des dates clefs pour la fourniture des éléments nécessaires à l'instruction des dossiers de la part de chacune des parties, d'assurer les droits à la défense en cas de litige sur base d'éléments de preuve objectifs. Il n'est aucunement question de renoncer à la flexibilité, mais bien d'assurer un partage équitable et réaliste des périodes de travail en se prémunissant d'un usage discrétionnaire de part et d'autre de la notion de délai raisonnable.

**23. ARTICLES 17, § 6, AL. 1 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ**

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 6. Si la CWaPE refuse la proposition tarifaire accompagnée du budget, le gestionnaire de réseau peut communiquer ses objections à ce sujet à la CWaPE dans les dix jours calendrier suivant la réception de cette décision.

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 6. Si la CWaPE refuse la proposition tarifaire accompagnée du budget, le gestionnaire de réseau peut communiquer ses objections à ce sujet à la CWaPE dans les trente jours calendrier suivant la réception de cette décision.

Commentaires Ores :

L'examen du refus de la proposition tarifaire par la CWaPE et l'examen des objections sur ce refus n'est pas possible endéans un délai de dix jours calendrier. Ores souhaite revenir au délai de trente jours calendrier.

## 24. ARTICLES 17, § 7 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

### Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Si le gestionnaire du réseau ne respecte pas ses obligations dans les délais comme stipulés dans les §§ 1<sup>er</sup> à 6, ou si la CWaPE a pris la décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget ou de la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget adapté, des tarifs provisoires déterminés par la CWaPE sont d'application jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire du réseau ou de la CWaPE soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord soit atteint entre la CWaPE et le gestionnaire du réseau sur les points litigieux.

Les tarifs provisoires sont déterminés sur base du revenu total visé à l'article 2, § 1<sup>er</sup> de la présente décision étant entendu que le revenu total est égal à la somme, d'une part, des éléments constitutifs approuvés par la CWaPE, et d'autre part, dans l'hypothèse où la CWaPE refuse en tout ou en partie des éléments constitutifs du revenu total, il est tenu compte des derniers éléments correspondants constitutifs du revenu total tels qu'ils ont été approuvés par l'autorité de régulation compétente pour déterminer les tarifs. Pour permettre à la CWaPE elle-même de déterminer ces tarifs, le gestionnaire de réseau reprendra clairement dans sa proposition tarifaire, comme dans sa proposition tarifaire adaptée, la mesure dans laquelle chaque élément du revenu total est déterminant pour chaque tarif. A défaut de le faire, la CWaPE imputera toutes les différences dans la détermination du tarif visé à l'article 11, § 1<sup>er</sup>, 2°.

### Commentaires Ores :

Nous souhaitons attirer l'attention de la CWaPE sur l'importance de pouvoir appliquer rapidement les tarifs définitifs. Les éléments contestés doivent, en outre, faire l'objet d'une motivation circonstanciée et objective, justifiant l'établissement de tarifs provisoires établis, d'une part à partir des éléments acceptés, et d'autre part, pour ce qui concerne les éléments non approuvés, à partir des éléments approuvés correspondant aux tarifs en vigueur au moment de l'introduction de la proposition tarifaire. L'application de tarifs provisoires devrait être évitée autant que possible, et si tel devait néanmoins être le cas, il convient impérativement d'éviter les situations où il y a clairement une disproportion entre les éléments sujets à polémique et l'impact en termes de soldes réglementaires générés par la non approbation des tarifs

## 25. ARTICLES 20, § 5 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

### Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Les tarifs approuvés par la CWaPE en vertu des § 3 ou § 4, sont valables pour la même période que les tarifs annulés par le juge compétent ou retirés par la CWaPE visés au § 1<sup>er</sup>. Si cette annulation ou ce retrait se rapporte uniquement à une partie de la durée de validité des tarifs visés au § 1<sup>er</sup>, les tarifs approuvés en vertu des § 3 ou § 4 sont valables pour la période à laquelle l'annulation ou le retrait se rapporte.

### Commentaires Ores :

Cette disposition nous semble contraire à l'article 12 bis, § 13 de la loi électricité et l'article 15/5 ter, § 13 de la loi gaz qui prévoient tous les deux que les tarifs appliqués ne peuvent pas avoir d'effet rétroactif. La non rétroactivité des tarifs est un élément important pour le marché.

Si les tarifs du GRD devaient être annulés ou suspendus, il nous semblerait plus opportun de pouvoir appliquer les derniers tarifs approuvés. Par ailleurs, de nombreuses décisions de la juridiction compétente en matière administrative trouvant leur origine dans les formalités administratives ou le contexte entourant l'adoption des tarifs, il pourrait être intéressant d'accorder à la Cour d'appel les mêmes prérogatives que le Conseil d'Etat et donc pouvoir faire annuler la décision du régulateur tout en maintenant les tarifs.

## 26. ARTICLES 21, § 3, A) DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

### Extrait des projets de méthodologie électricité et gaz :

- \*  $I_{b2016}$  correspond à la valeur prévue par le Bureau fédéral du Plan de l'indice national des prix à la consommation, estimé pour le mois de décembre de l'année 2016 ;
- \*  $I_{b2015}$  correspond à la valeur prévue par le Bureau fédéral du Plan de l'indice national des prix à la consommation, estimé pour le mois de décembre de l'année 2015.

### Proposition Ores :

- \*  $I_{b2016}$  correspond à la valeur prévue par le Bureau fédéral du Plan de l'indice national des prix à la consommation, estimé **pour l'année 2016** ;
- \*  $I_{b2015}$  correspond à la valeur prévue par le Bureau fédéral du Plan de l'indice national des prix à la consommation, estimé **pour l'année 2015**.

### Commentaires Ores :

L'indice national des prix à la consommation pris pour le seul mois de décembre pourrait ne pas être représentatif, c'est pourquoi Ores préfère faire référence à la valeur moyenne prévue pour une année.

## 27. ARTICLES 21, § 3, A) DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

### Extrait des projets de méthodologie électricité et gaz :

- $M_{2016}$  est la valeur moyenne des indices des prix des sections 2 (produits minéraux non énergétiques et produits chimiques) et 3 (métaux, constructions mécaniques et électriques) de l'indice du prix de la production industrielle (base 2010 = 100), fixé pour le mois de décembre 2016. Ce paramètre est communiqué par la CWaPE aux GRD **pour le 31 janvier 2017 en vue de** l'élaboration du rapport annuel. Les données sources de cette valeur sont disponibles à l'adresse suivante :  
[http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices\\_des\\_prix\\_a\\_la\\_production.jsp](http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices_des_prix_a_la_production.jsp) ;
- $M_{2015}$  est la valeur moyenne des indices des prix des sections 2 (produits minéraux non énergétiques et produits chimiques) et 3 (métaux, constructions mécaniques et électriques) de l'indice du prix de la production industrielle (base 2010 = 100), fixé pour le mois de décembre 2015. Ce paramètre est communiqué par la CWaPE aux GRD **pour le 31 janvier 2017 doit être rendu en vue de** l'élaboration du rapport annuel. Les données sources de cette valeur sont disponibles à l'adresse suivante :  
[http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices\\_des\\_prix\\_a\\_la\\_production.jsp](http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices_des_prix_a_la_production.jsp) ;

### Proposition Ores :

- $M_{2016}$  est la valeur moyenne des indices des prix des sections 2 (produits minéraux non énergétiques et produits chimiques) et 3 (métaux, constructions mécaniques et électriques) de l'indice du prix de la production industrielle (base 2010 = 100), fixé pour le mois de décembre 2016. Ce paramètre est communiqué par la CWaPE aux GRD **pour le 15 janvier 2017 en vue de** l'élaboration du rapport annuel. Les données sources de cette valeur sont disponibles à l'adresse suivante :  
[http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices\\_des\\_prix\\_a\\_la\\_production.jsp](http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices_des_prix_a_la_production.jsp) ;
- $M_{2015}$  est la valeur moyenne des indices des prix des sections 2 (produits minéraux non énergétiques et produits chimiques) et 3 (métaux, constructions mécaniques et électriques) de l'indice du prix de la production industrielle (base 2010 = 100), fixé pour le mois de décembre 2015. Ce paramètre est communiqué par la CWaPE aux GRD **pour le 15 janvier 2017 doit être rendu en vue de** l'élaboration du rapport annuel. Les données sources de cette valeur sont disponibles à l'adresse suivante :  
[http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices\\_des\\_prix\\_a\\_la\\_production.jsp](http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices_des_prix_a_la_production.jsp) ;

### Commentaires Ores :

Etant donné les contraintes en termes de clôture des comptes annuels, de processus d'approbation et de publication de ceux-ci ainsi que de la nécessité de disposer d'un délai raisonnable et équitable pour

l'instruction des dossiers réglementaires, il importe d'avancer la date de transmission des paramètres du 31 janvier au 15 janvier.

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

- S2016 est la valeur de la moyenne nationale des coûts salariaux horaires de référence de la fédération agoria telle que publiée à l'adresse suivante : [www.agoria.be](http://www.agoria.be) et fixée pour le mois de décembre de l'année 2016. Cette valeur est communiquée aux GRD par la CWaPE **pour le 31 janvier 2017** ;
- S2015 est la valeur de la moyenne nationale des coûts salariaux horaires de référence de la fédération agoria telle que publiée à l'adresse suivante : [www.agoria.be](http://www.agoria.be) et fixée pour le mois de décembre de l'année 2015. Cette valeur est communiquée aux GRD par la CWaPE **pour le 31 janvier 2017** ;

Proposition Ores :

- S2016 est la valeur de la moyenne nationale des coûts salariaux horaires de référence de la fédération agoria telle que publiée à l'adresse suivante : [www.agoria.be](http://www.agoria.be) et fixée pour le mois de décembre de l'année 2016. Cette valeur est communiquée aux GRD par la CWaPE **pour le 15 janvier 2017** ;
- S2015 est la valeur de la moyenne nationale des coûts salariaux horaires de référence de la fédération agoria telle que publiée à l'adresse suivante : [www.agoria.be](http://www.agoria.be) et fixée pour le mois de décembre de l'année 2015. Cette valeur est communiquée aux GRD par la CWaPE **pour le 15 janvier 2017** ;

Commentaires Ores :

Etant donné les contraintes en termes de clôture des comptes annuels, de processus d'approbation et de publication de ceux-ci ainsi que de la nécessité de disposer d'un délai raisonnable et équitable pour l'instruction des dossiers réglementaires, il importe d'avancer la date de transmission des paramètres du 31 janvier au 15 janvier.

**28. ARTICLES 21, § 6 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ**

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Les charges d'intérêts budgétées évoluent annuellement en fonction de l'évolution des taux d'intérêts et des emprunts contractés.

Proposition Ores :

Les charges d'intérêts budgétées évoluent annuellement en fonction de l'évolution des taux d'intérêts et des **moyens de financement**.

Commentaires Ores :

Suite à la crise bancaire et financière, Ores ne peut plus se limiter aux emprunts bancaires classiques pour obtenir ses moyens de financement. Le financement fait appel aujourd'hui à des placements privés, à un obligataire, ... qui sont des notions plus larges que la notion d'emprunts.

La même remarque peut être formulée par rapport au texte de l'abstract repris à l'avant-dernier alinéa de la page 4 du projet de décision de la CWaPE.

## 29. ARTICLES 23 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

### Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

La CWaPE contrôle l'application des tarifs par les gestionnaires du réseau et les autres acteurs du marché via :

1° le contrôle général ex ante fait au moment de l'évaluation, par la CWaPE, sur base de la proposition tarifaire relative à une période régulatoire, de la concordance entre le revenu total budgété et des produits budgétés résultant de l'application des tarifs proposés par le gestionnaire du réseau;

2° le contrôle général ex post par la CWaPE au moment des contrôles visés à l'article 22 de la présente décision;

3° les contrôles intermédiaires spécifiques réalisés par la CWaPE suite aux remarques signalées et aux questions formulées par les utilisateurs concernant l'application concrète des tarifs;

4° les contrôles ex post spécifiques réalisés sur place auprès du gestionnaire du réseau par la CWaPE, notamment dans l'optique du contrôle du caractère raisonnable des coûts visé à l'article 33 de la présente décision et des éventuels subsides croisés entre les éléments de coûts divergents du revenu total visés à l'article 22,

### Proposition Ores :

La CWaPE contrôle l'application des tarifs par les gestionnaires du réseau et les autres acteurs du marché via :

1° le contrôle général ex ante fait au moment de l'évaluation, par la CWaPE, sur base de la proposition tarifaire relative à une période régulatoire, de la concordance entre le revenu total budgété et des produits budgétés résultant de l'application des tarifs proposés par le gestionnaire du réseau;

2° le contrôle général ex post par la CWaPE au moment des contrôles visés à l'article 22 de la présente décision; **ces contrôles sur place sont effectués durant une période de 21 jours calendrier précédant l'envoi par la CWaPE de sa décision visée à l'article 31 § 3 relative au contrôle du calcul des soldes visés à l'article 15, relative à l'exercice d'exploitation précédent.**

3° les contrôles intermédiaires spécifiques réalisés par la CWaPE suite aux remarques signalées et aux questions formulées par les utilisateurs concernant l'application concrète des tarifs;

4° les contrôles ex post spécifiques réalisés sur place auprès du gestionnaire du réseau par la CWaPE, notamment dans l'optique du contrôle du caractère raisonnable des coûts visé à l'article 33 de la présente décision et des éventuels subsides croisés entre les éléments de coûts divergents du revenu total visés à l'article 22,

### Commentaires Ores :

Comme évoqué précédemment, il est important de prévoir un moment adéquat, en toute transparence et prévisibilité, pour les contrôles dans le cadre des rapports périodiques. Ceci n'enlève aucunement la faculté pour le régulateur d'opérer d'autres contrôles ponctuels spécifiques eu égard à l'exercice de ses missions, mais l'élément de surprise devrait se limiter à l'exceptionnel. Pour ce qui concerne l'exercice normal des affaires, Ores souhaite maintenir un minimum de formalisme et une prévisibilité dans la charge de travail.

### 30. ARTICLES 24, § 1<sup>ER</sup> DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

#### Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Les tarifs approuvés sont publiés sur le site Internet de la CWaPE.

#### Commentaires Ores :

Actuellement, le régulateur publie ses décisions ainsi que les tarifs approuvés. La publicité des décisions des autorités de régulation est rendue obligatoire par les directives européennes du 13 juillet 2009. Nous supposons que, bien que n'étant plus formellement prévue dans le projet de méthodologie transitoire électricité et gaz, la publicité des décisions du régulateur continuera à être réalisée par l'intermédiaire de son site internet et du Moniteur belge.

### 31. ARTICLES 27, ALINÉA 1 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

#### Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire du réseau transmet un rapport annuel à la CWaPE, conformément à la procédure reprise dans la législation applicable<sup>9</sup> concernant les résultats d'exploitation du réseau de distribution relatifs à l'année d'exploitation écoulée. Ce rapport annuel est transmis à la CWaPE le 15 avril au plus tard.

<sup>9</sup>A la date du 28 novembre 2013, il n'est pas encore possible de viser un article précis du décret.

#### Proposition Ores :

Chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire du réseau transmet un rapport annuel à la CWaPE, conformément à la procédure reprise dans la législation applicable<sup>9</sup> concernant les résultats d'exploitation du réseau de distribution relatifs à l'année d'exploitation écoulée. Ce rapport annuel est transmis à la CWaPE le 14 février au plus tard.

<sup>9</sup>A la date du 28 novembre 2013, il n'est pas encore possible de viser un article précis du décret.

#### Commentaires Ores :

Ores souhaiterait maintenir la date du 14 février pour la remise du rapport annuel. En effet, afin de pouvoir prendre en compte le solde de l'exercice 2015 dans la proposition tarifaire 2017-2021, il importe de disposer d'une décision du régulateur sur le solde au moment de la préparation de la proposition tarifaire et donc avant son introduction. Or, le processus d'approbation du solde 2015 implique un délai de 75 jours pour obtenir cette décision (s'il n'est pas nécessaire d'introduire un rapport adapté). Un rapport rentré le 15 avril 2016 implique donc une 1<sup>ère</sup> décision de la CWaPE pour le 30 juin 2016, ce qui rend impossible sa prise en compte dans la proposition tarifaire 2017-2021. Avancer l'introduction du rapport de deux mois permet de disposer des données dans le délai nécessaire.

### 32. ARTICLES 27, ALINÉA 1, 5° DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

#### Extrait des projets de méthodologie électricité et gaz :

5° l'attestation expresse des commissaires réviseurs du rapport relatif à la méthode suivie et au respect effectif de celle-ci en matière d'investissement ;

#### Commentaires Ores :

Quelles sont les modalités qui devraient être respectées par le commissaire dans le cadre de l'attestation de la méthode et du suivi de celle-ci en matière d'investissements ?

Ores estime que ce type d'attestation doit pouvoir être discuté en concertation entre le régulateur, les entités régulées et l'Institut des Réviseurs d'entreprises afin d'en définir les modalités.

### 33. ARTICLES 31, § 2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

#### Extrait des projets de méthodologie électricité et gaz :

Pendant une période de 60 jours calendrier après la réception du rapport annuel, la CWaPE peut, éventuellement par courriel, demander des informations complémentaires au GRD. Le GRD communique, par courriel, les informations demandées à la CWaPE dans les 10 jours calendrier suivant la demande, sauf si, en fonction des circonstances, cette demande mentionne un autre délai.

#### Proposition Ores :

**§ 2. 21 jours calendrier suivant la réception du rapport annuel, la CWaPE peut, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, demander des informations complémentaires au GRD. Le GRD communique, 21 jours calendrier suivant la réception de la lettre dans laquelle des informations complémentaires lui ont été demandées, ces informations à la CWaPE par lettre par porteur avec accusé de réception, et ce à 17 heures au plus tard.**

§ 3. Dans les 63 jours calendrier suivant la réception du rapport annuel, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau par lettre avec accusé de réception de sa décision relative au contrôle du calcul des soldes visés à l'article 15, relative à l'exercice d'exploitation précédent. Si la CWaPE refuse le calcul des soldes, visés au premier paragraphe, la CWaPE mentionne à quels points son refus se rapporte et ce que le gestionnaire du réseau doit adapter afin d'obtenir une décision d'approbation de la part de la CWaPE pour tous les soldes.

§ 4. Si la CWaPE refuse le calcul des différences visées à l'article 15, le gestionnaire du réseau introduit un rapport annuel adapté dans les 21 jours calendrier, par porteur et avec accusé de réception ainsi qu'un exemplaire sous forme électronique qui inclut obligatoirement le modèle de rapport visé à l'article 26 au format Excel, vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis au régulateur. La CWaPE entend le gestionnaire du réseau dans ce délai à la demande de celui-ci.

§ 5. Dans les 21 jours suivant la réception d'un rapport annuel adapté, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau par lettre avec accusé de réception de sa décision d'approbation ou de refus des soldes visées à l'article 15.

Cela équivaut au planning suivant :

14 février :	Dépôt du rapport annuel par le GRD
7 mars:	Envoi officiel des demandes d'informations complémentaires par la CWaPE
28 mars:	Dépôt des informations complémentaires par le GRD
18 avril:	Envoi officiel des 1ères décisions relatives aux contrôles des soldes par la CWaPE
9 mai :	Dépôt du rapport annuel adapté par le GRD
30 mai :	Envoi officiel des décisions de refus ou d'approbation des soldes par la CWaPE

Commentaires Ores :

Comme évoqué précédemment, pour des questions d'organisation, Ores souhaite maintenir un formalisme et une prévisibilité de la charge de travail. Cela implique :

- de revoir et de préciser la période de 60 jours qui, en l'état, ne permet pas une telle prévisibilité. Cela d'autant plus que l'examen du rapport annuel aura lieu, l'année de l'introduction de la proposition tarifaire, en même temps que la préparation de ces nouveaux tarifs. C'est pourquoi Ores propose à la CWaPE de remplacer la référence à cette période de 60 jours par un calendrier qui structurerait et équilibrerait, comme cela a été le cas jusqu'ici, les échanges entre le régulateur et l'entité régulée de manière à permettre de tenir compte d'un partage équitable des temps de travail.
- de maintenir le même type de communication que pour le reste de la procédure d'examen du rapport annuel, à savoir la lettre avec accusé de réception.
- de définir une boîte mail fonctionnelle unique à laquelle tous les courriers électroniques relatifs aux tarifs soient transmis (qu'ils concernent la proposition tarifaire ou le contrôle semestriel ou annuel).

**34. ARTICLES 32, § 3 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ**

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 3. Le plafond des coûts gérables pour l'année 2015 correspond au montant des coûts gérables réels pour l'année 2012 tel que repris dans le rapport annuel ex post 2012, approuvé par l'autorité de régulation compétente. Ce montant est indexé en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

Proposition Ores :

§ 3. Le plafond des coûts gérables pour l'année 2015 correspond au montant des coûts gérables réels pour l'année 2012 tel que repris dans le rapport annuel ex post 2012, approuvé par l'autorité de régulation compétente. Ce montant est indexé en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015 **publiés par la Bureau fédéral du Plan.**

Commentaires Ores :

Comme pour les autres paramètres, il serait opportun de préciser la source auprès de laquelle les coefficients et coefficients prévisionnels d'inflation peuvent être trouvés afin de veiller à ce que tous les GRD utilisent la même valeur de paramètre.

**35. ARTICLE 32, § 5 DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ**  
**ARTICLE 32, § 4 DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE GAZ**

Extrait du projet de méthodologie transitoire électricité :

Afin que le GRD contribue activement au développement des réseaux intelligents au cours de la période régulatoire 2015-2016 et sous réserve d'une demande justifiée de la part du GRD, le plafond des coûts gérables peut être adapté en 2015 d'un montant<sup>12</sup> maximal de 1.52€ et de 2.13€ par code EAN actif<sup>13</sup> respectivement pour les années 2015 et 2016. Ex post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué à de nouveaux projets informatiques permettant le développement des réseaux intelligents, un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyée ex ante. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex post sur base des montants réellement alloués aux projets informatiques relatifs au développement des réseaux intelligents au cours de l'année concernée.

$$P_{\text{Coûts Gérables}} = R_{\text{Coûts Gérables 2012 indexés}} + [P_{\text{Atrias}} + P_{\text{Réseaux intelligents}}]$$

Avec

$P_{\text{Coûts Gérables}}$  = Plafond des coûts gérable pour l'année concernée

$R_{\text{Coûts Gérables}}$  = Coûts gérables réels tels que repris dans le rapport annuel 2012 approuvés par l'autorité de régulation compétente et indexés en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

$P_{\text{Atrias}}$  = Plafond complémentaire octroyé pour les développements de la clearing House Atrias, obtenu par la multiplication du forfait de x€/EAN et du nombre d'EAN actifs au 31.12.13.

$P_{\text{Réseaux intelligents}}$  = Plafond complémentaire octroyé pour les développements des réseaux intelligents, obtenu par la multiplication du forfait de y€/EAN et du nombre d'EAN actifs au 31.12.13.

<sup>12</sup> Ce montant forfaitaire est équivalent au montant forfaitaire déterminé pour le projet Atrias compte tenu des liens étroits entre le projet Atrias et le développement des réseaux intelligents.

<sup>13</sup> Sont visés les codes EAN actifs au 31 décembre 2013 dans le registre d'accès électricité du GRD concerné, tous niveaux de tension confondus.

Proposition Ores électricité :

Afin que le GRD contribue activement au développement des réseaux intelligents au cours de la période régulatoire 2015-2016 et sous réserve d'une demande justifiée de la part du GRD, le plafond des coûts gérables peut être adapté en 2015 d'un montant<sup>12</sup> maximal de 1.52€ et de 2.13€ par code EAN actif<sup>13</sup> respectivement pour les années 2015 et 2016. Ex post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué à de nouveaux projets informatiques permettant le développement des réseaux intelligents, un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyée ex ante. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex post sur base des montants réellement alloués aux projets informatiques relatifs au développement des réseaux intelligents au cours de l'année concernée.

**Si le GRD se voit imposer de participer à l'amélioration du marché de l'énergie par les autorités politiques et/ou régulateurs, le plafond des coûts gérables pourrait être adapté d'un montant déterminé en concertation entre le GRD et le régulateur. Ex post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué à ce projet, un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyé. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex post sur base des montants réellement alloués au projet au cours de l'année concernée.**

$$P_{\text{Coûts Gérables}} = R_{\text{Coûts Gérables 2012 indexés}} + [P_{\text{Atrias}} + P_{\text{Réseaux intelligents}} + P_{\text{Autres}}]$$

Avec

$P_{\text{Coûts Gérables}}$  = Plafond des coûts gérable pour l'année concernée

$R_{\text{Coûts Gérables}}$  = Coûts gérables réels tel que repris dans le rapport annuel 2012 approuvé par l'autorité de régulation compétente et indexés en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

$P_{\text{Atrias}}$  = Plafond complémentaire octroyé pour les développements de la clearing House Atrias, obtenu par la multiplication du forfait de x€/EAN et du nombre d'EAN actifs au 31.12.13.

$P_{\text{Réseaux intelligents}}$  = Plafond complémentaire octroyé pour les développements des réseaux intelligents, obtenu par la multiplication du forfait de y€/EAN et du nombre d'EAN actifs au 31.12.13.

$P_{\text{Autres}}$  = Plafond complémentaire octroyé pour le projet imposé au GRD, obtenu par la multiplication du forfait z€/EAN actifs au 31.12.13

<sup>12</sup> Ce montant forfaitaire est équivalent au montant forfaitaire déterminé pour le projet Atrias compte tenu des liens étroits entre le projet Atrias et le développement des réseaux intelligents.

<sup>13</sup> Sont visés les codes EAN actifs au 31 décembre 2013 dans le registre d'accès électricité du GRD concerné, tous niveaux de tension confondus.

#### Extrait du projet de méthodologie transitoire gaz :

§ 4. Afin de tenir compte du fait que le GRD supporte au cours de la période régulatoire 2015-2016 simultanément les coûts de développement de la clearing house d'Atrias et les coûts de maintenance de la clearing house opérationnelle et sous réserve d'une demande justifiée de la part du GRD, le plafond des coûts gérables peut être adapté d'un montant<sup>10</sup> maximal de 1.52€ et de 2.13€ par code EAN actif<sup>11</sup> respectivement pour les années 2015 et 2016. Ex-post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué au projet de clearing house Atrias un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyé ex-ante. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex-post sur base du montant réellement alloué à la clearing house Atrias au cours de l'année concernée.

Le plafond des coûts gérables se définit comme suit :

$$P_{\text{Coûts Gérables}} = R_{\text{Coûts Gérables 2012 indexés}} + P_{\text{Atrias}}$$

avec

$P_{\text{Coûts Gérables}}$  = Plafond des coûts gérable pour l'année concernée

$R_{\text{Coûts Gérables}}$  = Coûts gérables réels tel que repris dans le rapport annuel 2012 approuvé par l'autorité de régulation compétente et indexés en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

$P_{\text{Atrias}}$  = Plafond complémentaire octroyé pour les développements de la clearing House Atrias, obtenu par la multiplication du montant forfait annuel exprimé en euro visé au §4 et du nombre d'EAN actifs au 31.12.13.

<sup>10</sup> Ce montant forfaitaire est établi conformément au budget approuvé par le Conseil d'administration d'Atrias le 21 octobre 2013.

<sup>11</sup> Sont visés les codes EAN actifs au 31 décembre 2013 dans le registre d'accès gaz du GRD concerné, tous niveaux de pression confondus.

#### Proposition Ores gaz :

§ 4. Afin de tenir compte du fait que le GRD supporte au cours de la période régulatoire 2015-2016 simultanément les coûts de développement de la clearing house d'Atrias et les coûts de maintenance de la clearing house opérationnelle et sous réserve d'une demande justifiée de la part du GRD, le plafond des coûts gérables peut être adapté d'un montant<sup>10</sup> maximal de 1.52€ et de 2.13€ par code EAN actif<sup>11</sup> respectivement pour les années 2015 et 2016. Ex-post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué au projet de clearing house Atrias un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyée ex-ante. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex-post sur base du montant réellement alloué à la clearing house Atrias au cours de l'année concernée.

**Si le GRD se voit imposer de participer à l'amélioration du marché de l'énergie par les autorités politiques et/ou régulateurs, le plafond des coûts gérables pourrait être adapté d'un montant déterminé en concertation entre le GRD et le régulateur. Ex post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué à ce projet, un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyé. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex post sur base des montants réellement alloués au projet au cours de l'année concernée.**

Le plafond des coûts gérables se définit comme suit :

$$P_{\text{Coûts Gérables}} = R_{\text{Coûts Gérables 2012 indexés}} + P_{\text{Atrias}} + P_{\text{Autres}}$$

avec

$P_{\text{Coûts Gérables}}$  = Plafond des coûts gérable pour l'année concernée

$R_{\text{Coûts Gérables}}$  = Coûts gérables réels tel que repris dans le rapport annuel 2012 approuvé par l'autorité de régulation compétente et indexés en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

$P_{\text{Atrias}}$  = Plafond complémentaire octroyé pour les développements de la clearing House Atrias, obtenu par la multiplication du montant forfait annuel exprimé en euro visé au §4 et du nombre d'EAN actifs au 31.12.13.

**P<sub>Autres</sub> = Plafond complémentaire octroyé pour le projet imposé au GRD, obtenu par la multiplication du forfait z€/EAN actifs au 31.12.13**

<sup>10</sup> Ce montant forfaitaire est établi conformément au budget approuvé par le Conseil d'administration d'Atrias le 21 octobre 2013.

<sup>11</sup> Sont visés les codes EAN actifs au 31 décembre 2013 dans le registre d'accès gaz du GRD concerné, tous niveaux de pression confondus.

#### Commentaires Ores :

D'autres projets, comme par exemple le placement des compteurs intelligents, pourraient impacter les coûts gérables du GRD. Il importe de pouvoir adapter le plafond des coûts gérables si de tels projets sont imposés au GRD.

### 36. ARTICLES 34 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

#### Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Le solde visé à l'article 15, § 1er, pour l'année 2015 tel qu'approuvé par la CWaPE, est ajouté au revenu total que le gestionnaire de réseau budgètera pour la prochaine période régulatoire. L'affectation du solde visé à l'article 15 §1<sup>er</sup>, pour l'année 2016, sera quant à elle déterminée dans la prochaine décision de méthodologie tarifaire de la CWaPE.

#### Proposition Ores :

Le solde visé à l'article 15, § 1er, pour l'année 2015 tel qu'approuvé par la CWaPE, est ajouté au revenu total que le gestionnaire de réseau budgètera pour la prochaine période régulatoire. La décision d'affectation du solde visé à l'article 15 §1<sup>er</sup>, pour l'année 2016, sera quant à elle déterminée dans la prochaine décision de méthodologie tarifaire de la CWaPE.

#### Commentaires d'Ores :

Il importe de rappeler le principe établi dans le cadre de l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 26 juin 2012. Dans cet arrêt la Cour confirme que sous la loi électricité actuelle l'affectation des soldes fait partie intégrante de la méthodologie tarifaire (l'art. 12bis §5,15°) et que ratione temporis la méthodologie applicable à une période régulatoire détermine également les soldes relatifs à cette période régulatoire (art 12bis §4). Malgré l'abrogation des anciens arrêtés tarifaires, ceux-ci continuent donc de s'appliquer aux soldes de la période régulatoire en cours (2008-2014), sous réserve uniquement que la compétence octroyée dans ces arrêtés tarifaires au Conseil des ministres de décider des soldes n'est plus compatible avec la 3<sup>ème</sup> directive et que cette compétence incombe désormais au régulateur. Le solde relatif à l'exercice 2016 doit donc être décidé en 2017 mais être affecté sur base des règles reprises dans la méthodologie ayant permis de déterminer les tarifs applicables à l'exercice 2016 et non sur base de la méthodologie tarifaire 2017-2021.

Par ailleurs, nous renvoyons à notre remarque formulée dans notre courrier du 29 juillet 2013 en ce qui concerne l'absence de traitement, dans la méthodologie tarifaire transitoire, de l'affectation des soldes du passé (2008 à 2014) et des décisions sur la hauteur des soldes. La méthodologie tarifaire transitoire électricité et gaz devrait aborder la question des coûts échoués nés de la régulation fédérale, ce qui permettrait de pouvoir commencer à les apurer dès 2015.

Comme le suggère la CWaPE dans sa note datée du 17 juillet 2013, les GRD wallons pourraient introduire auprès du régulateur régional une proposition tarifaire leur permettant d'appliquer dès le 1er janvier 2015 de nouveaux tarifs intégrant les soldes régulatoires.

Les soldes des années 2008 et 2009 sont approuvés et devraient être intégrés dans les tarifs au premier janvier 2015. La répercussion des soldes 2010 à 2013 pourraient être introduits dans les tarifs sous réserve d'une correction ultérieure des montants perçus au travers des tarifs, dès lors qu'ils seront formellement approuvés par le régulateur compétent.

**37. ARTICLES 35, AL. 2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ**

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Si le revenu total est calculé pour un groupe de sociétés, les états financiers consolidés sont établis conformément au référentiel comptable en vigueur applicable en Belgique pour la tenue des comptes annuels consolidés des sociétés.

Commentaires d'Ores :

Ores Assets a l'obligation de consolider ses comptes avec ceux d'Ores et ceux des sociétés dans lesquelles elles détiennent un certain pourcentage de participations. Nous ne sommes pas opposés à l'établissement des comptes consolidés conformément au référentiel comptable applicable en Belgique afin de les transmettre au régulateur. Toutefois, Ores devant s'adresser aux marchés financiers pour se procurer les fonds nécessaires à la réalisation de ses missions et de manière à répondre aux demandes des investisseurs, des comptes consolidés doivent également être établis conformément aux normes IFRS. Ces comptes établis conformément aux normes IFRS devront pouvoir être publiés lorsque les investisseurs d'Ores le requerront.

**38. ARTICLES 36, AL. 1 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ**

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Le gestionnaire de réseau de distribution tient le cas échéant une comptabilité séparée pour ses activités de réseau de distribution et pour ses autres activités, comme il le ferait si ces activités étaient réalisées par des entreprises juridiquement distinctes. Cette comptabilité interne contient un bilan et un compte de résultats par activité en correspondance avec les comptes du grand livre.

Proposition Ores :

Le gestionnaire de réseau de distribution tient le cas échéant une comptabilité séparée pour ses activités de réseau de distribution et pour ses autres activités comme il le ferait si ces activités étaient réalisées par des entités distinctes. **Afin d'assurer cette séparation comptable, des secteurs sont créés. Les secteurs sont des structures strictement internes, dépourvues de la personnalité juridique et constituant, au point de vue comptable et financier, des entités distinctes pour laquelle des comptes séparés sont établis par type d'activité et par type d'énergie. Un organe de gestion autonome est chargé de gérer chaque secteur.** Cette comptabilité interne contient un bilan et un compte de résultats par activité en correspondance avec les comptes du grand livre.

Commentaires d'Ores :

La référence à des entreprises juridiquement distinctes est sujette à interprétation. Ores préférerait faire référence à la création de secteurs permettant d'assurer la séparation comptable.

**39. ARTICLES 36, AL. 2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ**

Extrait des projets de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Le gestionnaire de réseau de distribution joint à son rapport tarifaire une attestation de son commissaire dont il ressort que l'obligation de l'alinéa précédent a été respectée.

Commentaires d'Ores :

Quelles sont les modalités qui devraient être respectées par le commissaire dans le cadre de l'attestation relative à la comptabilité séparée à joindre au rapport tarifaire ?

Ores estime que ce type d'attestation doit pouvoir être discuté en concertation entre le régulateur, les entités régulées et l'Institut des Réviseurs d'entreprises afin d'en définir les modalités.

c/o Brusselsesteenweg 199, 9090 Melle

---

votre lettre du	votre référence	contact	téléphone
		Donald Vanbeveren	09/263.84.00
date	notre référence	adresse e-mail	fax
03.01.2013		donald.vanbeveren@eandis.be	

**Consultation relative aux projets de décision à la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la période 2015-2016**

Monsieur le président,  
Monsieur le directeur,  
Mesdames, Messieurs,

Suite à l'invitation à la consultation publique concernant la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la période 2015-2016, vous retrouverez ci-dessous la réaction de Gaselwest.

Tout d'abord de manière plus générale, nous souhaiterons mettre en évidence quelques grands principes qui nous paraissent essentiels. Eandis, au nom de Gaselwest, couple six objectifs stratégiques à la tarification :

1. Recouvrement des coûts: Les tarifs de distribution génèrent des revenus régulés du GRD qui devraient être suffisants pour couvrir les frais et les coûts de financement des activités réglementées liés à la de gestion du réseau et des obligations de service public imposées ;
2. Base juridique stable: La législation tarifaire est fixé et disponible. En outre, elle est prise en charge par toutes les parties prenantes ;
3. La méthodologie tarifaire permet une marge équitable pour les capitaux investis. La rémunération doit assurer que le financement à long terme de l'activité lié à la gestion des réseaux reste protégé ;
4. Les tarifs doivent stimuler l'efficacité des coûts et de l'énergie. D'une part les tarifs encouragent les consommateurs à une consommation économique. D'autre part, les tarifs invitent l'utilisateur à se répandre leur consommation ;
5. La méthodologie et la structure sont transparentes. Ça veut dire que les tarifs de réseau sont faciles à mettre en œuvre par les GRD et facile à comprendre par l'utilisateur du réseau ;
6. Nos tarifs de réseau sont compétitives.

Nous soulignons l'importance de la possibilité d'adapter la tarification aux situations nouvelles et faire en sorte que chacun, quelle que soit sa situation, contribue de manière juste aux coûts du réseau. Le gestionnaire de réseau de distribution doit dès lors être rémunéré pour l'usage effectif du réseau, que l'utilisateur injecte ou prélève de l'énergie à partir de ce réseau.

Plus loin, nous voudrions indiquer que nous soutenons tous les remarques et propositions apportés par ORES dans son analyse de manière chronologique des articles des projets de la méthodologie.

Nous prions d'agréer, Mesdames, Messieurs, l'assurance de notre considération distinguée.

Donald Vanbeveren  
Directeur Régulation et Stratégie

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Donald Vanbeveren', is written over a large, stylized blue scribble that resembles a signature or a logo.

## **Consultation CWaPE sur les méthodologies tarifaires transitoires pour la période 2015-2016 (version 29/11/2013) : commentaires GRD purs**

Veillez trouver ci-dessous les remarques formulées par les GRD purs sur les projets de décisions de la CWaPE fixant les méthodologies tarifaires transitoires, tels que publiés le 29 novembre 2013 sur son siteweb.

### **1. Considérations institutionnelles et juridiques**

La consultation de la CWaPE se situe dans le cadre de sa future compétence tarifaire. Celle-ci ne sera cependant effective qu'après l'adoption de la loi spéciale de transfert de compétence au niveau fédéral et l'adoption de dispositions tarifaires minimales dans les projets de décrets modificatifs gaz et électricité, au niveau régional.

Les GRD purs wallons sont d'avis que, au-delà des choix politiques qui pourraient être opérés quant à la répartition des coûts entre utilisateurs de réseau ou à la structure tarifaire, l'élaboration de la méthodologie tarifaire par le régulateur nécessite d'être encadrée par une série de lignes directrices tarifaires. Les GRD, via un courrier commun INTER-REGIES / ORES du 30/9/2013 adressé au Ministre Nollet, ont fait part de leurs propositions de lignes directrices inspirées de la Loi Electricité et visant à garantir un cadre réglementaire transparent, stable et prévisible.

Dans l'attente de ce cadre légal, les GRD purs soutiennent la démarche pragmatique de la CWaPE visant à prévoir une méthodologie tarifaire transitoire pour la période 2015-2016 avant d'élaborer une toute nouvelle méthodologie tarifaire. Après une prolongation des tarifs GRD 2012 sur la période 2013-2014, il importe que la CWaPE puisse approuver de nouveaux tarifs au 1er janvier 2015, qui intégreront une récupération des soldes réglementaires.

Sauf circonstances exceptionnelles et/ou changement de périmètre de l'activité des GRD, la méthodologie tarifaire de la CWaPE devra rester en vigueur durant la période tarifaire.

### **2. Considérations sur la procédure**

La CWaPE a débuté son processus de consultation en soumettant le 28 mai 2013 aux GRD un premier projet de décision fixant la méthodologie tarifaire transitoire, largement inspiré de la méthodologie tarifaire définie par les arrêtés royaux du 2 septembre 2008.

A la demande de la CWaPE, les GRD ont transmis pour fin juillet 2013 leurs remarques sur ce projet de décision. La CWaPE a établi le 10 octobre 2013 un rapport de concertation résumant les réactions des GRD et la position argumentée de la CWaPE vis-à-vis de chacune des réactions.

Lors d'une réunion de concertation du 15 octobre 2013, la CWaPE a présenté une série de nouveaux éléments fondamentaux touchant aux actifs régulés et à la rémunération équitable des actifs régulés.

Une réunion bilatérale a ensuite eu lieu avec la CWaPE à la mi-novembre.

Enfin, la CWaPE a publié le 28 novembre 2013 un projet de décision sur sa méthodologie tarifaire, soumis à consultation publique jusqu'au 3 janvier 2014.

Les GRD purs wallons insistent pour que la CWaPE, conformément au principe de motivation, joint à sa décision définitive relative à la méthodologie tarifaire transitoire un commentaire justifiant dûment la prise en compte ou non des commentaires émis par les GRD consultés.

Conformément au principe de transparence, les GRD purs wallons sont favorables à la publication sur le siteweb de la CWaPE de l'ensemble des documents et procès-verbaux de concertation avec les GRD et autres parties consultées concernant l'élaboration de sa méthodologie tarifaire, en particulier le rapport de concertation du 10 octobre 2013.

### 3. Considérations sur les projets de méthodologie tarifaire électricité et gaz

Vous trouverez ci-joint nos principales remarques non exhaustives sur vos projets.

#### - Cotisations de base ONSS APL et cotisation de responsabilisation (art. 2 §1 Al. 2. 4°):

Dans son document de consultation du 29/11/2013, la CWaPE est d'avis que les cotisations de base ONSS APL et la cotisation de responsabilisation sont des coûts gérables, c'est-à-dire des coûts que les GRD sont en mesure de maîtriser.

**Nous estimons que ces coûts ne peuvent pas être considérés comme des coûts gérables. Par ailleurs, cette mesure pénalise uniquement les GRD purs.**

Les GRD purs n'ont aucune prise sur les charges de pension car celles-ci résultent d'une situation du passé. Les charges de pension des entreprises publiques ne peuvent donc pas être considérées comme des coûts gérables. Rappelons que les GRD purs (intercommunales), qui étaient toutes affiliées aux anciens pools 1 et 2 de l'ONSS APL ont été automatiquement affiliées au fonds solidarisé de pension (loi du 24 octobre 2011). Cette affiliation est irrévocable et l'intercommunale ne peut donc opter pour un autre régime, par exemple parce que celui-ci permettrait de mieux maîtriser les problématiques liés aux cotisations.

Par la mécanique actuelle des coûts gérables, leur évolution serait plafonnée à hauteur de l'index. Or les taux de cotisations ONSS APL sont fixés par la loi et sont en constante évolution<sup>1</sup>. Les GRD purs n'ont pas de maîtrise ni sur les coûts de leur masse salariale statutaire nommée (base cotisable), ni sur les cotisations que l'ONSS APL leur impose. Il convient de noter que les GRD purs ont déjà maîtrisé leur masse salariale étant donné qu'ils ont dans leur ensemble stoppé les nominations depuis plusieurs années (pour Tecteo depuis 2001).

Les GRD purs ne peuvent également pas accepter que les coûts de la cotisation de responsabilisation, instaurée par la loi du 24 octobre 2011 (due pour la première fois en 2013, sur base des comptes 2012) puissent être considérés comme coûts gérables car ils

---

<sup>1</sup> Evolution cotisations de base (y compris cotisation personnelle de 7.5%)

- Ex-pool 1 (AIESH ex.) : 1997-2009: 27.5% / 2010: 30% / 2011: 32% / 2012: 34% / 2013: 36% / 2014: 38% / 2015: 40% / 2016: 41.5%.
- Ex-pool 2 (Tecteo) : 2011: 40% / 2012: 40.5% / 2013-2015: 41% / 2016: 41.5%.

n'ont aucune maîtrise sur ces coûts. Cette cotisation de responsabilisation doit couvrir le déficit entre les pensions payées par l'ONSS APL et les cotisations qu'elle reçoit.

Les GRD purs n'ont aucune maîtrise sur cette cotisation qui leur est facturée chaque année. Elle ne pourrait diminuer que via une hausse des cotisations de base de l'ONSS APL ; ce qui n'est pas souhaitable.

Dans son rapport de concertation du 10 octobre 2013 et dans les slides de présentation projetés lors de sa réunion de concertation du 15 octobre 2015, la CWaPE considérait la cotisation de responsabilisation comme coûts non gérables et, de ce fait, partageait notre position.

Extrait du rapport de concertation de la CWaPE du 10 octobre 2013 :

*« La CWaPE est d'avis que le GRD doit pouvoir maîtriser le coût des cotisations de base ONSS APL en limitant sa masse salariale statutaire active. Le GRD peut également éviter de payer des cotisations de régularisation en ne procédant plus à de nouvelles nominations à partir du 1er janvier 2012. A l'inverse, la CWaPE considère que le GRD n'a pas la possibilité de limiter le coût de la cotisation de responsabilisation imposée aux GRD depuis 2011 étant donné que cette cotisation est établie sur base de la charge de pension de l'ONSS APL envers le personnel statutaire du GRD. En conclusion :*

- *les cotisations de base ONSS APL et les éventuelles cotisations de régularisation sont considérées comme des coûts gérables et sont dès lors soumises au plafond des coûts gérables;*
- *la **cotisation de responsabilisation est considérée comme un coût non-gérable** et sera intégrée à la liste des surcharges au même titre que les charges de pension non-capitalisées et que les obligations vis-à-vis des fonds de pension,*

*Conclusion : L'article 2 §1er, alinéa 2, 4° reste inchangée mais le point suivant est ajouté à l'article 2 §1er, alinéa 2, 5° des méthodologies électricité et gaz : c) les cotisations de responsabilisation relative à l'année d'exploitation, versées à l'ONSS APL conformément à la loi du 24 octobre. »*

C'est avec étonnement que nous avons pris acte du changement d'avis de la CWaPE sur ce point, d'autant plus que la CWaPE ne motive nullement ce revirement de position.

Sur base de ces remarques et sur base de l'argumentaire de Maître Jean Bourtembourg qui vous a été préalablement transmis (cf. annexe), ces coûts ne peuvent selon nous pas être considérés comme des coûts gérables.

En conclusion, les GRD purs demandent que la CWaPE maintienne sa position exprimée dans son rapport de concertation du 15 octobre 2013 sur la cotisation de responsabilisation (coûts non-gérables) et prévoit une adaptation du plafond des coûts gérables de l'année 2012 pour tenir compte des hausses de cotisations ONSS APL.

#### - **Marge équitable (section 2)**

La rémunération des capitaux investis doit permettre aux GRD l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures, y compris le déploiement d'activités qui font appel aux nouvelles technologies, et assurer un taux de rendement aux propriétaires du réseau répondant aux attentes de marché pour des activités présentant un profil de risque comparable.

C'est notamment sur base de cette ligne directrice que nous avons analysé les dispositions de la CWaPE concernant la marge équitable.

La volonté initiale de la CWaPE pour la période tarifaire transitoire était de s'inspirer des arrêtés royaux tarifaires de 2008 mais force est de constater que la CWaPE y apporte plusieurs changements fondamentaux :

- Les AR de 2008 prévoyaient un pourcentage de rendement qui s'appliquait à la somme de l'actif régulé et du besoin en fonds de roulement net. Or, dans la méthodologie proposée par la CWaPE, les besoins en fonds de roulement sont exclus. Cette exclusion affecte lourdement certains GRD purs, comme la Régie de Wavre.
- La CWaPE distingue l'actif régulé primaire (<1/1/2014) et l'actif régulé secondaire (>1/1/2014) avec un rendement minoré octroyés aux anciens investissements réalisés avant le 1er janvier 2014 et un rendement majoré pour les nouveaux investissements réalisés après le 1er janvier 2014.

Les GRD purs se réjouissent de la volonté de la CWaPE de promouvoir les nouveaux investissements nécessaires dans les smart grids mais regrettent que la CWaPE diminue de façon artificielle la rémunération sur l'actif régulé primaire en prenant comme référence l'OLO 2013, fixée ex ante à un niveau historiquement bas et sans révision ex post. Cette référence induit un rendement primaire très faible pour les années à venir (rendement sur fonds propres inférieur à 4% - à comparer avec rendement de 5% offert par Qualiwatt).

**La révision ex post du pourcentage de rendement primaire est un principe qui doit absolument être maintenu pour les GRD purs.** A défaut de révision ex post, nous proposerions d'introduire un plafond minimum pour le taux OLO afin de garantir un rendement minimum sur les montants investis.

En octroyant un rendement minoré sur les anciens investissements, la CWaPE défavorise les GRD et leurs communes/provinces actionnaires qui ont investi beaucoup dans le passé pour garantir des réseaux de qualité.

Pour la période tarifaire transitoire (2015-2016), la méthodologie tarifaire octroie la garantie aux GRD d'intégrer dans leurs tarifs la différence éventuelle entre la marge équitable calculée selon la méthodologie tarifaire CWaPE et la méthodologie tarifaires des arrêtés de 2008. Même s'ils s'en réjouissent, les GRD purs font remarquer qu'il s'agit d'une garantie limitée à 2 ans. Or, les GRD ont besoin de disposer d'un cadre réglementaire stable et obtenir des garanties quant au maintien d'une rémunération équitable sur l'actif régulé primaire.

Conformément à une demande des GRD, l'actif régulé secondaire prend en considération les logiciels informatiques étant donné le caractère essentiel et indispensable des logiciels et ERP pour les activités des GRD.

#### - **Plafond des coûts gérables**

La mise en oeuvre d'une nouvelle clearing house (Atrias), commune à l'ensemble des GRD, et appelée de leurs vœux par les fournisseurs et les régulateurs régionaux, conduiront à des coûts de développements importants en 2015 et 2016.

Les GRD purs accueillent favorablement la proposition de la CWaPE d'adapter le plafond des coûts gérables permettant aux GRD d'intégrer ce surcoût transitoire.

L'adaptation du plafond des coûts gérables prend la forme d'un montant maximal en euro par code EAN actif; ce qui semble correcte vu que les coûts d'Atrias sont eux-mêmes répartis sur base des codes eans. Par contre, une enveloppe identique a également été accordée pour permettre aux GRD de contribuer activement au développement des réseaux intelligents. Cette seconde enveloppe est également exprimée en euros par eans. Dans ce cas, la mesure favorise les GRDs de grande taille en leur donnant plus de moyens pour ce type d'investissements dont le coût n'est pas systématiquement proportionnel au nombre d'eans raccordés. Il conviendrait de revoir la clé de répartition pour cette seconde enveloppe.

En outre, nous avons compris que cette deuxième enveloppe pouvait, entre autres, servir à couvrir les coûts de « back-end » (développements propres au GRD pour faire le lien entre cette nouvelle clearing house et l'IT du GRD). Nous nous étonnons donc de ne pas retrouver cette enveloppe dans la méthodologie tarifaire gaz.

#### - **Soldes régulateurs**

Les GRD purs appuient la volonté de la CWaPE de récupérer progressivement les soldes régulateurs du passé dans les tarifs 2015-2016 des GRD.

Sauf en cas de décision prise en la matière au niveau fédéral antérieurement au transfert de la compétence tarifaire aux régions, le système de calcul et d'affectation des soldes régulateurs, d'une part, aux tarifs, pour les coûts non gérables et, d'autre part, au résultat de l'exercice, pour les coûts gérables et applicables à la période régulatoire 2019-2012 continue de s'appliquer ladite période régulatoire, ainsi qu'aux exercices 2013 et 2014.

#### - **Tarif prosumer**

Pour des raisons de solidarité et de non-discrimination, les GRD purs restent favorables à l'introduction d'un tarif prosumer. Ils se réjouissent que le principe d'un tarif prosumer soit prévu dans la méthodologie tarifaire de la CWaPE. Les modalités de calcul de ce tarif prosumer doivent être étudiées pour tenir compte de l'arrêt « netvergoeding ».

#### - **Principe de cascade**

La cascade - via les GRD – des tarifs de transport d'électricité n'a pas d'autre valeur ajoutée que de faire supporter au GRD le risque volume car le tarif des GRD est proportionnel (kWh) tandis que le tarif d'Elia (depuis 2013) intègre également une composante capacitaire (kW), conséquence de l'émergence des productions décentralisées.

Nous sommes favorables à ce que la méthodologie tarifaire de la CWaPE pour la période post 2016 intègre pour les tarifs GRD également une composante capacitaire, à l'instar d'Elia.

Nous prenons bonne note que la CwaPE ne souhaite pas remettre en cause le principe de la cascade pour les coûts de transport. Nous demandons, par contre, que la CwaPE s'engage clairement pour le maintien du principe de la cascade des coûts de distribution dans les tarifs des fournisseurs car il s'agit d'un élément essentiel du modèle de marché.

- **Coûts liés aux obligations de service public (OSP)**

Les multiples OSP, imposées par la Région, ont augmenté de façon artificielle les tarifs des GRD alors que ceux-ci ont réalisé des efforts intenses pour diminuer leurs coûts opérationnels au profit des consommateurs. En période de gel tarifaire, les GRD doivent préfinancer les OSP (ex. : Quali watt en 2014).

Pour des raisons de transparence, les GRD purs sont partisans, comme l'a proposé la CWaPE dans une étude<sup>2</sup> fin 2012, de financer les OSP en dehors des tarifs de distribution, via une surcharge régionale ou la redevance de raccordement alimentant le Fonds Energie.

A défaut de cette solution, les GRD purs sont favorables à ce que le tarif OSP soit présenté dans une grille tarifaire distincte du tarif de distribution.

- **Délais**

Dans le chapitre concernant la procédure de soumission et d'approbation des tarifs – en comparaison avec la version du 28 mai 2013 – la CWaPE a rallongé les délais en sa faveur et raccourci les délais en défaveur des GRD.

Ainsi, à l'article 17, §4, les contraintes de délais ont été fortement simplifiées mais ne laissent que 10 jours ouvrables au GRD pour donner les informations complémentaires requises par la CWaPE. Or, ces demandes ne peuvent plus être planifiées à l'avance car la CWaPE peut demander à tout moment endéans les 105 jours des informations complémentaires à transmettre dans les 10 jours calendrier. Cette simplification induit donc une complexification dans le chef des GRD en termes de planification du travail de ses équipes.

Les GRD purs demandent de retenir des délais raisonnables tant pour les GRD que la CWaPE.

- **Modèle de rapport CREG**

Comme exprimé antérieurement, les GRD purs sont d'avis que tant le rapport ex-ante que le rapport ex-post sont trop volumineux. Les nombreux détails demandés dans le rapport actuel prennent beaucoup de temps. Nous constatons également que des informations identiques sont reprises à différents endroits du rapport. C'est pourquoi nous plaidons pour une simplification des obligations de rapport actuelles, comme exprimée antérieurement. Cette demande de simplification est importante pour les GRD de taille réduite.

---

<sup>2</sup> Etude CD-12I03-CWaPE (6 décembre 2012) sur 'l'introduction d'un mode alternatif de financement des obligations de service public à charge des gestionnaires de réseau'

## **Consultation CWaPE sur les méthodologies tarifaires transitoires pour la période 2015-2016 (version 29/11/2013) : commentaires TECTEO**

Veillez trouver ci-dessous nos remarques sur les projets de décisions de la CWaPE fixant les méthodologies tarifaires transitoires, tels que publiés le 29 novembre 2013 sur son site web.

### **1. Considérations institutionnelles et juridiques**

La consultation de la CWaPE se situe dans le cadre de sa future compétence tarifaire. Celle-ci ne sera cependant effective qu'après l'adoption de la loi spéciale de transfert de compétence au niveau fédéral et l'adoption de dispositions tarifaires minimales dans les projets de décrets modificatifs gaz et électricité, au niveau régional.

TECTEO est d'avis que, au-delà des choix politiques qui pourraient être opérés quant à la répartition des coûts entre utilisateurs de réseau ou à la structure tarifaire, l'élaboration de la méthodologie tarifaire par le régulateur nécessite d'être encadrée par une série de lignes directrices tarifaires. Les GRD, via un courrier commun INTER-REGIES / ORES du 30/9/2013 adressé au Ministre Nollet, ont fait part de leurs propositions de lignes directrices inspirées de la Loi Electricité et visant à garantir un cadre réglementaire transparent, stable et prévisible.

Dans l'attente de ce cadre légal, TECTEO soutient la démarche pragmatique de la CWaPE visant à prévoir une méthodologie tarifaire transitoire pour la période 2015-2016 avant d'élaborer une toute nouvelle méthodologie tarifaire. Après une prolongation des tarifs GRD 2012 sur la période 2013-2014, il importe que la CWaPE puisse approuver de nouveaux tarifs au 1er janvier 2015.

Sauf circonstances exceptionnelles et/ou changement de périmètre de l'activité des GRD, la méthodologie tarifaire de la CWaPE devra rester en vigueur durant la période tarifaire.

### **2. Considérations sur la procédure**

La CWaPE a débuté son processus de consultation en soumettant le 28 mai 2013 aux GRD un premier projet de décision fixant la méthodologie tarifaire transitoire, largement inspiré de la méthodologie tarifaire définie par les arrêtés royaux du 2 septembre 2008.

A la demande de la CWaPE, les GRD ont transmis pour fin juillet 2013 leurs remarques sur ce projet de décision. La CWaPE a établi le 10 octobre 2013 un rapport de concertation résumant les réactions des GRD et la position argumentée de la CWaPE vis-à-vis de chacune des réactions.

Lors d'une réunion de concertation du 15 octobre 2013, la CWaPE a présenté une série de nouveaux éléments fondamentaux touchant aux actifs régulés et à la rémunération équitable des actifs régulés.

Une réunion bilatérale a ensuite eu lieu avec la CWaPE à la mi-novembre.

Enfin, la CWaPE a publié le 28 novembre 2013 un projet de décision sur sa méthodologie tarifaire, soumis à consultation publique jusqu'au 3 janvier 2014.

TECTEO insiste pour que la CWaPE, conformément au principe de motivation, joigne à sa décision définitive relative à la méthodologie tarifaire transitoire un commentaire justifiant dûment la prise en compte ou non des commentaires émis par les GRD consultés.

Conformément au principe de transparence, TECTEO est favorable à la publication sur le site web de la CWaPE de l'ensemble des documents et procès-verbaux de concertation avec les GRD et autres parties consultées concernant l'élaboration de sa méthodologie tarifaire, en particulier le rapport de concertation du 10 octobre 2013.

### 3. Considérations sur les projets de méthodologie tarifaire électricité et gaz

Vous trouverez ci-joint nos principales remarques non exhaustives sur vos projets.

#### - Cotisations de base ONSS APL et cotisation de responsabilisation (art. 2 §1 Al. 2, 4°):

Dans son document de consultation du 29/11/2013, la CWaPE est d'avis que les cotisations de base ONSS APL et la cotisation de responsabilisation sont des coûts gérables, c'est-à-dire des coûts que les GRD sont en mesure de maîtriser.

**Nous estimons que ces coûts ne peuvent pas être considérés comme des coûts gérables. Par ailleurs, cette mesure pénalise uniquement les GRD purs.**

TECTEO et les autres GRD purs n'ont aucune prise sur les charges de pension car celles-ci résultent d'une situation du passé. Les charges de pension des entreprises publiques ne peuvent donc pas être considérées comme des coûts gérables. Rappelons que les GRD purs (intercommunales), qui étaient toutes affiliées aux anciens pools 1 et 2 de l'ONSS APL ont été automatiquement affiliées au fonds solidarisé de pension (loi du 24 octobre 2011). Cette affiliation est irrévocable et l'intercommunale ne peut donc opter pour un autre régime, par exemple parce que celui-ci permettrait de mieux maîtriser les problématiques liés aux cotisations.

Par la mécanique actuelle des coûts gérables, leur évolution serait plafonnée à hauteur de l'index. Or les taux de cotisations ONSS APL sont fixés par la loi et sont en constante évolution<sup>1</sup>. Les GRD purs n'ont pas de maîtrise ni sur les coûts de leur masse salariale statutaire nommée (base cotisable), ni sur les cotisations que l'ONSS APL leur impose. Il convient de noter que TECTEO a déjà maîtrisé sa masse salariale (en nombre) étant donné que nous avons stoppé les nominations depuis plusieurs années.

TECTEO ne peut également pas accepter que les coûts de la cotisation de responsabilisation, instaurée par la loi du 24 octobre 2011 (due pour la première fois en 2013, sur base des comptes 2012) puissent être considérés comme coûts gérables car nous n'avons aucune maîtrise sur ces coûts. Cette cotisation de responsabilisation doit couvrir le déficit entre les pensions payées par l'ONSS APL et les cotisations qu'elle reçoit.

---

<sup>1</sup> Evolution cotisations de base (y compris cotisation personnelle de 7.5%)

- Ex-pool 1 (AIESH ex.) : 1997-2009: 27.5% / 2010: 30% / 2011: 32% / 2012: 34% / 2013: 36% / 2014: 38% / 2015: 40% / 2016: 41.5%.
- Ex-pool 2 (Tecteo) : 2011: 40% / 2012: 40.5% / 2013-2015: 41% / 2016: 41.5%.

TECTEO n'a aucune maîtrise sur cette cotisation qui nous est facturée chaque année. Elle ne pourrait diminuer que via une hausse des cotisations de base de l'ONSS APL ; ce qui n'est pas souhaitable.

Dans son rapport de concertation du 10 octobre 2013 et dans les slides de présentation projetés lors de sa réunion de concertation du 15 octobre 2013, la CWaPE considérait la cotisation de responsabilisation comme coûts non gérables et, de ce fait, partageait notre position.

Extrait du rapport de concertation de la CWaPE du 10 octobre 2013 :

*« La CWaPE est d'avis que le GRD doit pouvoir maîtriser le coût des cotisations de base ONSS APL en limitant sa masse salariale statutaire active. Le GRD peut également éviter de payer des cotisations de régularisation en ne procédant plus à de nouvelles nominations à partir du 1er janvier 2012. A l'inverse, la CWaPE considère que le GRD n'a pas la possibilité de limiter le coût de la cotisation de responsabilisation imposée aux GRD depuis 2011 étant donné que cette cotisation est établie sur base de la charge de pension de l'ONSS APL envers le personnel statutaire du GRD. En conclusion :*

- *les cotisations de base ONSS APL et les éventuelles cotisations de régularisation sont considérées comme des coûts gérables et sont dès lors soumises au plafond des coûts gérables;*
- *la cotisation de responsabilisation est considérée comme un coût non-gérable et sera intégrée à la liste des surcharges au même titre que les charges de pension non-capitalisées et que les obligations vis-à-vis des fonds de pension,*

*Conclusion : L'article 2 §1er, alinéa 2, 4° reste inchangée mais le point suivant est ajouté à l'article 2 §1er, alinéa 2, 5° des méthodologies électricité et gaz : c) les cotisations de responsabilisation relative à l'année d'exploitation, versées à l'ONSS APL conformément à la loi du 24 octobre. »*

C'est avec étonnement que nous avons pris acte du changement d'avis de la CWaPE sur ce point, d'autant plus que la CWaPE ne motive nullement ce revirement de position.

Sur base de ces remarques et sur base de l'argumentaire de Maître Jean Bourtembourg qui vous a été préalablement transmis, ces coûts ne peuvent selon nous pas être considérés comme des coûts gérables.

En conclusion, TECTEO demande que la CWaPE maintienne sa position exprimée dans son rapport de concertation du 15 octobre 2013 sur la cotisation de responsabilisation (coûts non-gérables) et prévoit une adaptation du plafond des coûts gérables de l'année 2012 pour tenir compte des hausses de cotisations ONSS APL.

#### - **Marge équitable (section 2)**

La rémunération des capitaux investis doit permettre aux GRD l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures, y compris le déploiement d'activités qui font appel aux nouvelles technologies, et assurer un taux de rendement aux propriétaires du réseau répondant aux attentes de marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. C'est notamment sur base de cette ligne directrice que nous avons analysé les dispositions de la CWaPE concernant la marge équitable.

La volonté initiale de la CWaPE pour la période tarifaire transitoire était de s'inspirer des arrêtés royaux tarifaires de 2008 mais force est de constater que la CWaPE y apporte plusieurs changements fondamentaux :

- Les AR de 2008 prévoyaient un pourcentage de rendement qui s'appliquait à la somme de l'actif régulé et du besoin en fonds de roulement net. Or, dans la méthodologie proposée par la CWaPE, les besoins en fonds de roulement sont exclus. Cette exclusion affecte lourdement certains GRD purs, comme la Régie de Wavre.
- La CWaPE distingue l'actif régulé primaire (<1/1/2014) et l'actif régulé secondaire (>1/1/2014) avec un rendement minoré octroyés aux anciens investissements réalisés avant le 1er janvier 2014 et un rendement majoré pour les nouveaux investissements réalisés après le 1er janvier 2014.

TECTEO se réjouit de la volonté de la CWaPE de promouvoir les nouveaux investissements nécessaires dans les smart grids mais regrette que la CWaPE diminue de façon artificielle la rémunération sur l'actif régulé primaire en prenant comme référence l'OLO 2013, fixée ex ante à un niveau historiquement bas et sans révision ex post. Cette référence induit un rendement primaire très faible pour les années à venir (rendement sur fonds propres inférieur à 4% - à comparer avec rendement de 5% offert par Quali watt).

**La révision ex post du pourcentage de rendement primaire est un principe qui doit absolument être maintenu pour TECTEO.** A défaut de révision ex post, nous proposerions d'introduire un plafond minimum pour le taux OLO afin de garantir un rendement minimum sur les montants investis.

En octroyant un rendement minoré sur les anciens investissements, la CWaPE défavorise les GRD qui ont investis beaucoup dans le passé pour avoir des réseaux de qualité.

Pour la période tarifaire transitoire (2015-2016), la méthodologie tarifaire octroie la garantie aux GRD d'intégrer dans leurs tarifs la différence éventuelle entre la marge équitable calculée selon la méthodologie tarifaire CWaPE et la méthodologie tarifaires des arrêtés de 2008. Même si nous nous en réjouissons, TECTEO fait remarquer qu'il s'agit d'une garantie limitée à 2 ans. Or, les GRD ont besoin de disposer d'un cadre réglementaire stable et obtenir des garanties quant au maintien d'une rémunération équitable sur l'actif régulé primaire.

Conformément à une demande des GRD, l'actif régulé secondaire prend en considération les logiciels informatiques étant donné le caractère essentiel et indispensable des logiciels et ERP pour les activités des GRD.

#### - **Plafond des couts gérables**

La mise en oeuvre d'une nouvelle clearing house (Atrias), commune à l'ensemble des GRD, et appelée de leurs voeux par les fournisseurs et les régulateurs régionaux, conduira à des coûts de développements importants en 2015 et 2016.

TECTEO accueille favorablement la proposition de la CWaPE d'adapter le plafond des coûts gérables permettant aux GRD d'intégrer ce surcoût transitoire.

L'adaptation du plafond des coûts gérables prend la forme d'un montant maximal en euro par code EAN actif; ce qui semble correcte vu que les coûts d'Atrias sont eux-mêmes répartis sur base des codes eans. Par contre, une enveloppe identique a également été accordée pour permettre aux GRD de contribuer activement au développement des réseaux intelligents. Cette seconde enveloppe est également exprimée en euros par eans. Dans ce cas, la mesure favorise les GRD de grande taille en leur donnant plus de moyens pour ce type d'investissements dont le coût n'est pas systématiquement proportionnel au nombre d'eans raccordés. Il conviendrait de revoir la clé de répartition pour cette seconde enveloppe.

En outre, nous avons compris que cette deuxième enveloppe pouvait, entre autres, servir à couvrir les coûts de « back-end » (développements propres au GRD pour faire le lien entre cette nouvelle clearing house et l'IT du GRD). Nous nous étonnons donc de ne pas retrouver cette enveloppe dans la méthodologie tarifaire gaz.

#### - **Tarif prosumer**

Pour des raisons de solidarité et de non-discrimination, TECTEO est favorable à l'introduction d'un tarif prosumer. Nous nous réjouissons dès lors que le principe d'un tarif prosumer soit prévu dans la méthodologie tarifaire de la CWaPE. Les modalités de calcul de ce tarif prosumer doivent être étudiées pour tenir compte de l'arrêt « netvergoeding ».

#### - **Principe de cascade**

La cascade - via les GRD – des tarifs de transport d'électricité n'a pas d'autre valeur ajoutée que de faire supporter au GRD le risque volume car le tarif des GRD est proportionnel (kWh) tandis que le tarif d'Elia (depuis 2013) intègre également une composante capacitaire, conséquence de l'émergence des productions décentralisées.

Nous sommes favorables à ce que la méthodologie tarifaire de la CWaPE pour la période post 2016 intègre pour les tarifs GRD également une composante capacitaire, à l'instar d'Elia.

Nous prenons bonne note que la CwaPE ne souhaite pas remettre en cause le principe de la cascade pour les coûts de transport. Nous demandons, par contre, que la CwaPE s'engage clairement pour le maintien du principe de la cascade des coûts de distribution dans les tarifs des fournisseurs car il s'agit d'un élément essentiel du modèle de marché.

#### - **Coûts liés aux obligations de service public (OSP)**

Les multiples OSP, imposées par la Région, ont augmenté de façon artificielle les tarifs des GRD alors que ceux-ci ont réalisé des efforts intenses pour diminuer leurs coûts opérationnels au profit des consommateurs. En période de gel tarifaire, les GRD doivent préfinancer les OSP (ex, Qualiwatt en 2014).

Pour des raisons de transparence, TECTEO est partisan, comme l'a proposé la CWaPE dans une étude fin 2012, de financer les OSP en dehors des tarifs de distribution, via une surcharge régionale ou la redevance de raccordement alimentant le Fonds Energie.

A défaut de cette solution, TECTEO est favorable à ce que le tarif OSP soit présenté dans une grille tarifaire distincte du tarif de distribution.

- **Délais**

Dans le chapitre concernant la procédure de soumission et d'approbation des tarifs – en comparaison avec la version du 28 mai 2013 – la CWaPE a rallongé les délais en sa faveur et raccourci les délais en défaveur des GRD.

Ainsi, à l'article 17, §4, les contraintes de délais ont été fortement simplifiées mais ne laissent que 10 jours calendrier au GRD pour donner les informations complémentaires requises par la CWaPE. Or, ces demandes ne peuvent plus être planifiées à l'avance car la CWaPE peut demander à tout moment endéans les 105 jours des informations complémentaires à transmettre dans les 10 jours calendrier. Cette simplification induit donc une complexification dans le chef des GRD en termes de planification du travail de ses équipes.

TECTEO demande de retenir des délais raisonnables et fixés tant pour les GRD que pour la CWaPE.

- **Modèle de rapport CREG**

Comme exprimé antérieurement, TECTEO est d'avis que tant le rapport ex-ante que le rapport ex-post sont trop volumineux. Les nombreux détails demandés dans le rapport actuel (modèle CREG) prennent beaucoup de temps. Nous constatons également que des informations identiques sont reprises à différents endroits du rapport. C'est pourquoi nous plaidons pour une simplification des obligations de rapport actuelles, comme exprimée antérieurement. Cette demande de simplification est importante pour les GRD de taille réduite.

Nous comprenons qu'une concertation spécifique va avoir lieu sur ce sujet dans les prochaines semaines.

Dans la méthodologie tarifaire provisoire (article 31, §1er), objet de cette consultation, nous constatons que le rapport à rendre pour le 30 septembre de chaque année doit également contenir le modèle de rapport (tel que prévu à l'article 26). Cela signifie-t-il que ce rapport intermédiaire devra reprendre l'ensemble des informations demandées pour le rapport annuel ?

- **Divers**

- Article 2, §1er, 7° : « la plus-value iRAB est comptabilisée annuellement pour un montant égal à 2%... ». Est-ce que « comptabilisée » signifie « prise en charge » ? La plus-value iRAB a en effet déjà été comptabilisée au bilan des GRD par le passé.
- Article 13, §1er : la cotisation fédérale ne fait plus partie des tarifs exprimés dans cet article ?

Sujet : Consultation CWaPE sur les méthodologies tarifaires transitoires pour la période 2015-2016 : Réaction de la FEBEG  
Date : 3 janvier 2014  
Contact : Vincent Deblocq  
Téléphone : 0032 2 500 85 94  
Mail : vincent.deblocq@febeg.be

Vous trouverez ci-dessous la réaction de la FEBEG relative à la consultation sur le projet de décision CD-13k28-CWaPE fixant la méthodologie tarifaire transitoire pour la période 2015-2016 en Région wallonne. La présente note contient des remarques d'ordre général qui, à l'estime de la FEBEG, et compte tenu de l'expérience acquise par le secteur en matière tarifaire, devraient être prises en compte lors des réflexions et de l'élaboration du futur décret tarifaire et ce, en vue d'assurer un fonctionnement optimal du marché de l'énergie.

### ***Executive Summary***

Les périodes tarifaires « fédérales », qui se sont succédées depuis la libéralisation des marchés et se poursuivront jusqu'en 2014 ont été caractérisées par une instabilité juridique considérable : annulation des décisions tarifaires de la CREG, annulation des textes légaux fondant les décisions, contestations des factures par certains clients finals, au motif de la nullité éventuelle des tarifs de réseau ou du refus de la rétroactivité des modifications tarifaires...La FEBEG plaide pour qu'il soit tenu compte des errements du passé et, notamment :

- Que toute modification ou adaptation des tarifs en cours de période tarifaire, quelles qu'en soient les causes, en ce compris judiciaires, ne puisse jamais s'appliquer rétroactivement sur une période qui a déjà fait l'objet d'une facturation à la clientèle finale. Le report, à la hausse ou à la baisse, sur les tarifs de la période ou de l'année tarifaire suivante devrait être expressément repris dans les textes tarifaires, en ce compris dans la méthodologie tarifaire.
- Qu'il soit tenu compte d'un délai fixe d'un mois minimum, pour l'implémentation dans les systèmes informatiques des fournisseurs mais aussi, le cas échéant, pour l'information à la clientèle finale, entre le moment où sont publiés des nouveaux tarifs, des nouvelles composantes tarifaires, des ajouts, suppression ou modification à ceux-ci, et le moment où ils entreront en vigueur ;
- Que les conséquences du mécanisme de facturation en cascade à l'issue duquel les fournisseurs – qui ne comptent plus que pour un tiers du prix final de l'électricité – assument l'entièreté des risques juridiques et financiers de la facturation (contestation des tarifs, des relevés et, surtout, les défauts de paiement) soient prises en compte. Cette situation entraîne des coûts évités par les GRD mais supportés entièrement et exclusivement, sans raison objective, par les fournisseurs en leur lieu et place ;

- Que la régionalisation de la compétence tarifaire soit l'occasion d'une concertation entre les Régions et les régulateurs régionaux pour que, dans la mesure du possible, l'on puisse tendre vers une simplification, une harmonisation et une transparence de la structure des tarifs et de leur mise en œuvre.

### ***Nécessité d'un cadre juridique stable***

*Le principe de non-rétroactivité est primordial*

La FEBEG insiste fermement pour qu'une décision tarifaire, quelles qu'en soient les causes, en ce compris judiciaires, ne puisse jamais s'appliquer rétroactivement sur une période qui a déjà fait l'objet d'une facturation à la clientèle finale. C'est pourquoi les tarifs réseau peuvent uniquement avoir un effet sur les consommations futures et donc ne jamais être appliqués ou modifiés rétroactivement. Il convient en outre de prévoir un délai suffisant entre la décision tarifaire et son entrée en vigueur effective. Le report, à la hausse ou à la baisse, sur les tarifs de la période ou de l'année tarifaire suivante devrait être expressément repris dans les textes tarifaires, en ce compris dans la méthodologie tarifaire.

Dans le cas où des tarifs viendraient à être annulés par la Cour d'appel, ou toute autre juridiction que le décret tarifaire renseignera, ceux-ci sont supposés n'avoir jamais existé, s'agissant d'un contentieux objectif. Pour éviter la problématique rencontrée avec les tarifs annulés 2012-2015 d'Elia, il serait sans doute opportun, soit de prévoir la compétence du juge d'annulation de substitution ou d'aménagement des effets de l'annulation de l'acte, soit de prévoir l'application de tarifs provisoires ou provisionnels. En telle manière que ne se posent pas la question d'un remboursement éventuel de tarifs acquittés mais annulés et que le solde qui apparaîtra une fois de nouveaux tarifs approuvés soit, à la hausse ou à la baisse, reporté lors de l'année ou de la période tarifaire ultérieure.

*Publication rapide de nouveaux tarifs de distribution approuvés*

Dans le passé, les nouveaux tarifs de distribution approuvés n'ont souvent été connus qu'à la veille de leur entrée en vigueur, voire même après celle-ci. La FEBEG propose de publier les nouveaux tarifs au minimum 1 mois avant leur entrée en vigueur. La FEBEG demande également que le gestionnaire de réseau communique de manière automatisée et standardisée ces nouveaux tarifs approuvés aux détenteurs d'accès.

Lorsqu'une composante tarifaire est adaptée, ajoutée ou supprimée, les acteurs du marché doivent disposer en effet d'un temps suffisant, d'une part, pour intégrer correctement, et dans les délais, ces adaptations dans leurs systèmes (notamment facturation, adaptation des plans d'acompte) et, d'autre part, pour pouvoir informer le consommateur final. Idéalement, des adaptations à la structure tarifaire, faisant suite aux régionalisations, ne devraient être effectives qu'après l'implémentation MIG6.

### ***Réaliser des gains d'efficacité***

La régionalisation des tarifs de distribution est l'occasion idéale de réexaminer, de simplifier et d'uniformiser la structure des coûts et les modalités d'application des tarifs de distribution,

et ce à travers les différentes régions. La régionalisation ne peut favoriser une différenciation des méthodologies tarifaires (structure et modalités d'application).

L'harmonisation et la simplification des composantes facturées par le biais du système de cascade à travers les régions sont par conséquent indispensables. Aujourd'hui, une multitude de mesures d'exception sont prévues dans les modalités d'application, ce qui rend le système de plus en plus complexe et coûteux et augmente le risque d'erreur. La FEBEG estime en outre que l'harmonisation des structures des coûts et la simplification de la tarification entraîneront des économies à la fois dans le chef des pouvoirs publics (régulateurs), des gestionnaires de réseau et des fournisseurs, ce qui profitera pleinement aux utilisateurs du réseau de distribution.

### **Structure tarifaire**

#### *Structures tarifaires simples et fidèles aux coûts*

À l'heure actuelle, le tarif réseau pour le client basse tension est déterminé pour une large part par sa consommation. Une telle méthode renforce les économies d'énergie, mais ne reflète absolument pas les coûts (et ce, parce que les coûts réseau dépendent essentiellement de la puissance maximale prélevée pendant les heures de pointe). La capacité qui doit être prévue dans les réseaux est en effet déterminée par la consommation de pointe simultanée maximale. C'est pourquoi la FEBEG réclame l'implémentation d'un tarif de capacité au niveau basse tension.

La FEBEG est opposée à un tarif d'injection pour les producteurs étant donné qu'il peut entraîner des discriminations entre les producteurs, d'une part, et favoriser l'importation, d'autre part, étant donné que les pays voisins n'appliquent aucun tarif d'injection ou des tarifs moins élevés. Les coûts réseau effectifs pour l'injection et le prélèvement intermittents des utilisateurs finals qui disposent de leurs propres moyens de production (p.ex. PV) doivent également être imputés de manière adéquate afin d'éviter toute subvention croisée.

De manière générale, la FEBEG estime que la structure tarifaire doit répondre fidèlement aux principes de réflectivité des coûts et de non-discrimination. Dans ce cadre également, les fournisseurs insistent pour avoir spécifiquement et formellement la possibilité d'être entendus par le régulateur et ce, afin de tenir compte de leur expertise propre et d'assurer la faisabilité de la mise en œuvre de la méthodologie tarifaire.

#### *Périodes tarifaires*

La période tarifaire actuelle court sur 4 ans. L'objectif de cette période bien définie de 4 ans est notamment de garantir la stabilité des tarifs à facturer. La FEBEG rappelle qu'elle s'oppose fermement à tout impact rétroactif des décisions tarifaires. C'est pourquoi la FEBEG propose d'opter pour une période tarifaire avec des fenêtres glissantes. Concrètement, les tarifs pourraient être fixés pour 2 ans, avec une publication préalable pour les deux années suivantes. Les deux années suivantes pourraient alors être adaptées chaque année. Cette méthode respecte la demande de la FEBEG d'éviter toute application rétroactive. Cela offre l'avantage au gestionnaire de réseau de distribution que les tarifs peuvent être corrigés (le cas échéant) après deux ans déjà.

La FEBEG constate qu'à partir de 2017, la CWaPE souhaite instaurer des périodes tarifaires de 5 ans pour être calée sur la durée de la législature wallonne. À cet égard, s'agissant de la

durée de 5 ans, la FEBEG attire l'attention sur le fait qu'une telle durée n'est manifestement pas envisagée dans les autres Régions. Elle se demande si le couplage avec la durée d'une législature est opportun dès lors que la fixation des tarifs est davantage une problématique réglementaire et de fonctionnement de marché qu'un sujet politique en tant que tel,.

### **Services fournis par le fournisseur au gestionnaire de réseau**

Les fournisseurs prennent en charge la facturation et la perception des coûts réseau, et supportent tous les risques en matière de défaut de paiement ainsi que les coûts administratifs qui vont de pair avec ces processus. Les fournisseurs sont dans l'obligation de payer la totalité des coûts réseau au gestionnaire de réseau. Le risque financier du défaut de paiement par le client est également entièrement supporté par le fournisseur. Au vu de la pression de plus en plus forte sur les marges, les risques de recouvrement élevés, les coûts administratifs et la part réduite de la composante énergie dans la facture, cette situation est intenable dans le futur.

La FEBEG signale que, ces dernières années, le prix de la composante énergie a augmenté dans une moindre mesure en comparaison avec les coûts de distribution et de transport (et a même diminué). La part croissante des coûts de distribution et de transport sur la facture d'énergie doit par conséquent être répercutée sur des volumes moins importants en raison de l'augmentation de l'autoproduction (installations PV), d'une part, et de l'utilisation rationnelle de l'énergie, d'autre part, ce qui majore systématiquement les coûts unitaires. Le risque financier relatif à la partie irrécouvrable des coûts réseau est donc devenu très difficilement supportable pour les revenus générés par la composante énergie.

Pour la FEBEG, la régionalisation des coûts de distribution est le moment idéal pour examiner à nouveau l'impact du modèle de marché. La FEBEG plaide par conséquent pour l'introduction d'un mécanisme de récupération des coûts réseau irrécouvrables dans leur ensemble, ainsi qu'une indemnité équitable pour les coûts administratifs supportés par les fournisseurs. Au total, les fournisseurs supportent un risque financier d'environ 81% de la facture d'électricité<sup>1</sup>, et ce alors que les fournisseurs ne sont responsables que de 33% de son montant total : à savoir la composante énergie (25%) et l'obligation de quota pour les certificats (8%). Comme expliqué ci-dessus, les fournisseurs ne peuvent continuer à accumuler ces pertes parce que leurs marges sont réduites à un minimum dans un environnement fortement concurrentiel. La problématique gagne en importance et est de plus en plus aiguë parce que la composante non énergétique est de plus en plus importante sur la facture finale.

Vu l'ordre de grandeur croissant de ces risques financiers, la FEBEG demande par conséquent que les fournisseurs bénéficient d'une compensation financière pour leur rôle d'intermédiaire. La FEBEG demande une compensation financière pour la facturation, la perception et le non-paiement de tous les coûts réseau (y compris les prélèvements et les taxes ainsi que tous les coûts financiers et administratifs annexes) et propose notamment les possibilités suivantes afin de compenser les coûts précités dans le chef des fournisseurs :

- par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau concerné sur le réseau duquel le client final est raccordé ;

---

<sup>1</sup> Les 19% restants de la facture d'électricité concernent la TVA qui n'est pas reversée et la possibilité de récupération de la cotisation fédérale en cas de créances irrécouvrables.

- par le biais d'un Fonds dans lequel les fournisseurs peuvent puiser pour la récupération de ces coûts. Ce Fonds peut être placé sous la surveillance du régulateur et financé par une surcharge séparée ou par des moyens financiers généraux (ou par une combinaison des deux) ;
- par le biais d'une surcharge sur la composante réseau en analogie à la surcharge fédérale (p.ex. 1,1%) ;
- etc.

### **Composantes des tarifs réseau**

#### *Part croissante des coûts de distribution et de transport sur la facture d'énergie*

Comme mentionné ci-dessus, le prix unitaire des coûts de distribution (ainsi que les taxes et les surcharges) a régulièrement augmenté ces dernières années, et ce, contrairement à la composante énergie. Les obligations de service public imposées au gestionnaire de réseau de distribution par les pouvoirs publics et facturées par le système de cascade ne sont toutefois pas toujours transparentes pour l'utilisateur du réseau de distribution et font en sorte que la facture globale d'électricité et de gaz naturel en Belgique est plus élevée qu'à l'étranger alors que le prix de la composante énergie est moindre. Par ailleurs, les personnes les plus défavorisées socialement ne peuvent souvent pas se permettre l'installation de panneaux PV ou l'application de mesures URE coûteuses. Ils peuvent par conséquent difficilement réduire leur consommation d'énergie et paient de ce fait une part croissante dans les coûts de distribution, les taxes et les surcharges.

La multitude de règles et la complexité actuelles menacent la compétitivité des vecteurs d'électricité et de gaz naturel par rapport à d'autres vecteurs énergétiques. La situation la plus illustrative sur ce sujet est sur la facture d'électricité où les composantes qui découlent des obligations de service public sont désormais un élément important de la facture.

#### *Financement de la politique sociale par le biais de moyens généraux et non via la facture d'électricité*

La FEBEG soutient le principe de base selon lequel les tarifs de distribution ne doivent intégrer que les coûts de distribution de l'électricité ou du gaz naturel. Toutefois, de nombreuses mesures sociales ainsi que la politique en matière d'électricité verte et d'utilisation rationnelle de l'énergie sont aujourd'hui financées par le biais de la facture d'électricité. Les fournisseurs estiment que ces composantes, facturées par le biais du système de cascade, surchargent inutilement la facture d'électricité et ont un impact négatif sur le pouvoir d'achat des ménages et sur la compétitivité des utilisateurs professionnels. La FEBEG préférerait que la politique sociale soit menée par le biais de moyens généraux et que la facture d'électricité et/ou de gaz naturel ne fasse pas office de feuille d'impôts supplémentaire. Le gaz doit en effet faire face à la concurrence des produits pétroliers soumis à des règles sociales moins strictes et donc à des coûts moins importants.

-----

# **Méthodologie tarifaire transitoire applicable aux GRD pour la période 2015-2016 – Consultation de la CWAPE**

Avis de l'Union wallonne des Entreprises – janvier 2014

## 1. Energie, facteur de compétitivité

---

Les entreprises industrielles, mais aussi celles des secteurs de la construction et des services, sont grandes consommatrices d'énergie. Les entreprises consomment 40 à 45 % de l'énergie consommée en Wallonie. Selon les secteurs, la part des coûts de l'énergie dans la valeur ajoutée dépasse souvent 15 % et peut atteindre 30 % (verre, chimie de base, certaines activités de l'industrie alimentaire par exemple). Il s'agit d'un facteur de compétitivité important.

Une étude récente du Bureau Deloitte (mars 2003) réalisée pour le compte de FEBELIEC, montre que les entreprises wallonnes sont confrontées à des coûts énergétiques plus importants que leurs voisins flamands et étrangers : de l'ordre de 15 € de plus au MWh par rapport à leurs concurrents flamands, 25 € par rapport aux concurrents étrangers.

L'analyse montre que la différence entre pays et régions se joue principalement sur les composantes du prix autres que la commodité : coûts de transports et de la distribution, surcharges diverses et taxes.

La position concurrentielle des entreprises wallonnes est mise à mal. Nous estimons que la politique menée par les pouvoirs publics doit tenir compte de la compétitivité des entreprises. A ce titre, la préservation de la compétitivité des entreprises wallonnes doit constituer un élément de la politique tarifaire.

## 2. Structure tarifaire

---

L'UWE des entreprises insiste sur nécessité que les tarifs de distribution soient transparents, non discriminatoires et *cost reflectives* et, que toute application rétroactive des nouveaux tarifs soit évitée et qu'un délai suffisant et comparable aux délais en vigueur dans d'autres secteurs soit prévu entre la décision tarifaire et son entrée en application. Il paraît en effet fondamental que les utilisateurs des réseaux de distribution de gaz et d'électricité puissent bénéficier de la stabilité économique et de la sécurité juridique singulièrement à l'égard d'une composante du prix final qui est soumis à la régulation.

Pour l'UWE, l'harmonisation et la simplification des composantes facturées par le biais du système de cascade à travers les régions sont également indispensables. Aujourd'hui, une multitude de mesures d'exception sont prévues dans les modalités d'application, ce qui rend le système de plus en plus complexe et coûteux et augmente le risque d'erreur. L'UWE est d'avis que l'harmonisation des structures des coûts et la simplification de la tarification entraîneront des économies à la fois dans le chef des pouvoirs publics, des gestionnaires de réseau et des fournisseurs, ce qui profitera pleinement aux utilisateurs du réseau de distribution.

### **3. Tarification distincte pour les entreprises**

---

Compte tenu des éléments supra, l'UWE estime que les entreprises doivent pouvoir bénéficier d'une tarification particulière, en tant que partenaires privilégiés des GRD (à l'inverse des ménages).

En ce qui concerne les entreprises, tarifs de distribution, surcharges, OSP et taxes ne doivent pas être répercutés de manière linéaire (au KWh), mais plutôt de manière distincte en fonction du profil de consommation ou de la tension au point de raccordement ou de l'intensité énergétique, tout en tenant compte des contraintes opérationnelles des gestionnaires de réseau et des fournisseurs. Une telle approche permet aux entreprises de bénéficier d'une tarification plus favorable afin de préserver leur compétitivité. Dans le cas particulier des raccordements provisoires (cfr les chantiers de construction), une totale transparence est indispensable dans les tarifs applicables et dans l'élaboration des plans tarifaires.

De plus, les OSP sociales et celles liées au soutien au PV résidentiel doivent être uniquement répercutées sur le consommateur résidentiel.

### **4. Distinction tarifs GRD/OSP/surcharges**

---

Les coûts de distribution sont importants en valeur absolue et ont fortement augmenté ces dernières années. Ces augmentations sont notamment dues au développement des OSP imposées aux GRD.

Il est souhaitable, pour l'avenir, d'identifier clairement ce qui dans le tarif relève de la distribution et ce qui relève des surcharges liées aux OSP.

### **5. Une juste rémunération de la distribution**

---

Les tarifs de distribution représentent une part importante dans le prix de l'électricité. Les GRD doivent être rémunérés de manière juste pour les tâches qu'ils assument. Une étude devrait être néanmoins menée pour identifier le potentiel de réduction des coûts. La fusion des GRD, par les économies d'échelle qu'elle entraîne, participe à cet effort de réduction.

### **6. Solde régulateur**

---

Le gel des tarifs de distribution depuis 2012 fait craindre un solde régulateur important en fin de période tarifaire. On a évoqué un montant de 200 millions d'€ (gaz et électricité) en fin de période.

Afin d'éviter toute hausse brutale du tarif, il est important de prévoir un lissage dans la répercussion du solde régulateur.

## **7. Participation des prosumers aux coûts du réseau**

---

L'UWE estime qu'il convient d'instaurer une juste participation des prosumers aux frais des réseaux, ce qu'une contribution basée sur le volume de consommation ne permet pas.

## **8. Smart grid et smart metering**

---

Il convient d'opter clairement pour le déploiement des compteurs intelligents et créer ainsi le cadre optimal pour la gestion du réseau wallon. Un réseau intelligent est indispensable, tant pour une meilleure gestion du réseau que pour une meilleure participation et responsabilisation du consommateur. Un cadre et un timing clairs sont indispensables pour les investisseurs et pour les entreprises désireuses de développer des services et applications dans le domaine de l'électricité.

C'est un élément clé pour le futur, à inscrire dans le cadre de la transition énergétique comme outil de redéploiement régional (cfr Plan Marshall 2022). Les réseaux doivent évoluer si on veut minimiser l'impact financier de l'intégration des ER. Il convient d'encourager les GRD à s'inscrire dans cette démarche.

\*\*\* \* \*\*\*