

ANNEXE 1 REMARQUES TRANSMISES A LA CWaPE DANS LE CADRE DE LA PROCEDURE DE CONSULTATION OFFICIELLE RELATIVE AUX PROPOSITIONS DE METHODOLOGIES TARIFAIRES GAZ ET ELECTRICITE 2015-2016

Expéditeur : COMPAGNON ENERGIES
RENOUVELABLES sprl

Date de réception : 17/07/2014

Mode de transmission : Courrier et
email

Remarque recevable : OUI

Copie du courrier reçu repris ci-après

Expéditeur : FEBELIEC

Date de réception : 30/07/2014

Mode de transmission : email

Remarque recevable : OUI

Febeliec souhaite formuler les commentaires suivants sur le projet de décision en matière de méthodologie tarifaire pour l'électricité. 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.
- Pour Febeliec, des périodes régulateires de 5 ans à partir de 2017 sont trop longues. Febeliec propose des périodes de 3 ans, afin de trouver un bon équilibre entre le besoin de stabilité régulatoire d'une part, et la nécessité de pouvoir adapter à temps les tarifs aux évolutions réelles d'autre part.
- La marge équitable : Febeliec suggère que la marge équitable proposée pour la Wallonie soit comparée avec celles d'application ou proposées dans les régions et pays voisins avant de prendre une décision définitive.
- 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 : Les différents éléments non liés à la gestion du réseau (impôts, prélèvements, surcharges, contributions, rétributions, ...) ne font pas partie des tarifs. Ces postes sont la conséquence d'obligations de services publics imposées par les autorités ; ces mêmes autorités doivent décider de la façon dont ces OSP doivent être financés. En intégrant les surcharges dans les tarifs, la Cwape fait un choix politique sur leur répercussion aux différents types de consommateurs. 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 1ère 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.

Expéditeur : UVCW

Date de réception : 30/07/2014

Mode de transmission : email

Remarque recevable : OUI

Copie du courriel reçu repris ci-après

Expéditeur : EDORA asbl

Date de réception : 30/07/2014

Mode de transmission : email

Remarque recevable : OUI

Copie du courriel reçu repris ci-après

Expéditeur : ORES

Date de réception : 30/07/2014

Mode de transmission : Courrier et email

Remarque recevable : OUI

Copie du courrier reçu repris ci-après

Expéditeur : INTER-REGIES

Date de réception : 30/07/2014

Mode de transmission : email

Remarque recevable : OUI

Copie du courriel reçu repris ci-après

Expéditeur : NETHYS (RESA)
Date de réception : 30/07/2014 Mode de transmission : email
Remarque recevable : OUI
Copie du courriel reçu repris ci-après

Expéditeur : FEBEG
Date de réception : 30/07/2014 Mode de transmission : Courrier et email
Remarque recevable : OUI
Copie du courrier reçu repris ci-après

Expéditeur : TPCV asbl
Date de réception : 16/07/2014 Mode de transmission : email
Remarque recevable : OUI
Copie du courriel reçu repris ci-après

Compagnons Energies Renouvelables sprl
Chemin des frênes 1

Le 15/7/2014

6960 MANHAY
Tél : 0478/176616

Monsieur Francis GHIGNY
Président de la Cwape
Route de Louvain-la-Neuve 4 bte 12

5001 NAMUR (Belgrade)

REMARQUES ET OBSERVATIONS TARIFICATION ELECTRICITE CWAPE 2015/2016

Monsieur le Président,

Nous faisons suite à notre inscription mail du 3/7/2014 pour l'audition publique du 23/7/2014 en vos locaux et vous envoyons par courrier et par mail nos remarques et observations.

Différents points sont abordés pour lesquels nous sollicitons une réponse lors de l'audition ou ultérieurement.

Afin de ne pas surcharger l'agenda de l'audition publique, vous trouverez en fin de lettre les questions dont nous souhaitons une réponse lors de l'audition publique.

1) Transfert de compétence tarification Réseaux de la CREG à la CWAPE :

En juillet 2014, nous avons 13 intercommunales en Wallonie et un transporteur national Elia avec des frais de distribution et des frais de transport, location de compteur à tarif distinct... suivant notre région d'habitation « intercommunale » (GRD).

En c€du kwh, les résultats sont les suivants :

Frais de distribution le plus bas = 5,2293 le plus haut : 10,1006 ecart = 4,8713 **(93%)**

Frais de transport le plus bas = 2,0762 le plus haut : 2,8485 ecart = 0,7723 **(37%)**

Des écarts sont aussi à constater **en location de compteur en €/an** :

Le plus bas : 5,4340€ le plus haut : 18,2579€ ecart =12.82€ **(235%)**

Nous sommes UNE Région, 5 provinces...et 13 tarifications sous régionales, qui dans l'ensemble représente plus de 50% du coût de l'électricité pour le réseau.

Où est dans cette réalité, l'esprit Communauté Européenne d'harmonisation des coûts entre états, entre régions.... ?

La Cwape entend-t-elle modifier les tarifications « réseaux » déjà en 2015 vers un ajustement **régional et solidaire** plutôt qu'entériner les variabilités de coût suivant la «**situation géographique des GRD** » ?

2) Comparaison tarification actuelle avec les autres Régions de Belgique

Sur base du comparateur Wikipower juin 2014, nous avons testé le meilleur prix pour nos 3 régions avec un compteur d'électricité mono-horaire, consommations 3.500Kwh , 4 personnes, ...à Namur, Bruxelles et Leuven pour consommateur résidentiel.

Les prix sont exprimés 6% TVAC et en €/an

	<u>Ecart avec RW</u> %	
Namur : 670,31		
Leuven : 552.51	- 108,81	- 16%
Bruxelles: 567,72	- 102,59	- 15%

NB : l'écart enregistré avec la Flandre s'explique principalement par les éléments suivants :

Flandre : **réduction pour ménages flamands : -104,65€/an**

Bruxelles : **coût transport transport et distribution : -74.81€/an**

Constat :

Inter-Régions, nous sommes en Région Wallonne, les consommateurs d'électricité les moins bien positionnés en terme de tarification d'électricité !

Comment expliquer une telle disparité de prix entre régions d'un même pays ?

Quel sera la politique pro-active Région Wallonne au 1/1/2015, pour être au diapason des autres régions ?

Les flamands bénéficient déjà depuis quelques temps d'une réduction de leur facture d'électricité (+- 100€ pour un ménage de 4 personnes)?

Le même type de mesure était avalisé par l'ancien gouvernement (500 kwh gratuits)

Par voie de presse on apprend récemment que cette mesure ne pourrait être d'application qu'en 2017...voire peut-être jamais !

Comment rétablir un véritable climat de confiance avec les consommateurs, les investisseurs d'hier et ceux qui souhaitent le devenir ...dans un climat récurrent d'incertitudes et de rétroactivité de choix antérieurs.... ??

3) Historique des installations Prosumer (producteur et consommateur)

Petit historique du photovoltaïque de 2008 à nos jours, suivant les chiffres communiqués par la Cwape :

RECAPITULATIF INSTALLATIONS PV 2008 A fevrier 2014					
Année	Nbre installations	Nbre kWa	kWa/an	estimé CV/an	Cumul CV
2008	3.195	12.379	3,9	63.133	63.133
2009	11.332	48.264	4,3	246.146	309.279
2010	9.001	43.261	4,8	220.631	529.910
2011	26.325	139.354	5,3	710.705	1.240.616
2012	49.083	272.828	5,6	1.391.423	2.632.039
2013	21.510	128.918	6,0	657.482	3.289.520
février 2014	104	614	5,9	3.131	3.292.652
TOTAUX	120.550	645.618	5,4	3.292.652	

TOTAUX 2008 à 2010	23.528	103.904	4,4	529.910	
TOTAUX 2011 à 2014	97.022	541.714	5,6	2.762.741	3.292.652
% 2011 à 2014	80,5%	83,9%	104,3%	83,9%	

Moyenne production 1Kwa/an en kWh 850

Moyenne CV estimé (7 CV 5 kWc / 5CV de 5 à 10kWc) 6

Nbre CV par an estimé en production/an **3.292.652**

Nbre CV par an estimé en production/an 2010/2014	2.762.741	83,9%
---	------------------	--------------

Nbre CV par an estimé en production/an 2008/2009	529.910	16,1%
--	----------------	--------------

Constat :

- Plus de 83% des installations régime « Solwatt » ont été sous contrôle législatif du gouvernement wallon défunt....soit +- un estimé CV de **2008 à 2010 de 530.000 cv/an** et de **2011 à février 2014 à plus de 2.700.000 cv/an.**
 - Si une ou des actions spécifiques devaient intervenir, elles auraient dû avoir lieu pour les périodes d'investissements de 2011 à nos jours.
 - Ce qui n'a pas été fait est de compétence et de la responsabilité collégiale du défunt gouvernement.
- Il n'est pas raisonnable modifier à postiori ce qui a clairement été annoncé et écrit à une date d'investissement déterminée.

4) Propositions de réflexions aux différentes instances de pouvoirs quant à la redevance prosumer envisagée :

Plus de 120.000 petits producteurs sont actuellement susceptibles d'une redevance tarifaire, dont la tarification et la justification leur est majoritairement mal connue !

- A ce sujet, un simulateur ne pourrait-il pas être créé sur le site de la Cwape ?
- **120.550 installations PV à 850 kWh/an**, pour 645.618 kW_a produisent annuellement et collectivement sur l'ensemble du réseau wallon **+ de 548 millions kWh /an !**
soit l'équivalent de plus de **156.000 ménages**, consommation moyenne à 3.500 kWh.
Merci de comptabiliser ce BONUS et cette **réelle INDEPENDANCE ENERGETIQUE** sur une période minimale historique de 20 ans en diminution de nos importations énergétiques étrangères diverses.
Une réflexion Economique « énergétique » ne peut se concevoir uniquement en réflexion « **micro-économique de législature parlementaire régionale** » mais dans un concept environnemental et économique plus large.
- Toute modification radicale des règles d'un marché, doit au minimum prévoir une période d'adaptation substantielle qui permette aux personnes visées de pouvoir réagir en temps utiles.
- En janvier 2014, l'Union Wallonne des Entreprises émettait son avis à la Cwape, en faveur d'un réseau et de compteur intelligent, repris ci-dessous.

MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE APPLICABLE AUX GRD POUR LA PÉRIODE 2015-2016 – CONSULTATION DE LA CWAPE
AVIS DE L'UNION WALLONNE DES ENTREPRISES – JANVIER 2014

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.

Le vœux est très bien exprimé mais où en sont les réalisations concrètes actuelles au 15/7/2014 ???

Combien de compteurs intelligents placés en Wallonie à ce jour ?

- Vous n'êtes pas sans ignorer que les recherches et applications développements en **stockage de l'énergie** sont en constante évolutions mondiales. Pour ceux qui douteraient de l'efficacité et de la présence wallonne dans le domaine, je me permettrais de leur signaler la présence de toutes nos universités wallonnes au sein de ce secteur, dont le bilan extrêmement positif de recherches fut présenté le 19/6/2014 à l'Université de Mons.

Ci-dessous le lien sur ce séminaire où vous devriez pouvoir constater que nos universitaires sont pro-actifs et que mondialement les réalités technologiques du stockage de l'Énergie sont à prendre en compte ...et s'y intéresser

Feed-back de ce séminaire :

<http://clusters.wallonie.be/tweed-fr/30-06-2014-feedback-lab-insight-stockage-d-energie-defis-et-avancees-technologiques-19-juin-2014.html?IDC=4894&IDD=49679>

- Différents éléments positifs ne sont pas pris en compte dans le projet de redevance consumer actuel :

1) Le gain environnemental et économique, généré par l'investissement des prosumers

(pour détails : voir ci-dessus)

2) Les pertes de production d'électricité dues au transport entre le lieu de production et le lieu de consommation.

Quel était le montant facturé forfaitairement au consommateur avant 2008 ?

Qu'en est-il aujourd'hui après + de 120 000 installations étalées sur tout le territoire wallon ainsi que l'apport de toutes les autres filières du renouvelable et de la co-génération.

3) Encourager tous les producteurs, y compris les prosumers, à mieux s'intégrer au réseau via les smart-meters, ce qui devrait améliorer d'autant le « smart grid » et permettre un meilleur équilibrage du réseau de distribution et de transport actuel. Cela prédispose de chacun « **une pro-activité double flux** » !

4) Des solutions de stockage sont à imaginer et mettre en place pour éviter au maximum l'utilisation du réseau.

- Avant d'appliquer d'autorité une redevance, que tout « petit producteur » ressent comme une **taxe forfaitaire à effet rétroactif** il serait peut-être judicieux d'envisager plutôt les réelles possibilités d'un avenir technologique ...plutôt que de s'enfoncer dans les sables mouvants d'un marécage « historique » !

Dans cette perspective, nous préconisons d'associer les « petits producteurs » dans **des actions pro-actives « double flux » avec les GRD**, plutôt qu'une taxation incompréhensible, frustrante vécue amèrement et de « **façon irrévocable** » chez TOUS les petits producteurs ... dommageable également pour la crédibilité des nouveaux projets pour l'ensemble des filières des énergies renouvelables.

5) Rachat des certificats verts

L'intercommunale ECETIA scrl a été chargée par le gouvernement wallon de racheter à ELIA pour 300 millions de certificats verts à 65€, soit 4.615.385 CV.

Cet achat diminuera le stock actuel de CV mais répercutera cette charge, augmentée des charges financières, dans la facture du consommateur endéans une période de 10 ans.

Quel est le plan financier établi actuellement pour la tarification des années futures ?

6) Questions demandées pour l'audition publique du 23/7/2014

1) - La Cwape entend-t-elle modifier les tarifications « réseaux » déjà en 2015 vers un ajustement **régional et solidaire** plutôt qu'entériner les variabilités de coût suivant la **«situation géographique des GRD »** ?

(voir développements en point 1)

2) - Différents éléments positifs ne sont pas pris en compte dans le projet de redevance consumer actuel :

(voir développements en point 4)

1) Le gain environnemental et économique, généré par l'investissement des prosumers (pour détails : voir ci-dessus)

2) Les pertes de production d'électricité dues au transport entre le lieu de production et le lieu de consommation.

Quel était le montant facturé forfaitairement au consommateur avant 2008 ?

Qu'en est-il aujourd'hui après + de 120 000 installations étalées sur tout le territoire ainsi que l'apport de toutes les autres filières du renouvelable et de la co-génération.

3) Encourager tous les producteurs, y compris les prosumers, à mieux s'intégrer au réseau via les smart-meters, ce qui devrait améliorer d'autant le « smart grid » et permettre un meilleur équilibrage du réseau de distribution et de transport actuel.

Cela prédispose de chacun « **une pro-activité double flux** » !

4) Des solutions de stockage sont à imaginer et mettre en place pour éviter au maximum l'utilisation du réseau.

Pourriez-vous préciser votre position et vos remarques quant aux 4 points repris ci-dessus.

3) L'intercommunale ECETIA scrl a été chargée par le gouvernement de racheter à ELIA pour 300 millions de certificats verts à 65€, soit 4.615.385 CV.

Cet achat diminuera le stock actuel de CV mais répercutera cette charge, augmentée des charges financières dans la facture du consommateur endéans une période de 10 ans.

Quel est le plan financier établi actuellement pour la tarification des années futures ?

Par avance, nous vous remercions de prendre en considération nos remarques et observations qui nous l'espérons devrait pouvoir contribuer à une meilleure compréhension entre parties...et peut-être une réelle collaboration dans les intérêts qui peuvent être communs.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur Ghigny, l'expression de nos sentiments distingués.



Compagnons Energies Renouvelables sprl
Jacques RULMONT
Gérant

Proposition de Méthodologie Tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Wallonie pour la période 2015-2016

Consultation publique 2-30 juillet 2014

1 Introduction

EDORA remercie la CWaPE pour la consultation des stakeholders, même si elle regrette n'avoir pas été impliquée plus en amont, notamment lors de la consultation officieuse du 29 novembre 2013.

EDORA prend acte qu'il s'agit d'une période transitoire et que la réflexion est en cours pour établir un cadre plus durable à partir de la prochaine période tarifaire démarrant en 2017. Ceci n'enlève en rien l'importance de poser des bases solides et cohérentes pour une évolution à plus long terme de la méthodologie pour la prochaine période tarifaire complète. EDORA se tient à disposition du régulateur pour contribuer de manière constructive à l'évolution de la méthodologie.

EDORA prend également note que cette méthodologie tarifaire est largement inspirée de l'Arrêté Royal de 2008 et que dans le délai imparti (entrée en vigueur début 2015) il n'était pas envisageable de changer radicalement celle-ci.

Néanmoins, EDORA tient à souligner **l'absence de motivation** des changements apportés qui empêche d'apprécier la finalité des modifications. Des anomalies de la méthodologie précédente (AR 2008) ont été maintenues, alors qu'une évaluation critique aurait pu conduire à les rectifier. Cette absence de motivation ne permet pas d'appréhender si la méthodologie tarifaire permet **d'améliorer l'efficacité et la qualité des réseaux tout en optimisant le bénéfice collectif** (social welfare). De surcroit, EDORA regrette **l'absence de transparence** et rappelle qu'il s'agit d'un aspect essentiel afin de redonner confiance à tous les utilisateurs du réseau, consommateur et/ou producteur.

Par ailleurs, le document reste relativement conceptuel. Sans détails sur la mise en œuvre, et notamment les montants concernés par chaque poste tarifaire (ex. proportion entre terme Energie vs terme Capacité), il est difficile d'appréhender correctement les implications de tous ces changements. Il ne serait donc possible de se prononcer qu'en disposant des éléments quantitatifs.

Ce document constitue notre participation constructive au processus de consultation dans lequel nous souhaitons nous inscrire. Il ne présume en rien de notre positionnement définitif sur les versions ultérieures de la proposition de méthodologie tarifaire ou sur les tarifs définitifs.

2 Principes généraux

Les principaux commentaires d'EDORA s'articulent autour des cinq principes généraux suivants. Ils constituent un préalable aux observations de détail formulées sur base du texte. Ils concernent :

- La fixation d'objectifs et d'indicateurs de performance
- Les tarifs d'injection
- Le principe du rendement majoré
- La cohérence entre tarifs distribution et transport
- Les réseaux et marchés intelligents

2.1 Fixation d'objectifs et d'indicateurs de performance

Dans la pratique, la méthodologie tarifaire actuellement en place pousse à investir dans le renforcement des infrastructures aux dépens de la maximisation de l'efficacité globale. Le business modèle des GRDs en Wallonie est basé sur une régulation du type 'rate-of-return'. En raison de la nature de cette régulation il n'y a pas d'incitant pour les monopoles régulés de minimiser leurs dépenses en assets à partir du moment où leurs tarifs (prix) sont équivalents à leurs coûts de production et leur rémunération proportionnelle aux assets. Pour générer plus de marge, l'investisseur aura intérêt à augmenter le montant investi. Cette régulation conduit à investir dans du cuivre où il serait parfois préférable d'envisager d'autres solutions techniquement justifiables et affichant un coût global inférieur.

La tarification du type 'rate-of-return' n'incite aucunement à la performance. Elle consiste à s'assurer que les coûts réellement engagés, qu'ils visent ou non l'optimum macro-économique (ou le social welfare), puissent être effectivement recouverts par les GRDs.

Cette méthodologie tarifaire rémunère les investissements, mais ne considère aucunement la finalité, à savoir le service et la mission du GRD. L'absence d'objectif d'efficacité ne permet pas d'assurer l'optimum économique.

Il apparait donc essentiel de sortir de la logique qui consiste à vérifier qu'on a correctement dépensé ce qu'on avait provisionné, en

- Définissant des objectifs de performance
- Les déclinant en indicateurs SMART¹, comme par exemple : améliorer l'efficacité ; assurer la sûreté du réseau ; augmenter la capacité d'accueil des ER ; réduire le prix aux consommateurs finaux ;...
- Par exemple, quels indicateurs de performance pour quels objectifs pour :
 - Le rendement majoré pour actif régulé secondaire ?
 - Le prélèvement ATRIAS et pour les « Réseaux intelligents » ?

2.2 Tarifs d'injection

La proposition de méthodologie tarifaire prévoit des **tarifs d'injection** dans les 3 blocs tarifaires (utilisation réseau, auxiliaires, surcharges). En l'état, nous n'avons aucun élément pour juger de la hauteur à laquelle seront mis les curseurs entre les trois 'blocs tarifaires'.

L'introduction de tarifs d'injection est susceptible d'introduire des distorsions de concurrence entre producteurs et donc fournisseurs selon la localisation des productions dans les différentes zones de distribution. **Ce faisant, ce n'est ni le consommateur qui est favorisé** (distorsion de concurrence donc perte de **social welfare**), **ni la promotion des énergies renouvelables, ni la transparence.**

L'application de tarifs d'injection introduit de surcroît une **distorsion de concurrence entre les productions belges par rapport aux productions étrangères**, dégradant de ce fait le *merit order* de nos installations au bénéfice d'installations étrangères dès lors que le terme G serait plus faible dans d'autres pays.

¹ Simple, Mesurable, Achievable, Realistic, Timely bounded

En d'autres mots, avant toute application de tarifs d'injection, il convient de vérifier :

- que ceux-ci ne créent pas un désavantage compétitif supplémentaire pour les productions belges, et renouvelables ;
- en quoi une telle application est susceptible de réduire le coût total de la facture du consommateur dès lors que les fournisseurs vont répercuter ce coût sur le consommateur ;
- qu'il ne s'agit pas d'un effet cosmétique permettant de réduire le tarif apparent du GRD vis-à-vis du consommateur mais sans gain véritable pour ce dernier.

ELIA envisage d'appliquer des tarifs d'injection aux points d'accès des RDs. Ces tarifs, selon le principe de cascade, seraient de facto répercutés aux utilisateurs des réseaux de distribution et plus spécifiquement aux producteurs décentralisés. Un tel tarif constituerait un second tarif à l'injection pour le décentralisé, renouvelable y compris. Cette charge additionnelle est contre-productive et augmente systématiquement les coûts au consommateur final.

2.3 Principe du rendement majoré

La notion de 'rendement majoré pour les investissements réalisés après le 1^{er} janvier 2014' se traduit par un 'rendement secondaire' (+100 points de base) accordé appliqué à l'actif régulé secondaire.

- Quels sont les critères qui permettent de considérer des investissements 'éligibles' au rendement majoré ? comment ceux-ci vont-ils être évalués ?
- Quelle est la finalité d'un tel bonus ? un bonus est généralement octroyé pour récompenser une 'bonne' action. Or dans ce cas-ci il s'agit ni plus ni moins de réaliser des investissements ou de prendre des mesures qui répondent à la mission de base du GRD : assurer la distribution de la manière la plus efficace qui soit. L'efficacité est notamment à entendre sur le plan du coût sociétal. En d'autre terme **les réseaux intelligents doivent se déployer parce qu'ils répondent à l'optimum macro-économique et non parce qu'ils doivent donner droit à une récompense.**

2.4 Cohérence entre tarif distribution et transport

Il est primordial qu'une cohérence existe entre tarification des différents niveaux de tension.

2.5 Réseaux et marchés intelligents

EDORA rappelle qu'il y a lieu de ne pas confondre réseaux intelligents et fonctionnalités intelligentes avec marchés intelligents. Ces notions sont développées dans le courrier adressé au gouvernement dans le cadre du décret électricité (cfr annexe).

Dans notre courrier du mois d'avril, nous plaidions pour une ouverture de l'activité d'installation et de gestion du comptage. Celle-ci est essentielle pour la mise en place d'une gestion plus active de la demande et de la production ainsi que pour une amélioration de l'efficacité énergétique. Cette ouverture aurait permis de stimuler la mise en place de signaux économiques et la naissance de nouveaux acteurs orientés spécifiquement vers la gestion active de la demande et des productions décentralisées. Pour accompagner la décentralisation et permettre une meilleure synchronisation de la production et de la demande, une gestion active de la demande (consomm-acteurs) et le pilotage intelligent des productions décentralisées doivent être encouragés. Nous prenons acte du fait que la fonction de comptage reste exclusivement dans les prérogatives des GRDs, mais nous ne voyons pas per se dans le texte de la méthodologie, comment ceux-ci comptent s'y prendre pour stimuler cette gestion intelligente des réseaux.

EDORA demande à ce que l'évolution de la méthodologie tarifaire permette à des solutions intelligentes d'émerger dans un marché intelligent, en vue d'optimiser le bénéfice social.

3 Réaction à la proposition 14g01

3.1 Sur le revenu total et la marge équitable

Certaines questions ou incompréhensions nous apparaissent à la lecture du document :

- Pourquoi les rendements s'appliquent sur l'actif régulé « hors fond de roulement net » ? Alors qu'on y intègre les logiciels informatiques?
- Pourquoi le β est-il indépendant du niveau de fonds propres (dans la détermination du CAPM)? Le β est en principe toujours fonction de la structure financière de l'investisseur ;
- Comment varie la prime d'illiquidité si les parts de capital du GRD sont détenues par des sociétés cotées?

3.2 Sur la structure tarifaire générale

Certaines questions ou observations peuvent être formulées à la lecture du document :

- EDORA s'oppose de manière catégorique aux tarifs d'injection (cfr supra)
- Tarif d'utilisation du réseau → pourquoi encore un tarif supplémentaire à charge des autoproducteurs ?
- Tarif d'utilisation du réseau établi en fonction de l'E active brute prélevé → pas d'objection sur le principe, mais à condition que
 - le montant soit justifié, transparent et raisonnable (il n'est actuellement pas précisé) ;
 - des mesures incitatives efficaces soient mises en place pour favoriser la synchronisation entre production et consommation (à l'échelle d'un prosumer et à l'échelle locale) ;
- Tarif d'utilisation du réseau établi en fonction de la puissance → quel en serait le montant ? à priori contre-productif ; n'incite aucunement à l'autoconsommation (ni à la consommation locale) ; EDORA émet des réserves quant à ce qu'ils conduisent à une gestion plus performante des réseaux ;
- Quel seraient les poids relatifs des composantes 'puissance' vs 'énergie' ? laquelle serait prépondérante ?
- Quid de la période tarifaire ? où est-elle définie ? où intervient-elle ? serait-elle d'application pour les tarifs réseau et/ou pour la commodité ?
- Quel est l'intérêt d'un enregistrement de la consommation du WE sur le compteur nuit (biH) ? selon quelles règles ? Qui est visé ? S'agit-il de la commodité ou du tarif réseau uniquement ?
- Le principe de cascade GRT>GRD
 - Quelle est la structure tarifaire du GRT
 - Nous comprenons qu'entre 1kV et 26kV, les tarifs GRT sont répercutés tels quels vers le consommateur raccordé au RD. Exact ? les utilisateurs <1kV se voient appliquer un tarif « fonction de l'énergie active brute prélevée par l'utilisateur du réseau dans le réseau de distribution et, le cas échéant, de la période tarifaire ». Ce qui signifie que le GRD dispose à sa guise des modalités de cascade pour cette catégorie d'utilisateurs, exact ?
 - Dans ce cas, comment la cost-réflexivité est-elle assurée ? quelle transparence pour le tarif répercuté à l'utilisateur <1kV ? Selon quelles clefs de répartition les charges sont-elles répercutées aux opérateurs de marché ?

Un aspect essentiel n'a pas été abordé dans la méthodologie, celle de la **gestion des congestions** ? Quelle composante tarifaire est supposée les assumer ? La flexibilisation des unités de production décentralisées représentera un coût qu'il convient d'identifier de manière distincte.

3.3 Sur la maîtrise des coûts

On ne voit pas concrètement comment, par le biais de la structure tarifaire, le GRD va maintenir le coût par unité d'énergie au niveau le plus bas possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant le coût.

Certaines questions ou incompréhensions nous apparaissent à la lecture du document :

- Pourquoi, pour la période régulatoire 2015-2016, le coefficient d'amélioration de la productivité est-il fixé à un taux de 0% ?
- Quelle est la contribution d'ELIA dans les coûts de la plateforme ATRIAS ?
- Comment l'adaptation à la hausse des plafonds des coûts gérables permettant aux GRDs de supporter les coûts de développement d'ATRIAS et des réseaux intelligents ont-ils été établis ? Sur base de quels éléments chiffrés ? Dans quel objectif et avec quels indicateurs de performance ?

L'adaptation du plafond des coûts gérables pour les coûts de développement des « réseaux intelligents » est-elle accompagnée des mesures donnant des garanties que les dépenses engagées correspondent réellement à la notion de réseau et/ou de marché intelligent ?

3.4 Sur les obligations comptables

« 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 ». EDORA approuve cette mesure, mais tient à souligner qu'il est essentiel de mettre également en œuvre une gestion 'opérationnelle' séparée. Il convient notamment de s'assurer que :

- Les fonctions clés sont exercées par le personnel des GRs ;
- La gestion du réseau est confiée au Comité de Direction du GR et non pas au CA de la Holding ;
- Aucune information privilégiée du marché et/ou d'investissement ne soit communiquée.

A ce titre, le contrôle des 'clés de répartition' par le Commissaire:

- concernent-elles toute l'entité juridique ou la seule activité GR?
- devraient être rendues publiques



Projets de décisions fixant la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Wallonie pour la période 2015-2016

**Documents soumis à consultation par la CWaPE
entre le 2 et le 30 juillet 2014**

Avis de l'Union des Villes et Communes de Wallonie

Contexte

Compétente en matière de fixation des tarifs de distribution du gaz et de l'électricité en Wallonie depuis le 1^{er} 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^{er} 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, qui ont permis la constitution des réseaux de gaz et d'électricité en Wallonie et depuis lors, leur maintenance, leur modernisation et leur optimisation. Un juste rendement est nécessaire, d'une part, pour assurer aux communes un juste retour des investissements qu'elles ont consentis et consentent encore dans les réseaux et, d'autre part, pour assurer l'attractivité de l'activité pour les investisseurs, le cas échéant.

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 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* ».

Lors de la précédente consultation de la CWaPE (fin 2013), nous avons regretté que les charges de pension des agents sous statut public, largement mises sous pression à la hausse suite à une réforme adoptée par l'autorité fédérale en 2011, ne soient pas considérées comme des dépenses non gérables, n'entrant dès lors pas en ligne de compte dans le calcul de l'enveloppe budgétaire.

Nous constatons avec satisfaction que les nouvelles propositions tarifaires de la CWaPE reprennent ces charges de pension comme des coûts non gérables. Il s'agit là d'un juste changement de position de la CWaPE en la matière. Nous insistons sur le fait que ces charges sont non seulement composées de cotisations de solidarité (aussi appelées cotisations de base), mais également, dans certains cas, de cotisations de responsabilisation.

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, l'UVCW s'était en effet déjà opposée à ce que ces coûts soient considérés comme des coûts 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, nous ne sommes pas convaincus qu'au fur et à mesure de l'augmentation de l'actif régulé secondaire, la différence entre la marge équitable « CWaPE » et la marge équitable « AR 2008 » se réduise et s'annule au bout de quelques années.

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, ce, d'autant plus que le besoin en fonds de roulement net serait, dans le schéma actuel des propositions de la CWaPE, soustrait de l'actif régulé sur lequel s'applique le pourcentage de rendement. Il s'agit là d'une évolution négative des méthodes tarifaires qui pourrait fragiliser des GRD dans leurs plans d'investissements.

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^{er} 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 (2,43 %, alors que la moyenne 2009-2012 était de 3,64 %). 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*.

Aussi, les formules applicables pour le calcul du pourcentage de rendement primaire et secondaire nous semblent particulièrement peu avantageuses, en particulier par rapport aux pratiques observées dans d'autres pays européens. Limiter la part des fonds propres bénéficiant du taux de rémunération équitable à 33 % (les fonds propres au-delà de 33 % étant rémunérés à un taux bien moindre) est certainement trop restrictif (moyenne en Europe de 40 à 50 %).

Quant à l'affectation des soldes réglementaires

Nous constatons avec regret que le projet de méthodologie tarifaire transitoire prévoit que les soldes réglementaires non encore affectés et constitués antérieurement à la régionalisation de la compétence tarifaire, soit entre 2008 et 2014, ne seraient pas récupérés dès 2015.

Cette perspective est dommageable pour les gestionnaires de réseau de distribution et leurs actionnaires. Il aurait été sain de prévoir une récupération à court terme des soldes réglementaires. Si nous notons l'argument de l'incertitude juridique avancé par la CWaPE, nous aurions toutefois aimé être davantage informés de la teneur du recours énoncé et de ses effets concrets sur une récupération des soldes réglementaires dès 2015 décidée par la CWaPE. Il nous semble en outre que le principe de prudence avancé par le régulateur wallon est utilisé avec trop de hâte et que cette précaution est inutile vu l'article 66, 1^o, inséré par l'article 72 du décret du 11 avril 2014 (M.B. 17.6.2014) modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, qui est rédigé comme suit :

« Art. 66. A dater de l'entrée en vigueur de la loi de transfert de compétences en matière de tarifs de distribution de gaz et d'électricité opérée par la loi spéciale du 6 janvier 2014 relative à la Sixième Réforme de l'Etat et dans le respect de l'article 1^{er} du présent décret, la Cwape :

1° détermine, à défaut de décision prise par les autorités fédérales compétentes antérieurement au transfert de la compétence tarifaire, la hauteur et / ou l'affectation et la répartition des soldes régulateurs des années antérieures à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs approuvés par la Cwape. La règle d'affectation des soldes non gérables aux tarifs et des soldes gérables au résultat de l'exercice continue à s'appliquer ;

(...)»

La formulation du décret nous semble assez claire et justifie pleinement que la CWaPE décide de l'affectation, dès 2015, des soldes régulateurs des années antérieures aux nouveaux tarifs décidés par la CWaPE.

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. Il s'agirait donc d'ajouter au moins une ligne à la facture, reprenant la part de la facture découlant des OSP.

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

Nous avons constaté avec satisfaction que la méthodologie tarifaire « électricité » introduit la notion de « *Energie active brute prélevée* » définie à son art. 1^{er}, 53° de la manière suivante : « *énergie active réellement prélevée par un utilisateur du réseau de distribution. Dans le cas d'un URD disposant d'une installation de production décentralisée de moins de 10 kVA et bénéficiant de la compensation, il s'agit de la quantité d'électricité réellement prélevée sur le réseau sans en déduire la quantité d'électricité injectée sur le réseau. Si l'énergie brute prélevée n'est pas mesurée, elle peut être estimée par le GRD sur base des meilleures informations à sa disposition et des règles déterminées par la CWaPE* ».

Sur cette base, la méthodologie tarifaire « électricité » applique aux utilisateurs du groupe de clients BT des tarifs qui sont fonction de l'énergie active brute prélevée, notamment pour l'utilisation du réseau (art. 9 et s.).

Nous avons constaté que cette avancée, nécessaire à la soutenabilité et à l'équité du mode de financement des réseaux, avait été contestée par la FEBEG suite à l'audition publique qui a été organisée dans les locaux de la CWaPE le 23 juillet 2014 et que la CWaPE envisagerait dorénavant le report de cette notion de tarification en fonction de l'énergie active brute prélevée. L'édition du journal *Le Soir* du 24 juillet 2014 annonce ainsi que la mesure qui devait entrer en vigueur dès janvier 2015 serait reportée à 2017 à la demande des fournisseurs qui doivent adapter leur système informatique.

Nous contestons cette actualité regrettable et revendiquons la poursuite d'une contribution équitable de chaque utilisateur du réseau au financement de celui-ci. Le financement des réseaux nous semble en effet devoir être assuré par tous leurs utilisateurs, en ce compris les « prosumers » qui, rappelons-le, sont des usagers très intensifs (à double sens) des réseaux. Nous nous opposons dès lors au maintien, en 2015 et 2016, d'une méthodologie qui ne s'appliquerait pas à l'énergie brute prélevée, soit la quantité d'électricité réellement prélevée sur le réseau.

En effet, l'on doit bien constater que les volumes d'électricité prélevée sont amenés à diminuer considérablement dans un avenir proche. 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 inmanquablement 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, qui demeureront nécessaires nonobstant la réduction moyenne de la consommation des ménages.

Nous préconisons dès lors de faire évoluer la méthodologie tarifaire vers des tarifs à composantes capacitaires ou de mettre en œuvre dans les plus brefs délais une facturation proportionnelle à l'énergie brute prélevée sur le réseau, de façon à prémunir les GRD des risques engendrés par une variabilité de recettes liées aux volumes. La possibilité, déjà mise à mal pour la période 2008-2014 (voir supra), de pouvoir récupérer les montants non perçus via les soldes régulatoires 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.

A cet égard, l'art. 66, 2° et 3° inséré par l'art. 72 du décret du 11 avril 2014 (M.B. 17.6.2014) modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, apporte une réponse pour l'électricité :

« Art. 66. A dater de l'entrée en vigueur de la loi de transfert de compétences en matière de tarifs de distribution de gaz et d'électricité opéré par la loi spéciale du 6 janvier 2014 relative à la Sixième Réforme de l'Etat et dans le respect de l'article 1^{er} du présent décret, la Cwape :

(...)

2° peut prolonger, modifier, abroger ou remplacer les tarifs existant à cette date ou prendre toutes autres mesures relatives à la méthodologie tarifaire et aux tarifs qu'elle jugerait utiles jusqu'à l'approbation de nouveaux tarifs;

3° prend toutes les mesures transitoires utiles en vue de l'adoption de méthodologies tarifaires et l'approbation des tarifs pour la période tarifaire 2015-2016.

Lorsqu'elle fait usage des alinéas précédents, la CWaPE tient compte des lignes directrices en vigueur.

De telles dispositions doivent cependant encore être insérées dans le décret 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.

RÉPONSE À LA CONSULTATION PUBLIQUE DE LA CWaPE SUR LA MÉTHODOLOGIE APPLICABLE AUX EXERCICES 2015-2016

1. REMARQUE PRÉALABLE

Par les termes qui suivent, il faut entendre :

- « les propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz » : les deux décisions de la CWaPE du 1^{er} juillet 2014 relatives à la proposition de méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Wallonie pour la période 2015-2016 soumise à consultation publique du 2 juillet au 30 juillet 2014.
- « la proposition de méthodologie transitoire électricité » : la décision de la CWaPE du 1^{er} juillet 2014 relative à la proposition de méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Wallonie pour la période 2015-2016 soumise à consultation publique du 2 juillet au 30 juillet 2014.
- « la proposition de méthodologie transitoire gaz » : la décision de la CWaPE du 1^{er} juillet 2014 relative à la proposition de méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel actifs en Wallonie pour la période 2015-2016 soumise à consultation publique du 2 juillet au 30 juillet 2014.
- 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 sa société d'exploitation ORES scrl.

2. PRINCIPES

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 gestionnaires de réseaux de distribution (ci-après « GRD ») mais également pour l'ensemble des utilisateurs des réseaux. A cet égard, ORES apprécie tout particulièrement la démarche de concertation initiée par la CWaPE et l'esprit d'écoute et de compréhension réciproques dans lesquels cette concertation se déroule. ORES souhaite également pouvoir voir instaurer, entre le régulateur et les entités régulées, une relation équilibrée qui, tout en respectant le formalisme ad hoc, permette la prévisibilité des tâches à réaliser. En effet, 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, concertation relative à la notice méthodologique et aux rapports spécifiques des Commissaires ainsi que relative à leur mise en œuvre ou encore préparation d'une nouvelle proposition tarifaire pour la prochaine période régulatoire.

2. ORES a souscrit à la proposition pragmatique faite par la CWaPE d'une approche en deux temps, distinguant la période 2015-2016, qui s'inscrit de manière transitoire dans la continuité de la période 2009-2012, et donne le temps à l'ensemble des acteurs pour réfléchir ensemble à la détermination d'une nouvelle méthodologie. Même si certains éléments de l'actuelle méthodologie semblent discutables ou améliorables, ORES marque accord de ne pas ouvrir ces débats pour la période transitoire. Ainsi, comme relevé par Intermixt dans sa réponse du 31 décembre 2013 à la consultation sur la méthodologie tarifaire transitoire, une réflexion sur les paramètres du pourcentage de rendement pris en compte pour déterminer la rémunération des capitaux investis devrait pouvoir être réalisée dans le cadre de la détermination de la méthodologie tarifaire définitive. 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 sera dit ci-après à propos du ratio S, il semblerait opportun, pour les associés des GRD, de revoir les paramètres actuels pour tenir compte du contexte actuel des marchés. ORES joint à la présente réponse l'actualisation d'une étude précédemment réalisée sur ces paramètres.
3. Vu la nature des investissements réalisés par les GRD, une tarification stable, qui donne une perspective de long terme, est indispensable pour procurer aux activités d'ORES 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. Ainsi, les situations définitivement acquises ne pourront être réglées que sur la seule 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 paraissent pas être susceptibles d'être remises en question ou encore que le cadre légal applicable aux soldes réglementaires ou aux écarts sur contrôlables soit celui qui prévalait au moment de l'approbation des tarifs 2009-2012 et prolongés en 2013 et 2014. Tout changement ne peut se concevoir que lorsque 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 au cours duquel il sera applicable.
4. ORES ne partage pas la thèse soutenue par la CWaPE selon laquelle il découlerait du recours initié par un gestionnaire de réseau de distribution de la Région flamande à l'encontre du régulateur fédéral, une incertitude au sujet du régulateur compétent pour approuver et/ou affecter les soldes réglementaires du passé. Contrairement à la législation régionale évoquée à l'appui de ce recours, la législation wallonne a tranché de manière incontestable et définitive la question du régulateur compétent pour approuver et/ou affecter les soldes du passé en Région wallonne à partir du 1^{er} juillet 2014. Il ne subsiste plus aucune incertitude que ce soit sur la compétence de la CWaPE ou sur l'entrée en vigueur de cette compétence qui porte sur la hauteur, l'affectation et la répartition de ces soldes tarifaires. En l'espèce, en application de l'article 66 du décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (ci-après le décret électricité), non seulement la CWaPE peut-elle approuver et affecter les soldes 2008-2013 mais plus encore doit-elle exercer cette compétence. Dès lors, dans le contexte légal wallon clair et non interprétable tel qu'il découle de cet article 66, il paraît justifié, pour ORES, d'intégrer dans ses propositions tarifaires 2015-2016, les soldes portant sur les coûts non gérables des années 2008 à 2013. Cet apurement sera réalisé, conformément aux principes repris dans les actes préparatoires du 7 février 2014, par l'intégration annuelle dans les budgets des exercices 2015-2016 puis dans ceux des exercices

2017 à 2021, d'un septième du montant estimé des soldes sur coûts non gérables des années 2008 à 2013. Le solde 2014 sera apuré à raison d'un cinquième sur la période tarifaire 2017-2021.

5. 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.
6. ORES sera particulièrement attentive à ce que des dispositions telles que l'article 14, § 2 du décret électricité n'induisent pas d'effet discriminatoire entre les différents types de GRD.
7. Par ailleurs, la tarification doit être transparente, réellement solidaire et non discriminatoire. La Déclaration de politique régionale 2014-2019 du Gouvernement wallon intitulée « OSER, INNOVER, RASSEMBLER » (ci-après « la DPR ») confirme d'ailleurs ce principe en précisant que les tarifs doivent viser à atteindre une « répartition transparente et équitable des charges entre l'ensemble des usagers ». 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 du 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.
8. La tarification doit reposer sur des faits avérés et non sur des hypothèses ou des prévisions. C'est tout le sens des contrôles 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.
9. 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 un rapport mesuré entre les fonds propres et la RAB de 33%) 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 40% 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.

10. La régionalisation de la compétence tarifaire impacte d'autant plus les GRD birégionaux, tels ORES Assets, qui devront introduire, pour une partie de leur territoire, deux propositions tarifaires alors que précédemment une seule suffisait. Pour ce faire, l'aspect primordial consiste à scinder le bilan et le compte de résultats de telle sorte que les principes et résultats soient justifiés économiquement, restent cohérents avec les règles comptables appliquées par les GRD et respectent les règles d'évaluation. L'importance de ces principes et clés requiert qu'ils soient analysés en détails, déterminés puis soumis d'abord aux réviseurs des GRD avant de les soumettre à l'approbation des instances respectives. Le travail est considérable et sa plus-value devra être analysée conjointement avec les régulateurs régionaux.

Les commentaires repris ci-après reprennent de manière détaillée les remarques formulées par ORES sur les propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz telles que soumises dans le cadre de la consultation publique. Ces remarques relèvent à la fois de remarques de forme ou de remarques de fond. Certaines observations ont déjà été portées à la connaissance de la CWaPE dans le cadre des discussions informelles mais elles conservent néanmoins toute leur pertinence dans le cadre de la présente consultation formelle.

3. REMARQUES SUR LA MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE PROPOSÉE PAR LA CWAPE DANS LE CADRE DE LA CONSULTATION PUBLIQUE ORGANISÉE DU 2 AU 30 JUILLET 2014

1. ARTICLE 1, 55° DE LA PROPOSITION DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ
ARTICLE 1, 55° DE LA PROPOSITION 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 insérée, il importe de disposer d'une définition de la valeur initiale de l'actif régulé (ou iRAB).

2. ARTICLE 1, 52° DE LA PROPOSITION DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ
ARTICLE 1, 54° DE LA PROPOSITION DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

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 :

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.

3. ARTICLES 2, § 1^{ER}, ALINÉA 1^{ER} DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 1^{er}. Le revenu total comprend notamment :

- 1° l'ensemble des coûts (et réductions de coûts) nécessaires à l'exercice, par le gestionnaire de réseau au cours de la période régulatoire, des tâches lui incombant en vertu de l'article 11 du décret, en ce compris les tâches relatives à la gestion financière ;
- 2° la marge équitable et les amortissements tous deux nécessaires pour assurer au gestionnaire de réseau le fonctionnement optimal, les investissements futurs nécessaires et la viabilité du réseau de distribution ;
- 3° le cas échéant, les surcharges appliquées sur les tarifs.

Proposition ORES :

§ 1^{er}. Le revenu total comprend notamment :

- 1° l'ensemble des coûts (et réductions de coûts) nécessaires à l'exercice, par le gestionnaire de réseau au cours de la période régulatoire, des tâches lui incombant en vertu de l'article 11 du décret, en ce compris les tâches relatives à la gestion financière ;
- 2° la marge équitable et les amortissements tous deux nécessaires pour assurer au gestionnaire de réseau le fonctionnement optimal, les investissements futurs nécessaires et la viabilité du réseau de distribution ;
- 3° le coût de l'exécution des obligations de service public ;**
- 4° le cas échéant, les surcharges appliquées sur les tarifs.

Commentaires ORES :

Comme évoqué dans les principes exposés ci-dessus et dans un souci de tarification transparente, les coûts liés aux obligations de service public doivent ou devraient faire partie des éléments pouvant être facilement identifiés et donc apparaître clairement. Même s'ils font partie de l'ensemble des coûts nécessaires à l'exercice des tâches des GRD, ils devraient faire l'objet d'une rubrique distincte du revenu total défini au premier alinéa du premier paragraphe de cet article 2.

Le tarif spécifique pour les obligations de service public, conformément à la structure et à la grille tarifaire du tarif de distribution, devrait non seulement être maintenu au niveau du tarif de distribution mais également apparaître au niveau de la facture globale du client. La DPR le précise également.

4. ARTICLES 2, § 1^{ER}, ALINÉA 2, 4° DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

4° les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) des rémunérations, des charges sociales y compris toutes les contributions prévues par la loi et de toutes les charges payées dans le cadre des fonds de pension et des assurances groupes depuis que l'intéressé est membre du personnel du GRD à l'exception des coûts constitués par les charges de pension des agents sous statut public du gestionnaire de réseau ou de la filiale ou sous-filiale ayant une activité régulée de gestion de réseau de distribution conformément à l'article 14 § 2 du décret du 12 avril 2001 tel qu'introduit par le décret du 11 avril 2014.

Commentaires ORES :

ORES sera particulièrement attentive à ce que des dispositions telles que l'article 14, § 2 du décret électricité n'induisent pas d'effet discriminatoire entre les différents types de GRD quant aux composants non maîtrisables des évolutions salariales. Si les charges des pensions peuvent, pour certains GRD, constituer des coûts non contrôlables, d'autres composantes salariales pourraient certainement recevoir cette même classification.

5. ARTICLE 2, § 1^{ER}, ALINÉA 2, 16°, §§ 2 ET 3 DE LA PROPOSITION DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ
ARTICLE 2, § 1^{ER}, ALINÉA 2, 15°, §§ 2 ET 3 DE LA PROPOSITION DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

les coûts constitués par les charges de pension des agents sous statut public du gestionnaire de réseau ou de la filiale ou sous-filiale ayant une activité de gestion de réseau de distribution conformément à l'article 14 § 2 du décret du 12 avril 2001 tel qu'introduit par le décret du 11 avril 2014.

Commentaires ORES :

Pour les commentaires relatifs à la présente disposition, ORES renvoie à ceux formulés au point 4.

6. ARTICLES 4, § 1^{ER}, ALINÉA 1 DE LA PROPOSITION DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

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

Commentaires ORES :

Pour rappel, l'actif régulé est un élément fondamental pour les GRD. Il détermine (avec le taux de rémunération) le résultat des GRD et est un élément clef dans l'établissement des propositions tarifaires, des conventions contractuelles entre les associés, des cessions, etc.

Les valeurs de l'actif régulé (RAB) des huit GRD mixtes wallons qui ont constitué ORES Assets ont été approuvées formellement à plusieurs reprises par le régulateur :

- en 2004 : les RAB électricité au 31 décembre 2001 et les RAB gaz au 31 décembre 2002
- en 2007 : confirmation des valeurs 2001 et 2002 et approbation des valeurs RAB électricité au 31 décembre 2005 et des valeurs RAB gaz au 31 décembre 2006

Ces décisions d'approbation ont été prises par le régulateur au terme de processus de contrôles approfondis et précis et sont depuis lors devenues définitives. L'évolution annuelle de la RAB s'inscrit ensuite dans le strict respect des dispositions reprises à l'article 5 des arrêtés tarifaires.

L'évolution de l'actif régulé est, en outre, validée au travers de l'approbation des comptes annuels par les réviseurs et par le régulateur à l'occasion de l'exercice de détermination des soldes réglementaires.

Des discussions préalables relatives à la détermination de la méthodologie tarifaire transitoire, ORES a retenu que, étant donné que la valeur des immobilisations corporelles régulées est approuvée comme évoqué ci-avant, 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 serait réalisé dans le cadre du modèle de rapport ex ante relatif à la proposition tarifaire 2015-2016 ainsi que dans celui du rapport annuel ex post relatif à l'exercice 2013.

A la question d'ORES d'en connaître davantage sur la teneur des contrôles (identification de l'autorité compétente, contenu, processus ainsi que timing), la CWaPE avait répondu ce qui suit :

« Le contrôle portera notamment et de manière non exhaustive sur les éléments suivants : la concordance entre la valeur de la RAB et le bilan annuel du gestionnaire de réseau, la concordance des investissements enregistrés avec les bilans annuels des réalisations transmis à la Direction technique de la CWaPE, la déduction des interventions tiers, des subsides et des mises hors service, l'application des taux d'amortissement autorisés, la communication de l'organisation des mesures de gestion interne relatives aux investissements ainsi que des règles d'activation ».

La CWaPE pourrait-elle confirmer que cette réponse est toujours valable ?

7. ARTICLES 4, § 1^{ER}, ALINÉA 2 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

La valeur de l'actif régulé « primaire » évolue chaque année à partir du 1^{er} 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 réglementaire 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).

Proposition ORES :

La valeur de l'actif régulé « primaire » évolue chaque année à partir du 1^{er} 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 réglementaire 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 :

Suite à la question posée lors de la consultation informelle par ORES sur la motivation de la modification de la formulation de cette disposition, la CWaPE avait apporté la réponse suivante :

« La CWaPE ne souhaite plus utiliser la notion de « valeur initiale de l'actif régulé ». L'objectif poursuivi par cette suppression est de réduire l'ambiguïté qui découle de l'utilisation des nombreux termes relatifs à l'actif régulé. Le terme « valeur initiale » est particulièrement confus puisqu'il s'agit en réalité d'une valeur fixée au 31 décembre 2001 pour l'électricité et au 31 décembre 2002 pour le gaz. La notion de « plus-value iRAB » a, quant à elle, été conservée puisqu'elle impacte l'enveloppe budgétaire des GRD.

Les modifications apportées par la CWaPE n'impactent en rien le sens de cet article et ne changent pas les règles d'évolution de l'actif régulé par rapport à celles reprises dans les projets de méthodologie tarifaire transitoire transmis aux GRD par la CWaPE le 28 mai 2013.

L'article 4, § 1^{er} porte sur la valeur de l'actif régulé primaire, et non sur les éléments constituant l'ensemble des coûts. Dans ce paragraphe, la CWaPE souhaite donc uniquement aborder l'impact qu'a la plus-value iRAB sur la valeur de l'actif régulé primaire. Le report de cette plus-value au taux de 2% par an dans les coûts du GRD est abordé à l'article 2, §1^{er}, alinéa 2, 7° et n'est nullement remis en cause ».

Malgré cette réponse, ORES propose de maintenir la formulation reprise dans le projet de méthodologie tarifaire transitoire soumis à avis par la CWaPE à ORES en mai 2013. Elle semble en effet plus précise et assure le maintien des décisions préalables du régulateur.

8. ARTICLES 4, § 2 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions 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 1^{er} 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^{er} janvier 2014** et approuvée par l'autorité de régulation compétente.

La valeur de l'actif régulé « secondaire » évolue chaque année à partir du 1^{er} 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 :

Comme évoqué dans les principes repris ci-dessus, 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. Dans la mesure où le paramètre S de 33% (ratio fonds propres/RAB) était considéré relevant en tenant compte du besoin en fonds de roulement, l'exclusion de ce besoin en fonds de roulement de la notion de la RAB implique qu'il serait opportun de reconsidérer ce taux de 33%. ORES comprend que cet exercice semble difficile pour la période tarifaire 2015-2016 mais il devrait au minimum s'inscrire dans la définition de la méthodologie tarifaire définitive.

9. ARTICLES 4, § 3 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions 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 du budget des investissements « hors réseau » ?

10. ARTICLES 5, 6, 7 ET 8 DES PROPOSITIONS 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 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 40% fait peser un risque financier sur le GRD et diminue sa flexibilité à réagir aux investissements ou adaptations urgentes.

ORES souhaiterait, d'une part, dans le cadre des propositions tarifaires 2015-2016, que le ratio S soit revu pour tenir compte de la suppression du besoin en fonds de roulement. D'autre part, dans le cadre de la détermination de la méthodologie tarifaire post 2016, une discussion avec le régulateur devrait porter sur une augmentation du ratio S pour le rendre plus conforme à ce qui est constaté ailleurs en Europe.

11. ARTICLES 7, § 2, 1°, ALINÉA 2 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Le budget du gestionnaire du réseau pour les années 2015 et 2016 est établi sur la base de la valeur prévisionnelle du rendement des obligations OLO d'une durée de dix ans, respectivement pour les années 2015 et 2016, telle que publiée par le Bureau fédéral du Plan en mai 2014.

Proposition ORES :

Le budget du gestionnaire du réseau pour les années 2015 et 2016 est établi sur la base de la valeur prévisionnelle du rendement des obligations OLO d'une durée de dix ans, respectivement pour les années 2015 et 2016, telle que **communiquée par la CWaPE dans son courriel du 23 mai 2014 et basée sur les publications du Bureau fédéral du Plan.**

Commentaires ORES :

Dans sa note accompagnatrice et dans cette disposition, la CWaPE spécifie que les GRD doivent se baser sur les valeurs publiées par le Bureau fédéral du Plan en mai 2014 (et non plus celles de mai 2013). Dans sa note accompagnatrice, la CWaPE fait référence à son courriel du 23 mai 2014 qui communiquait les taux OLO à utiliser, à savoir :

- OLO 2015 : 2.8%
- OLO 2016 : 3.1%

Afin d'éviter toute difficulté d'interprétation, ORES propose de faire référence au courriel de la CWaPE dans les propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz.

12. ARTICLES 10, § 3 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extraits des propositions 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 2008 et 2015, il importe que le GRD puisse revoir les tarifs non-périodiques pour proposer les adaptations requises tenant compte de l'inflation et permettant de se conformer à l'évolution du cadre normatif et aux pratiques du marché. Une présentation informelle de cette révision a été réalisée par ORES à la CWaPE en date du 24 juin 2014.

13. ARTICLES 9, 10 À 13 ET 1^{ER}, 53° DE LA PROPOSITION DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ

Extrait de la proposition de méthodologie transitoire électricité :

Art. 1, 53°.

« Energie active brute prélevée » : énergie active réellement prélevée par un utilisateur du réseau de distribution. Dans le cas d'un URD disposant d'une installation de production décentralisée de moins de 10 kVA et bénéficiant de la compensation, il s'agit de la quantité d'électricité réellement prélevée sur le réseau sans en déduire la quantité d'électricité injectée sur le réseau. Si l'énergie brute prélevée n'est pas mesurée, elle peut être estimée par le GRD sur base des meilleures informations à sa disposition et des règles déterminées par la CWaPE.

Art. 9.

§ 1^{er}. La structure tarifaire distingue les tarifs suivants :

- 1° Les tarifs non-périodiques de raccordement au réseau de distribution, visés à l'article 10 de la présente décision ;
- 2° Les tarifs périodiques tels que visés à l'article 11 de la présente décision.
 - 2°1. Les tarifs de l'utilisation du réseau ;
 - 2°2. Le tarif des obligations de service public ;
 - 2°3. Le tarif lié à l'utilisation du réseau de transport ;
- 3° Les tarifs périodiques des services auxiliaires, visés à l'article 12 de la présente décision.

§ 2. En plus de ces tarifs, des surcharges visées à l'article 13 peuvent être appliquées.

§3. Pour les utilisateurs du réseau du groupe de clients BT, les tarifs visés au §1er, 2° (à l'exception des tarifs pour l'activité de mesure, relève et comptage) et 3° ainsi que les tarifs visés au §2, sont fonction de l'énergie active brute prélevée de façon à inclure l'ensemble des kWh effectivement prélevés par les utilisateurs du réseau bénéficiant de la compensation.

Art. 11.

§ 1^{er}. Les tarifs de l'utilisation du réseau de distribution comprennent :

- 1° le tarif de base d'utilisation du réseau (tarif de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire) ;
- 2° le tarif pour la gestion du système ;
- 3° le tarif rémunérant la mise à disposition des équipements de comptage ainsi que l'activité de mesure, relève et comptage ;

Les tarifs visés au § 1^{er}, 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..

Le tarif de base pour l'utilisation du réseau pour les groupes de clients TR HT, 26-1kV, en TR BT dépend partiellement de la puissance prélevée par l'utilisateur du réseau et partiellement de l'énergie active injectée ou prélevée par un utilisateur du réseau dans le réseau de distribution et de la période tarifaire (heures normales/heures creuses).

Pour les utilisateurs du réseau du groupe de clients BT, le tarif de base pour l'utilisation du réseau est fonction de l'énergie active brute prélevée par un utilisateur du réseau sur le réseau de distribution et de la période tarifaire. Pour cette même catégorie de clients, afin d'éviter des extensions de capacité inutiles et de garantir l'optimisation de ces capacités, un terme de puissance lié aux pics de consommation réellement mesurés peut être appliqué aux raccordements existants possédant ce type de mesure de pointe, selon des critères à définir.

Pour le tarif visé au § 1^{er}, 1°, le gestionnaire du réseau de distribution prend les mesures nécessaires pour que la consommation d'électricité de tout client final raccordé au réseau de distribution qui dispose d'un compteur bi-horaire, soit enregistrée le week-end sur le compteur-nuit du compteur bihoraire et par conséquent facturée conformément au

tarif applicable à la période de nuit. Ni les gestionnaires de réseau de distribution ni les fournisseurs ne sont autorisés à répercuter les éventuels inconvénients liés à l'enregistrement sur le compteur de nuit de la consommation d'électricité pendant le week-end sur les clients finals du réseau basse tension disposant d'un compteur simple.

Le tarif visé au § 1^{er}, 2°, rémunère la gestion du système, les amortissements et le financement de l'actif pour la gestion du système. Ce tarif est fonction soit de l'énergie active injectée soit de l'énergie active brute prélevée par un utilisateur du réseau sur le réseau de distribution.

Les coûts spécifiques de gestion du système engendrés pour l'accompagnement et le suivi des autoproducteurs, raccordés au réseau de distribution, sont facturés dans un tarif supplémentaire à ces utilisateurs du réseau.

Ce tarif est fonction de l'énergie brute limitée injectée ou prélevée sur une base quart-horaire par un utilisateur du réseau et du groupe de clients et est facturé par le gestionnaire du réseau au titulaire d'un contrat d'accès ou au gestionnaire du réseau de distribution.

Le tarif visé au § 1^{er}, 3°, rémunère le service se rapportant à la mise à disposition des équipements de mesure de comptage ainsi que l'activité de mesure et de comptage, y compris la collecte et le transfert de données et informations relatives à un client éligible lorsque celui-ci change de fournisseur.

Le tarif se compose d'un terme fixe en fonction du type de compteur notamment AMR, MMR, YMR.

§ 2. Le tarif pour les obligations de service public imposées par une autorité compétente et incombant au gestionnaire de réseau rémunère les coûts des obligations de service public et est fonction de l'énergie active brute prélevée par un utilisateur du réseau sur le réseau de distribution et, le cas échéant, de la période tarifaire.

§ 3. Le tarif pour l'utilisation du réseau de transport rémunère les coûts de l'utilisation du réseau de transport.

Pour le groupe de clients TRHT, 26-1 kV et TRBT, le tarif est fonction de la structure tarifaire du gestionnaire du réseau de transport ; pour le groupe de clients BT, le tarif est fonction soit de l'énergie active injectée soit de l'énergie active brute prélevée par l'utilisateur du réseau dans le réseau de distribution et, le cas échéant, de la période tarifaire.

Art. 12.

§ 1^{er}. Les tarifs des services auxiliaires comprennent :

- 1° le tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive;
- 2° le tarif de la compensation des pertes du réseau;
- 3° le tarif du non-respect d'un programme accepté.

§ 2. Le tarif visé au § 1^{er}, 1°, rémunère le service de la puissance réactive.

Le tarif pour le droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive est fonction de l'énergie active injectée ou prélevée par un utilisateur du réseau.

Le tarif du dépassement d'énergie réactive par rapport au forfait est fonction du dépassement de l'énergie réactive.

§ 3. Le tarif visé au § 1^{er}, 2°, rémunère le service de la compensation des pertes du réseau. Ce tarif est fonction de l'énergie active injectée ou brute prélevée par un utilisateur du réseau. Ce tarif est scindé, le cas échéant, en périodes tarifaires.

Pour ce tarif, le gestionnaire du réseau de distribution prend les mesures nécessaires pour que la consommation d'électricité de tout client final raccordé au réseau de distribution qui dispose d'un compteur bi-horaire, soit enregistrée le week-end sur le compteur-nuit du compteur bi-horaire et par conséquent facturée conformément au tarif applicable à la période de nuit. Ni les gestionnaires de réseau de distribution ni les fournisseurs ne sont autorisés à répercuter les éventuels inconvénients liés à l'enregistrement sur le compteur de nuit de la consommation d'électricité pendant le week-end sur les clients finals du réseau basse tension disposant d'un compteur simple.

§ 4. Le tarif visé au § 1^{er}, 3° est un tarif complémentaire pour non-respect d'un programme accepté d'injection ou de prélèvement. Ce tarif est fonction de la différence entre l'injection ou le prélèvement constatés et le programme accepté.

Ce tarif complémentaire rémunère les coûts des services auxiliaires nécessaires afin de garantir la capacité, la disponibilité et la stabilité du réseau. Il peut être appliqué aux utilisateurs du réseau pour lesquels la puissance mise à disposition dépasse 100 kVA.

Art. 13.

§ 1^{er}. Les postes tarifaires liés aux impôts, prélèvements, surcharges, contributions et rétributions sont intégrés dans la facturation des tarifs. Ces postes ne constituent pas des tarifs au sens des articles 9 à 12 de la présente décision mais doivent être repris dans la facturation des utilisateurs du réseau; ils comportent, le cas échéant :

- 1° la cotisation fédérale ainsi que les surcharges ou prélèvements en vue du financement des obligations de service public imposées par les autorités fédérales et régionales aux gestionnaires de réseau de distribution et de transport ;
- 2° les cotisations en vue de la couverture des coûts échoués ;
- 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.
- b) toutes obligations vis-à-vis des fonds de pension des GRDs et vis-à-vis des filiales ayant une activité régulée de gestion de réseau de distribution auxquelles ils font appel ayant du personnel sous statut public en ce compris toutes les obligations résultant de mises à la pension anticipée, quel que soit le tantième fixé,
- 4° l'impôt sur les sociétés et les personnes morales ;
- 5° les autres impôts locaux, provinciaux, régionaux ou fédéraux, prélèvements, surcharges, cotisations et rétributions dus par le gestionnaire du réseau de distribution concerné.

Les postes tarifaires repris en 1°, 2°, 3°, 4° et 5° sont fonction soit de l'énergie active injectée soit de l'énergie active brute prélevée par l'utilisateur du réseau.

§ 2. La CWaPE contrôle si les coûts répercutés sur l'utilisateur du réseau par les gestionnaires du réseau de distribution destinés à couvrir les charges mentionnées au § 1^{er}, 3° :

- sont reels ;
- constituent une compensation pour les charges non capitalisées, étalée sur la période complète pendant laquelle les coûts ont été réalisés et permettant un lissage sur les exercices comptables consécutifs ;
- n'occasionnent aucune discrimination entre gestionnaires du réseau de distribution.

En cas de non-respect des principes précités, la CWaPE prend les mesures adéquates en application de l'article 33.

Commentaires ORES :

Comme évoqué dans les principes énoncés ci-dessus, la tarification doit être transparente, réellement solidaire et non discriminatoire. La DPR confirme d'ailleurs ce principe en précisant que les tarifs doivent viser à atteindre une « *répartition transparente et équitable des charges entre l'ensemble des usagers* ». Les tarifs doivent respecter au mieux le principe de coût vérité. La répartition des coûts ne peut être fondée que sur un juste équilibre entre les différents utilisateurs, comportements et/ou situations qui ont généré les coûts. Cela implique que la rémunération du GRD soit réalisée pour l'usage effectif du réseau. La facturation de la distribution de l'énergie au prosumer¹ basse tension 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 de discrimination favorable aux prosumers notamment par rapport au caractère discriminatoire par rapport à d'autres installations de production décentralisée tels que les parc éoliens qui sont soumis, eux, au tarif d'injection.

¹ Se dit des clients finals simultanément consommateurs et producteurs d'énergie à partir d'une installation de production décentralisée d'une puissance maximale ≤ 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.

L'instauration de la notion d'énergie active brute prélevée 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.

La mise en œuvre d'une facturation sur base de l'énergie active brute prélevée doit être mise en place, aux yeux d'ORES, le plus rapidement possible.

14. ARTICLES 15, § 1^{ER}, 3^O DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Commentaires ORES :

ORES prend acte que le solde sur les coûts gérables fait partie du résultat comptable et sera intégralement imputé au gestionnaire de réseau, et donc à ses associés. Tandis que le solde sur coûts non-gérables constituera une dette ou une créance vis-à-vis des utilisateurs de réseaux dans leur ensemble.

15. ARTICLES 16, ALINÉA 2 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

L'affectation de ces soldes (dette ou créance tarifaire à l'égard des clients) est déterminée pour chaque GRD par la CWaPE.

Commentaires ORES :

ORES prend acte que l'autorité compétente pour la décision d'affectation des soldes sera le régulateur. ORES y souscrit pour autant que la décision prise par le régulateur respecte les principes suivants :

- même si l'affectation est propre à la situation spécifique de chaque GRD et/ou secteur, elle ne peut découler que de règles communes, connues à l'avance et non discriminatoires
- la procédure administrative normale doit être connue au préalable, être transparente, non discriminatoire et comprendre les éléments suivants :
 - la possibilité pour le GRD d'être entendu en ce qui concerne ses arguments
 - l'obligation pour la CWaPE de motiver sa décision
 - la possibilité pour le GRD en cas de non accord avec la décision de la CWaPE de pouvoir introduire un recours contre cet acte auprès de la Cour d'appel

**16. ARTICLES 17, § 3 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ
ARTICLES 31, §§ 1 ET 5 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ**

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Art. 17, § 3 :

La proposition tarifaire, accompagnée du budget et de l'information déterminée au paragraphe précédent, est transmise en trois exemplaires par porteur avec accusé de réception à la CWaPE. Le gestionnaire du réseau transmet également à la CWaPE une version électronique qui inclut obligatoirement le modèle de rapport visé à l'article 26, §1^{er} de la présente décision, au format Excel, vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis au régulateur. Ce document Excel doit pouvoir être retravaillé par la CWaPE.

Art. 31, § 1^{er} et § 5:

Tous les types de rapports visés aux articles 27 et 28 sont transmis à la CWaPE en trois exemplaires par porteur et avec accusé de réception ainsi que sur support 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. Ce document Excel doit pouvoir être retravaillé par la CWaPE.

Si la CWaPE refuse le calcul des différences visées à l'article 15, le gestionnaire du réseau introduit un rapport annuel adapté dans les 15 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.

Commentaires ORES :

ORES prend acte que la CWaPE souhaite obtenir un format complémentaire pour rentrer le modèle de rapport par référence à celui imposé par la CREG jusqu'ici, en même temps que l'introduction de la proposition tarifaire (or ce format est plus long à fournir que les pdf qui étaient le seul format fournit par ORES au moment de l'introduction de la proposition tarifaire). ORES demande, en conséquent à la CWaPE, de pouvoir obtenir une flexibilité dans les délais en ce qui concerne la fourniture de documents Excel.

De même, étant donné que les GRD disposent de 20 jours ouvrables pour préparer la proposition tarifaire, ORES sollicite que la proposition tarifaire soit transmise en un exemplaire papier pour le 8 septembre. Les deux autres exemplaires seraient fournis dans les 5 jours ouvrables qui suivent.

**17. ARTICLES 17, § 2 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ
ARTICLES 26 §§ 1 à 3 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ**

Extrait des propositions 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, §1^{er} en même temps que la proposition tarifaire accompagnée du budget.

Art. 26

§ 1^{er}. L'introduction par le gestionnaire du réseau de la proposition tarifaire accompagnée du budget visée aux articles 17, § 1^{er}, 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.

Commentaires ORES :

Les modèles de rapport sont importants pour la gestion des GRD. En vue d'une saine régulation, ils doivent être établis, tout comme la méthodologie tarifaire, en étroite concertation entre le régulateur et les entités régulées. En outre, cette concertation doit être réalisée dans des délais qui permettent de prendre le temps nécessaire à la concertation entre intervenants. Elle doit également débiter suffisamment tôt pour permettre leur application au moment de l'établissement de la proposition tarifaire.

Etant donné que la nouvelle méthodologie transitoire présentée par la CWaPE pour la période transitoire 2015-2016 a été établie en s'inspirant largement des arrêtés royaux tarifaires pluriannuels du 2 septembre 2008, ORES recommande de ne pas apporter de modifications substantielles aux modèles de rapport ex post et ex ante et de les garder identiques ou quasiment identiques à ceux utilisés depuis la mise en vigueur des arrêtés royaux tarifaires pluriannuels du 2 septembre 2008.

18. ARTICLES 17, §§ 4 À 6 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 4. Le 31 octobre 2014 au plus tard, la CWaPE confirme au gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, que le dossier est complet ou incomplet, et dans ce cas, elle lui fait parvenir une liste des informations complémentaires qu'il devra fournir.

Le 21 novembre 2014 au plus tard, le gestionnaire du réseau transmet ces informations à la CWaPE en trois exemplaires par lettre avec accusé de réception. Le gestionnaire de réseau transmet également une version électronique des réponses et des renseignements complémentaires à la CWaPE.

§ 5. Le 19 décembre 2014 au plus tard, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget.

Dans sa décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget, la CWaPE indique de manière motivée les points que le gestionnaire du réseau doit adapter pour obtenir une décision d'approbation de la CWaPE.

§ 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.

Ces objections sont transmises à la CWaPE par lettre avec accusé de réception, ainsi que sous forme électronique.

Le gestionnaire du réseau est entendu, à sa demande, dans les 20 jours après réception de la décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget par la CWaPE.

Le cas échéant, le gestionnaire du réseau soumet, pour le 16 janvier 2015 au plus tard, à la CWaPE, par porteur avec accusé de réception, en trois exemplaires, sa proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget. Le gestionnaire du réseau remet aussi une copie électronique à la CWaPE, laquelle inclut obligatoirement le modèle de rapport visé à l'article 26, § 1^{er} de la présente décision, au format Excel, vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis au régulateur.

Le 16 février 2015 au plus tard, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par voie électronique, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget.

Proposition ORES (pour le 1^{er} alinéa du commentaire) :

§ 4. Le 31 octobre 2014 au plus tard, la CWaPE confirme au gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, que le dossier est complet ou incomplet, et dans ce cas, elle lui fait parvenir une liste des informations complémentaires qu'il devra fournir.

Le 21 novembre 2014 au plus tard, le gestionnaire du réseau transmet ces informations **et, le cas échéant, une éventuelle proposition tarifaire adaptée**², à la CWaPE en trois exemplaires par lettre avec accusé de réception. Le gestionnaire de réseau transmet également une version électronique des réponses et des renseignements complémentaires à la CWaPE.

§ 5. Le 19 décembre 2014 au plus tard, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget.

Dans sa décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget, la CWaPE indique de manière motivée les points que le gestionnaire du réseau doit adapter pour obtenir une décision d'approbation de la CWaPE.

§ 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.

Ces objections sont transmises à la CWaPE par lettre avec accusé de réception, ainsi que sous forme électronique.

Le gestionnaire du réseau est entendu, à sa demande, dans les 20 jours après réception de la décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget par la CWaPE.

Le cas échéant, le gestionnaire du réseau soumet, pour le 16 janvier 2015 au plus tard, à la CWaPE, par porteur avec accusé de réception, en trois exemplaires, sa proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget. Le gestionnaire du réseau remet aussi une copie électronique à la CWaPE, laquelle inclut obligatoirement le modèle de rapport visé à l'article 26, § 1^{er} de la présente décision, au format Excel, vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis au régulateur.

Le 16 février 2015 au plus tard, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par voie électronique, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget.

Commentaires ORES :

La lecture de la note accompagnatrice porte à croire que le calendrier relatif à l'approbation des propositions tarifaires 2015-2016 ne comporte plus l'étape relative à l'introduction et l'approbation d'une proposition tarifaire adaptée. Or, pour ORES, cette étape est primordiale. Lors de la réunion de concertation du 30 juillet 2014, la CWaPE a confirmé cette étape mais a également présenté la possibilité d'introduire, à tout moment jusqu'au début du mois de décembre 2014, une proposition tarifaire adaptée tenant compte des informations complémentaires à fournir. ORES propose d'introduire cette possibilité dans le texte des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz.

En outre, ORES souhaite pouvoir voir s'instaurer, entre le régulateur et les entités régulées, une relation équilibrée qui, tout en respectant le formalisme ad hoc, permette la prévisibilité des tâches à réaliser et tienne compte de la flexibilité nécessaire afin de pouvoir obtenir certaines informations endéans les périodes de congés.

Dans ce cadre, ORES propose deux calendriers alternatifs :

- 1^{ère} proposition : qui permet de disposer de tarifs approuvés pour fin 2014 (scénario qui a la préférence d'ORES) :

² L'introduction d'une proposition tarifaire adaptée pour le 21 novembre 2014 au plus tard n'empêche, si nécessaire, pas l'introduction d'une proposition tarifaire adaptée telle que prévue au § 6.

- 17 octobre (20 jours ouvrables) : examen des propositions tarifaires par la CWaPE et transmission officielle des demandes d'informations complémentaires par la CWaPE
 - 14 novembre (19 jours ouvrables, mais 1 semaine de congé scolaire) : dépôt des informations complémentaires par les GRD
 - **28 novembre (10 jours ouvrables) : envoi officiel des 1^{ères} décisions de refus ou d'approbation par la CWaPE**
 - **12 décembre (10 jours ouvrables) : dépôt de la proposition tarifaire adaptée par les GRD**
 - 29 décembre (10 jours ouvrables) : envoi officiel des décisions de refus ou d'approbation de la proposition tarifaire adaptée par la CWaPE
- 2^{ème} proposition : qui prévoit l'approbation définitive des tarifs après le 1^{er} janvier 2015 :
- 17 octobre (20 jours ouvrables) : examen des propositions tarifaires par la CWaPE et transmission officielle des demandes d'informations complémentaires par la CWaPE
 - 17 novembre (20 jours ouvrables, mais 1 semaine de congé scolaire) : dépôt des informations complémentaires par les GRD
 - **15 décembre (20 jours ouvrables) : envoi officiel des 1^{ères} décisions de refus ou d'approbation par la CWaPE**
 - **16 janvier (22 jours ouvrables, mais 2 semaines de congés scolaires) : dépôt de la proposition tarifaire adaptée par les GRD**
 - 14 février (20 jours ouvrables) : envoi officiel des décisions de refus ou d'approbation des propositions tarifaires adaptées par la CWaPE

Dans le cas de cette 2^{ème} proposition de calendrier, il sera nécessaire de prévoir des tarifs provisoires ou la prolongation des tarifs actuels.

19. ARTICLES 17, § 7 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Si le gestionnaire du réseau ne respecte pas ses obligations dans les délais comme stipulés dans les §§ 1^{er} 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^{er} 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^{er}, 2^o.

Commentaires ORES :

ORES souhaite 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 régulateurs générés par la non approbation des tarifs.

20. ARTICLES 20, § 5 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions 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^{er}. Si cette annulation ou ce retrait se rapporte uniquement à une partie de la durée de validité des tarifs visés au § 1^{er}, 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 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.

21. ARTICLES 21, § 6 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

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

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 :

Cette disposition concerne la détermination du budget du GRD, il ne paraît donc pas opportun de faire référence à la notion de « mis en oeuvre » puisqu'il s'agit de moyens de financement à la fois mis en oeuvre et à mettre en oeuvre.

22. ARTICLES 24, § 1^{ER} DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions 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. ORES suppose que, bien que n'étant plus formellement prévue dans les propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz, la publicité des décisions motivées du régulateur continuera à être réalisée par l'intermédiaire de son site internet et du Moniteur belge.

23. ARTICLES 27, ALINÉA 2, 4°, 5°, 8° À 11° DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

- 4° le rapport spécifique des commissaires relatif aux mises hors service, conforme aux lignes directrices ;
- 5° le rapport spécifique des commissaires relatif aux investissements, conforme aux lignes directrices ;
- 8° le rapport relatif à l'effet des efforts de maîtrise des coûts pour tous les éléments constitutifs de son revenu total. Dans ce rapport, le gestionnaire du réseau mentionne, pour chaque catégorie du revenu total, si la différence entre les montants approuvés dans le budget et les montants réels est due à une surestimation ou une sous-estimation du budget, d'une part, ou à des bénéfices de productivité ou d'efficacité, d'autre part.
- 9° le rapport spécifique des Commissaires relatif au bilan et au compte de résultats de l'activité régulée du gestionnaire de réseau, tel que visé à l'article 36 de la présente décision.
- 10° le rapport périodique spécifique des Commissaires concernant les règles de répartition et de ventilation entre activités, tel que visé à l'article 36 de la présente décision.
- 11° le rapport périodique spécifique des Commissaires concernant les règles d'activation des frais indirects.

Commentaires ORES :

Un document préparatoire relatif aux lignes directrices a été édicté par la CWaPE afin de définir le canevas applicable à la notice méthodologique ainsi que les missions et rapports spécifiques des Commissaires requis par la CWaPE dans le cadre des contrôles annuels ex post. Ce document préparatoire est également soumis à consultation et les remarques d'ORES à son sujet sont reprises après cet examen détaillé des articles des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz. Il est donc renvoyé aux remarques reprises ci-dessous et portant entre autres sur les modalités de ces rapports, les normes d'audit à respecter, la définition de la périodicité,...

24. ARTICLES 31, §§ 2 À 6 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 2. Dans les 30 jours calendrier suivant la réception du rapport annuel visé à l'article 27, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, de ses questions et des informations complémentaires à fournir par le gestionnaire de réseau.

§ 3. Dans les 15 jours calendrier suivant la réception des questions et des informations qu'il doit fournir, visées au § 2 du présent article, le gestionnaire du réseau transmet ses réponses et les informations complémentaires concernées en trois exemplaires par porteur et avec accusé de réception et en un exemplaire sous forme électronique.

§ 4. Dans les 30 jours calendrier suivant la réception des réponses et des informations complémentaires visées au § 3, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau par lettre avec accusé de réception de sa décision provisoire 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, 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.

§ 5. Si la CWaPE refuse le calcul des différences visées à l'article 15, le gestionnaire du réseau introduit un rapport annuel adapté dans les 15 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.

§ 6. Dans les trente 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 provisoire ou définitive d'approbation ou de refus des soldes visées à l'article 15.

Proposition ORES :

§ 2. Dans les **24** jours calendrier suivant la réception du rapport annuel visé à l'article 27, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, de ses questions et des informations complémentaires à fournir par le gestionnaire de réseau.

§ 3. Dans les **24** jours calendrier suivant la réception des questions et des informations qu'il doit fournir, visées au § 2 du présent article, le gestionnaire du réseau transmet ses réponses et les informations complémentaires concernées en trois exemplaires par porteur et avec accusé de réception et en un exemplaire sous forme électronique.

§ 4. Dans les **24** jours calendrier suivant la réception des réponses et des informations complémentaires visées au § 3, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau par lettre avec accusé de réception de sa décision provisoire 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, 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.

§ 5. Si la CWaPE refuse le calcul des différences visées à l'article 15, le gestionnaire du réseau introduit un rapport annuel adapté dans les **24** 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.

§ 6. Dans les **24** 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 provisoire ou définitive d'approbation ou de refus des soldes visées à l'article 15.

Commentaires ORES :

Comme évoqué précédemment, ORES souhaite pouvoir voir s'instaurer, entre le régulateur et les entités régulées, une relation équilibrée qui, tout en respectant le formalisme ad hoc, permette la prévisibilité des tâches à réaliser et tienne compte de la flexibilité nécessaire afin de pouvoir obtenir certaines informations endéans les périodes de congés. Cela implique de mettre à disposition du régulateur et de l'entité régulée le même délai pour chacune des étapes, soit une période de 24 jours.

25. ARTICLES 32, § 3 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions 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 publiés par le Bureau fédéral du Plan en mai 2014.

Proposition ORES (en ce qui concerne les coefficients prévisionnels d'inflation) :

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 **communiqués par la CWaPE dans son courriel du 23 mai 2014 et basés sur les publications du Bureau fédéral du Plan.**

Commentaires ORES :

En ce qui concerne le plafond des coûts gérables :

La fixation de ce plafond pose la question de l'évolution structurelle des coûts et des activités propres à chaque opérateur depuis la libéralisation. Il faut se rappeler que les cibles fixées par le régulateur fédéral et que la CWaPE souhaite prendre comme référence, reposent, en ce qui concerne le secteur mixte wallon, sur les propositions tarifaires introduites en septembre 2006 pour l'exercice tarifaire

2007, lesquelles ont été établies sur base de la réalité d'exploitation telle qu'elle était connue en 2005. Pour tenir compte des évolutions qui ont été constatées depuis, la CWaPE propose fort logiquement de corriger ces budgets à partir des données réelles de l'exercice 2012. Malheureusement, la CWaPE n'admet cette correction que lorsqu'elle a pour conséquence de réduire l'enveloppe des coûts gérables. Or, il pourrait exister certaines situations où les enveloppes qui avaient été arrêtées par le régulateur fédéral s'avèrent structurellement insuffisantes pour permettre à certains secteurs du GRD d'exercer efficacement leurs activités et de remplir correctement leurs missions. Pour ces cas, et pour autant que des justifications objectives et non contestables soient apportées, il serait opportun que le régulateur accepte d'engager un dialogue sur la réalité effective des coûts gérables réels pour la proposition tarifaire 2015-2016. Etant donné qu'ORES Assets constitue un seul GRD pour lequel différents tarifs doivent être approuvés, il serait logique de pouvoir disposer d'un seul plafond pour ce GRD et non d'un plafond par secteur. La DPR a notamment prévu de mettre à l'étude la possibilité d'harmoniser progressivement les tarifs de distribution, les coûts des obligations de service public en visant à rationaliser les coûts et à préserver les investissements sur l'ensemble du territoire. La prise en compte du plafond pour ORES Assets et non par secteur pourrait constituer une première étape de cette démarche.

En ce qui concerne les coefficients prévisionnels d'inflation :

Dans sa note accompagnatrice et dans cette disposition, la CWaPE spécifie que les GRD doivent se baser sur les valeurs publiées par le Bureau fédéral du Plan publiées en mai 2014 (et non plus celles de mai 2013). Dans sa note accompagnatrice, la CWaPE fait référence à son courriel du 23 mai 2014 qui communiquait les taux d'inflation à utiliser, à savoir :

- Réel 2013 : 1.1%
- 2014 : 0.8%
- 2015 : 1.3%
- 2016 : 1.5%

Afin d'éviter toute difficulté d'interprétation, ORES propose de faire référence au courriel de la CWaPE dans les propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz.

26. ARTICLES 33, §§ 1 ET 2 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 1^{er}. Les coûts gérables et non gérables sont inclus ex ante dans le revenu total budgété, à condition que la CWaPE ne les ait pas rejetés en raison de leur nature jugée non nécessaire à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau, ou non nécessaire à l'exécution des tâches imposées au gestionnaire du réseau par la législation ou réglementation en vigueur. Ces coûts gérables et non-gérables rejetés ex-ante en raison de leur nature, seront également rejetés ex-post du revenu total réel.

§ 2. Les coûts gérables et non-gérables sont inclus ex ante dans le revenu total budgété pour autant que leur niveau n'ait pas été jugé déraisonnable par la CWaPE.

Les coûts non-gérables sont inclus ex post dans le revenu total réel pour autant que leur niveau n'ait pas été jugé déraisonnable par la CWaPE.

Le caractère déraisonnable doit être motivé par la CWaPE.

Commentaires ORES :

Bien que comprenant que la CWaPE a souhaité préciser les cas dans lesquels les coûts gérables et non gérables pouvaient être inclus ou non dans le revenu total ex ante ou ex post, ORES s'interroge sur les impacts des modifications apportées au texte par rapport à la version de l'arrêté royal tarifaire pluriannuel (s'agit-il de modifications de forme uniquement ou les principes sont-ils également modifiés ?). La CWaPE a répondu, dans le cadre d'une consultation précédente, ce qui suit :

« La CWaPE confirme que les principes sont identiques à ceux formulés dans les arrêtés royaux pluriannuels 2008 mais ont été précisés dans la méthodologie tarifaire transitoire 2015-2016. Les deux critères de rejet des coûts sont la nature et le caractère déraisonnable du coût. Un coût, gérable ou non-gérable, peut être rejeté ex ante sur base de ces deux critères. Un coût non-gérable dont la nature a été approuvé ex ante, peut être rejeté en tout ou en partie ex post uniquement sur base de son caractère déraisonnable. Le niveau des coûts gérables est limité par l'application du plafond des coûts gérables visé par l'article 32. »

La CWaPE pourrait-elle confirmer cette réponse ?

27. ARTICLES 34 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

§ 1^{er}. Le solde visé à l'article 15, § 1^{er}, pour l'année 2015 tel qu'approuvé par la CWaPE, est ajouté au revenu total que le gestionnaire de réseau budgètera pour la période régulatoire 2017-2021. La période régulatoire au cours de laquelle sera répercuté le solde de l'année 2016, visé à l'article 15, § 1^{er}, sera déterminée dans la méthodologie tarifaire 2017-2021.

Proposition ORES :

§ 1^{er}. Le solde visé à l'article 15, § 1^{er}, pour l'année 2015 tel qu'approuvé par la CWaPE, est ajouté au revenu total que le gestionnaire de réseau budgètera pour la période régulatoire 2017-2021. La période régulatoire au cours de laquelle sera répercuté le solde de l'année 2016, visé à l'article 15, § 1^{er}, sera déterminée dans la méthodologie tarifaire 2017-2021.

§ 2. Le solde cumulé portant sur les coûts non-gérables des années 2008 à 2013, tel qu'approuvé par le régulateur compétent au moment du dépôt de la proposition tarifaire 2015-2016 et non encore affecté, est ajouté au revenu total que le gestionnaire de réseau budgètera pour la période tarifaire 2015-2016 et ce, pour chaque année, à hauteur de 1/7ème du montant total cumulé.

Commentaires d'ORES :

Il importe tout d'abord 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, 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 §4³). 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 que la compétence octroyée dans ces arrêtés tarifaires au Conseil des ministres de décider des soldes n'est plus compatible avec la 3^{ème} directive et que cette compétence incombe désormais au régulateur (ce régulateur étant dorénavant, en vertu du décret électricité, la CWaPE). Quant au solde relatif à l'exercice 2016, il doit être décidé en 2017 mais être affecté sur base des règles reprises dans la

³ L'application des articles 12bis et 15/5ter des lois électricité et gaz a été prolongée pour les GRD wallons par l'article 14 du décret électricité du 12 avril 2001.

méthodologie ayant permis de déterminer les tarifs applicables à l'exercice 2016 et non sur base de la méthodologie tarifaire 2017-2021.

ORES constate qu'à la suite de la 2^{ème} adaptation apportée à la proposition de méthodologie tarifaire transitoire et présentée dans la note accompagnatrice de la consultation de juillet 2014, il n'est plus prévu dans les articles 34 des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz de répercuter les soldes régulatoires des années 2008-2013 dans les tarifs 2015-2016. ORES s'en étonne puisque le décret électricité, en son article 66, 1^o, rend spécifiquement la CWaPE compétente pour déterminer « à défaut de décision prise par les autorités fédérales compétentes antérieurement au transfert de la compétence tarifaire, la hauteur et/ou l'affectation et la répartition des soldes régulatoires des années antérieures à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs approuvés par la CWaPE. ».

Malgré cette disposition décrétales expresse, la CWaPE allègue qu'il existe une incertitude quant à sa compétence pour adopter une décision relative à ces soldes. Cette incertitude résulterait du recours introduit par Infrax devant la Cour d'appel de Bruxelles dans le cadre duquel Infrax demande notamment à la Cour d'appel de confirmer s'il revient à la CREG ou au régulateur flamand, la VREG, de prendre une décision relative aux soldes régulatoires antérieurs au 1^{er} juillet 2014.

Cette thèse n'est pas soutenable. La compétence de la CWaPE d'adopter une décision relative à ces soldes régulatoires historiques et l'entrée en vigueur de cette compétence qui porte sur la hauteur, l'affectation et la répartition de ces soldes tarifaires ne font en effet aucun doute. Depuis le 1^{er} juillet 2014, date de l'entrée en vigueur de la Réforme de l'Etat, la compétence tarifaire a été régionalisée. Depuis cette régionalisation, la détermination du régulateur compétent dépend désormais des dispositions législatives que chaque Région adopte. L'article 66, 1^o du décret électricité prévoit expressément qu'il revient à la CWaPE d'adopter une telle décision. Dans le cadre du litige Infrax, la Cour d'appel appliquera le cadre juridique propre à la Région flamande. A la différence du décret wallon électricité, le décret énergie flamand ne prévoit pas de disposition qui détermine expressément s'il revient au régulateur flamand ou fédéral de prendre une décision relative aux soldes historiques. L'arrêt qui sera rendu par la Cour d'appel à la suite du recours introduit par Infrax ne pourra avoir d'effet qu'en Région flamande puisqu'il reposera sur une interprétation du décret énergie flamand. Par ailleurs, en raison du principe de l'effet relatif des jugements et arrêts, l'arrêt ne vaudra que pour les parties au litige, c'est-à-dire la VREG, Infrax et la CREG, eu égard aux faits et règles de droit spécifiques au litige. L'arrêt ne s'imposera donc pas à la CWaPE.

ORES tient à disposition un avis juridique qui confirme cette analyse.

Surabondamment, ORES fait remarquer que même en Flandre, nonobstant le litige Infrax en cours, la VREG en tant que régulateur compétent prévoit dans sa méthodologie tarifaire 2015-2016 publiée sur son site ce 14 juillet 2014 que les soldes des coûts non gérables des années antérieures déjà approuvés mais non encore affectés par un régulateur seront affectés par ses soins. Il ne revient pas à ORES de commenter davantage l'apparente compétence *ratione temporis* mais relevons que même en Flandre, le contexte incertain créé par ledit recours n'est pas invoqué pour justifier une absence de décision.

Dans le contexte légal wallon clair et non interprétable, il paraît justifié d'intégrer dans la proposition tarifaire 2015-2016 des GRD les soldes relatifs aux années 2008 à 2013 et donc de reprendre dans les propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz le second paragraphe de l'article 34 tel qu'il était formulé dans les actes préparatoires du 6 février 2014.

28. ARTICLES 35, AINÉA. 2 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions 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 participation. ORES n'est pas opposé 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.

29. ARTICLES 36, ALINÉA 1 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Le gestionnaire de réseau de distribution tient 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 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.

30. ARTICLES 36, ALINÉA 2 ET 3 DES PROPOSITIONS DE MÉTHODOLOGIE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Extrait des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz :

Le gestionnaire de réseau décrit les procédures et dispositifs de contrôles internes mis en oeuvre pour respecter cette obligation au travers d'une notice méthodologique communiquée au régulateur et à son Commissaire. Le gestionnaire de réseau de distribution joint à son rapport annuel tarifaire un rapport de son Commissaire attestant que, sur base des procédures et contrôles internes mis en place par le gestionnaire de réseau de distribution et des contrôles opérés par le Commissaire, le bilan et le compte de résultats de l'activité régulée rapportés représentent une image fiable de la réalité.

Périodiquement, la CWaPE peut demander au Commissaire du gestionnaire de réseau de mener une mission de contrôle des clés de répartition appliquées par le gestionnaire de réseau pour la ventilation des charges et produits et des postes bilantaires entre les activités régulées et non régulées du gestionnaire de réseau de distribution. Le cas échéant, la mission portera également sur les clés de répartition des charges et produits provenant des entités

composant la structure factière et impactant directement ou indirectement l'activité régulée du gestionnaire de réseau.

Commentaires d'ORES :

Un document préparatoire relatif aux lignes directrices a été édicté par la CWaPE afin de définir le canevas applicable à la notice méthodologique ainsi que les missions et rapports spécifiques des Commissaires requis par la CWaPE dans le cadre des contrôles annuels ex post. Ce document préparatoire est également soumis à consultation et les remarques d'ORES à son sujet sont reprises après cet examen détaillé des articles des propositions de méthodologie transitoire électricité et gaz. Il est donc renvoyé aux remarques reprises ci-dessous et portant entre autres sur les modalités de ces rapports, les normes d'audit à respecter, la définition de la périodicité,...

4. AUTRES REMARQUES

1. Tarification progressive, solidaire et familiale (ci-après « TPSF ») :

Etant donné :

- les questions concernant la mise en œuvre pratique de l'arrêté du Gouvernement wallon du 16 janvier 2014 relatif à l'obligation de service public à charge des gestionnaires de réseau de distribution favorisant l'utilisation rationnelle de l'énergie instaurant la TPSF
- l'avis de la CWaPE relatif à la mise en œuvre de la TPSF repris dans le Mémoire du 6 juin 2014 du régulateur wallon à l'attention du nouveau Gouvernement
- la DPR qui prévoit que : « *tenant compte de l'analyse de la CWaPE et des opérateurs, soulignant l'impraticabilité de la tarification progressive telle que prévue par l'arrêté du Gouvernement wallon du 16 janvier 2014, rechercher d'autres moyens de responsabilisation et d'équité en matière de consommation électrique* »
- le manque d'informations nécessaires à l'établissement des coûts et produits relatifs à cette obligation de service public (par exemple le statut des clients ou les exonérations accordées par l'arrêté du Gouvernement wallon, l'image étant réalisée au 1^{er} octobre 2014)

ORES ne reprendra pas dans les propositions tarifaires qui seront introduites le 8 septembre 2014 les coûts et produits liés à l'obligation de service public découlant de la TPSF. Toutefois, ORES se réserve le droit de les introduire dans ses propositions tarifaires adaptées si cette tarification devait être maintenue.

2. GRD birégionaux :

Des choix doivent être posés dans le cadre des GRD bi-régionaux. Les paragraphes suivants exposent l'argumentation justifiant ces choix.

L'aspect primordial qui préside à l'élaboration des travaux à réaliser consiste à scinder le bilan et le compte de résultats de telle sorte que les principes et résultats soient justifiés économiquement, restent cohérents avec les règles comptables appliquées par les GRD et respectent les règles d'évaluation. En outre, il semble avisé de soumettre ces principes et ces clés aux réviseurs des GRD avant de les soumettre à l'approbation des instances respectives.

Le principe est de tout envisager comme si un secteur propre ou un GRD autonome était constitué. Ainsi, si tel devait être réellement le cas un jour, par exemple dans le cadre de cession entre GRD, la scission ne remettrait pas fondamentalement en cause les équilibres économiques de l'exercice tarifaire qui doit actuellement être réalisé pour les régulateurs.

Dans l'ordre hiérarchique, les règles de répartition seront prioritairement fondées sur une identification directe, à défaut c'est l'application des règles de comptabilité approuvées et propres à chaque GRD qui sera la référence. En dernier recours, si aucun référentiel n'existe, il est proposé de retenir une clé de répartition qui semble la plus logique.

Une proposition de clés de répartition pour les rubriques comptables « actives » et sur base de la situation actuelle sera réalisée. Si des éléments supplémentaires apparaissent, une nouvelle évaluation devrait être réalisée.

Scinder une entité, conduit nécessairement à une dé-péréquation laquelle aboutit dans la plupart des cas à observer une réalité d'exploitation différente et partant, les tarifs devant refléter les coûts, à observer des prix différents. L'exercice ne peut être pollué par un raisonnement d'opportunité fondé sur le caractère acceptable ou non qui résulte de l'exercice de dé-péréquation. En effet, il n'y a en cette matière qu'une alternative possible :

- soit on applique le même tarif ou une approche strictement forfaitaire basée sur une répartition des enveloppes au prorata des drivers tarifaires, mais il faut alors faire abstraction de toute notion de modèle de rapport et d'analyse économique détaillée
- soit on réalise un exercice objectif d'identification des enveloppes propres à chaque sous ensemble qui permet par ailleurs d'opérer rapports, analyses et justifications circonstanciées, mais alors le tarif est une conséquence pratiquement fatale

5. DOCUMENT PRÉPARATOIRE AU SUJET DES LIGNES DIRECTRICES RELATIVES À « LA NOTICE MÉTHODOLOGIQUE ET AUX RAPPORTS SPÉCIFIQUES DES COMMISSAIRES REQUIS DANS LE CADRE DES MÉTHODOLOGIES TARIFAIRES TRANSITOIRES GAZ ET ÉLECTRICITÉ APPLICABLES AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION ACTIFS EN WALLONIE POUR LES ANNÉES 2015 ET 2016 »

La CWaPE a également soumis à consultation un document préparatoire au sujet des lignes directrices relatives à la méthodologie et aux rapports spécifiques des Commissaires requis dans le cadre des méthodologies tarifaires transitoires gaz et électricité applicables aux GRD actifs en Wallonie pour les années 2015 et 2016.

Par cette méthodologie et ces rapports spécifiques des Commissaires, la CWaPE souhaite disposer d'un degré de confiance raisonnable quant à la validité et à l'exhaustivité des données financières rapportées au départ du bilan, du compte de résultats des activités régulées du GRD et des actifs régulés, afin, notamment, de vérifier l'imputation correcte entre les activités régulées et non régulées.

ORES tient à attirer l'attention sur les quelques étapes essentielles qui permettront de garantir l'atteinte effective des résultats attendus.

Tout d'abord, il semble nécessaire de définir de manière non équivoque chaque terme de sorte à garantir l'uniformité dans la compréhension et l'application des concepts et des contrôles.

A titre d'illustration, les premières observations d'ORES concernent les notions d'activités régulées et non régulées. A la question précédemment posée par ORES sur la définition précise de ces termes, la CWaPE a renvoyé à l'article 11 du décret électricité du 12 avril 2001. Or, selon ORES, une telle définition ne permet pas d'apporter la précision nécessaire. Qu'en est-il pour l'activité du gaz naturel ? Qu'est-ce qui permet de classer une tâche dans l'une ou l'autre activité ? Quel sera le cadre réglementaire applicable aux activités non régulées ?

De même, le document préparatoire reprend un certain nombre de concepts et de notions qui pourraient être interprétés de manière différente. Il en est par exemple ainsi lorsqu'il est question de « économiquement justifiés et adéquats ».

C'est à ce titre qu'ORES réitère la demande formulée à la CWaPE d'initier des travaux en concertation avec ORES, les autres GRD wallons et les Commissaires pour définir précisément le cadre et les concepts. Ce qui a, à la satisfaction d'ORES, été convenu lors de la réunion de concertation du 30 juillet 2014.

En outre, il apparaît primordial de nommer précisément les normes d'audit qui devront être respectées par le Commissaire pour établir les différents rapports. Selon le choix réalisé, le travail préparatoire pour les GRD sera différent selon que cette norme trouve écho dans les systèmes et la philosophie actuels. La référence au « *cadre normatif spécifié dans la circulaire établie par l'Institut des réviseurs d'Entreprise* » ne permet pas à ORES d'obtenir actuellement tous ses appaisements à ce sujet. Il sera en tout état de cause nécessaire de s'inscrire dans un trajet permettant à chaque entreprise de progresser en maturité et de développer leurs systèmes et organisation de sorte à répondre au mieux aux attentes des entités contrôlantes. Il est donc important de commencer par définir clairement les enjeux, les contraintes et les exigences et de les mettre en perspective dans la durée, assortie d'un plan d'action clair et d'un calendrier réaliste. Sur le principe ORES ne peut donc que marquer accord, par contre, la mise en œuvre concrète de ces principes requiert davantage de clarté et de concertation, c'est pourquoi les quelques réserves suivantes sont émises.

Il semble opportun de lister un ensemble de questions qui devraient être précisées, parmi lesquelles :

- Quels sont les destinataires exacts de ces rapports ? Il importe que la diffusion de ces rapports reste limitée aux Commissaires, à la CWaPE et au GRD concerné afin d'en assurer l'indispensable confidentialité
- De quel type de rapport s'agira-t-il ? Rapport de constatation, rapport de fait ou rapport d'assurance ?
- Quel sera le périmètre qui devra être attesté par le Commissaire ?
- Est-ce qu'il sera limité au GRD ou est-ce que la société d'exploitation y sera intégrée ?
- D'autres entités pourraient-elles également être visées ?
- Quel sera le niveau de détail des informations à remettre dans la documentation des processus et le système de contrôle interne mis en place dans le cadre de la notice méthodologique ?
- Quelle sera la périodicité requise pour les rapports à fournir par les Commissaires sur les règles de répartition et de ventilation entre activités ainsi que sur les règles d'activation des frais indirects ?

L'introduction de ces quatre rapports en même temps que le rapport annuel, soit pour le 14 février, ne semble pas réaliste. Ne serait-il pas opportun d'analyser la possibilité de les rentrer avec le rapport de l'année suivante (par exemple les rapports des Commissaires sur l'exercice 2014 seraient rentrés en février 2016 même temps que le rapport annuel 2015) ?

Dans le cadre du rapport périodique des Commissaires concernant les règles d'activation des frais indirects, le Commissaire sera amené à vérifier si les règles appliquées par le GRD en ce qui concerne le système d'activation des frais indirects sont économiquement justifiées et adéquates. Que faut-il entendre par « *économiquement justifiées et adéquates* » ?

Comme toute mise en place d'un nouvel élément de méthodologie tarifaire, et vu les remarques, non exhaustives, formulées ci-dessus, il semble opportun que la consultation publique organisée par la CWaPE au sujet de la méthodologie et des rapports spécifiques des Commissaires requis dans le cadre des méthodologies tarifaires ne se limite pas aux modalités actuellement prévues. Des réunions de travail devraient être organisées en présence conjointe des Commissaires, de la CWaPE, des GRD et de l'Institut des Réviseurs. Le souhait de la CWaPE d'obtenir un degré de confiance raisonnable quant aux données financières rapportées est parfaitement légitime mais, pour que cette entreprise soit couronnée de succès, il est indispensable de prévoir avec précaution les règles et le calendrier de mise en œuvre. Il convient par ailleurs d'aborder sans tabou la question du coût nécessaire à la mise en place des structures et systèmes permettant de rencontrer les préoccupations de contrôle de chacun et de baliser la sphère de contrôle que chaque entité compte opérer. En effet, des contrôles accrus menés dans le cadre de normes d'audit bien connues devraient permettre par ailleurs de limiter l'ampleur des rapports et justificatifs à fournir au régulateur.

Dans ce cadre, ne serait-il pas intéressant de mettre à profit la période réglementaire transitoire 2015-2016 pour, en concertation avec les Commissaires, les GRD et la CWaPE, installer l'environnement nécessaire à la réalisation de ces rapports par les Commissaires avant d'en faire des éléments obligatoires du rapport annuel à partir de 2017 ?

6. AVIS SUR LES MODÈLES DE RAPPORT EX POST ET EX ANTE

Comme expliqué précédemment, les modèles de rapport sont importants pour la gestion des GRD. En vue d'une saine régulation, ils doivent être établis, tout comme la méthodologie tarifaire l'est, en étroite concertation entre le régulateur et les entités régulées. En outre, cette concertation doit être réalisée dans des délais qui permettent de prendre le temps nécessaire à la concertation entre intervenants. Elle doit également débuter suffisamment tôt pour permettre leur application au moment de l'établissement de la proposition tarifaire.

Etant donné que la nouvelle méthodologie transitoire présentée par la CWaPE pour la période transitoire 2015-2016 a été établie en s'inspirant largement des arrêtés royaux tarifaires pluriannuels du 2 septembre 2008, ORES recommande de ne pas apporter de modifications substantielles aux modèles de rapport ex post et ex ante et de les garder identiques ou quasiment identiques à ceux utilisés depuis la mise en vigueur des arrêtés royaux tarifaires pluriannuels du 2 septembre 2008.

Vu ces remarques, ORES propose, autant que possible, en ce qui concerne :

- le modèle de rapport ex ante électricité et gaz : de s'en tenir au modèle de rapport communiqué par la CWaPE à l'issue de la concertation informelle organisée entre le 20 décembre 2013 et le 16 janvier 2014 sur le modèle de rapport ex ante électricité
- le modèle de rapport ex post électricité et gaz : étant donné que ce rapport ne devra être complété pour la 1^{ère} fois que pour le rapport annuel relatif à l'exercice 2015 (et donc en 2016), d'organiser une consultation spécifique à ce modèle de rapport début 2015

Les modèles de rapport proposés par la CWaPE s'inspirent donc largement de ceux proposés initialement par la CREG et qui ont servi de base aux propositions tarifaires 2009-2012. Comme déjà fait remarquer à la CREG au moment de l'élaboration de ces modèles de rapport, ORES insiste sur la nécessité d'accorder une certaine flexibilité au niveau des rubriques analytiques et tarifaires tout en préservant le schéma général proposé par la CREG puis la CWaPE, et ce notamment afin de permettre la prise en compte des spécificités de chaque GRD. A titre d'illustration, dans le cadre des propositions tarifaires approuvées 2009-2012, ORES a ajouté des rubriques comptables qui n'étaient pas prévues dans certains tableaux spécifiques mais qui sont néanmoins utilisées dans la comptabilité du GRD et qu'il convient donc d'ajouter afin de garantir l'exhaustivité des données transmises au travers des modèles de rapport.



Monsieur Francis GHIGNY
Président de la CWaPE
route de Louvain-la-Neuve 4 bte 12
5001 NAMUR (Belgrade)

O127/Dir

Bruxelles, le 30 juillet 2014

Monsieur le Président,

Dans le cadre de votre consultation publique formelle du 2 au 30 juillet 2014 relative aux propositions de méthodologies tarifaires transitoires (2015-2016), vous trouverez en annexe un document synthétisant nos principales remarques sur vos propositions. Il s'agit essentiellement de remarques que nous avons déjà formulées lors de vos consultations précédentes, pour lesquelles nous vous remercions.

Nous apprécions d'avoir été entendu à nouveau lors de la réunion de concertation de ce 30 juillet avec l'ensemble des GRD.

Les propositions de méthodologies tarifaires transitoires ont le mérite d'offrir une certaine continuité avec le cadre réglementaire instauré au niveau fédéral et s'appuient sur un socle juridique solide, suite à l'adoption du décret modificatif Electricité du 11 avril 2014.

Ce décret prévoit ainsi explicitement, qu'à défaut de décision prise par la CREG avant le 1/7/2014, il revient à la CWaPE de déterminer la hauteur et/ou l'affectation des soldes réglementaires du passé. Il nous semble effectivement important qu'après une prolongation des tarifs GRD 2012 sur la période 2013-2014, la CWaPE puisse approuver de nouveaux tarifs au 1^{er} janvier 2015, qui intégreront déjà une récupération des soldes réglementaires du passé.

Nous ne pourrions pas accepter que la CWaPE prétexte de la situation en Flandre où il existe un vide juridique et donc une incertitude concernant le régulateur qui sera compétent pour approuver et affecter les soldes réglementaires du passé, pour ne pas accepter l'intégration partielle des soldes réglementaires dans les tarifs 2015-2016 des GRD wallons.

Nous espérons que les méthodologies tarifaires définitivement adoptées par la CWaPE respecteront les lignes directrices existantes, ainsi que les orientations de la Déclaration de Politique Régionale (DPR 2014-2019) du nouveau Gouvernement wallon.

La DPR prône une répartition transparente et équitable des charges entre l'ensemble des usagers. Ce principe s'applique également aux prosumers et nous sommes dès lors favorables, pour des raisons d'équité et de solidarité, que les prosumers contribuent dès que possible au financement de l'utilisation du réseau.

Dans un souci de tarification transparente, les coûts liés aux obligations de services publics devraient faire partie des éléments pouvant être facilement identifiés et donc apparaître clairement et distinctement dans la grille tarifaire et sur la facture. Cette demande va dans le sens de la DPR qui prône d'identifier clairement les composantes de la facture.

La DPR prévoit aussi comme ligne directrice, une évolution du modèle de rémunération de l'usage du réseau tenant compte de l'évolution du parc de production (décentralisation accrue). Nous pensons également que le modèle de rémunération de l'usage du réseau basée essentiellement aujourd'hui sur des tarifs proportionnels devra à l'avenir évoluer vers un système davantage capacitaire et qui respecte le principe de réfectivité des coûts, tant pour le prélèvement que pour l'injection. Nous sommes conscients que cette évolution ne pourra se réaliser qu'à partir de la période régulatoire 2017-2021.

En ce qui concerne la procédure de soumission et d'approbation des tarifs, nous prônons un meilleur équilibre entre les délais que s'octroie la CWaPE et les délais imposés aux GRD.

Enfin, nous souhaiterions insister sur un cadre régulatoire transparent, stable et prévisible.

La transparence implique que la CWaPE motive clairement toute différence entre sa proposition de méthodologie tarifaire, soumise à consultation, et la méthodologie tarifaire définitivement adoptée.

Il importe également que la méthodologie tarifaire de la CWaPE reste en vigueur durant toute la période tarifaire, sauf circonstances exceptionnelles et/ou changement de périmètre de l'activité des GRD.

En vous remerciant pour l'organisation de cette consultation, nous vous prions d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de nos meilleurs sentiments.

Cordialement.



Jacques Glorieux
Directeur adjoint

ANNEXE

Consultation CWaPE sur les méthodologies tarifaires transitoires pour la période 2015-2016: commentaires INTER-REGIES (juillet 2014)

En complément du courrier, veuillez trouver ci-dessous les remarques formulées par les GRD purs sur les propositions de la CWaPE fixant les méthodologies tarifaires transitoires, tels que publiées le 2 juillet 2014 sur son site web. Les remarques sont formulées pour l'Electricité mais valent également pour le gaz.

- Le revenu total et la marge équitable (Chapitre II)

- Le revenu total (section 1)

- Coût des OSP

Dans un souci de tarification transparente, les *coûts liés aux obligations de services publics* devraient faire partie des éléments pouvant être facilement identifiés et donc apparaître clairement et distinctement dans la grille tarifaire.

Ils devraient e.a. être listés dans le revenu total défini à l'art.2 § 1^{er} de la proposition de méthodologie tarifaire Electricité.

- Charges de pension des agents sous statut public

Conformément à l'article 14, §2 du décret modificatif Electricité du 11 avril 2014, les *charges de pension des agents sous statut public* du gestionnaire de réseau ou de la filiale ou sous-filiale ayant une activité régulée de gestion de réseau de distribution sont considérées comme des coûts non gérables.

Cela rejoint la position défendue par les GRD purs lors des consultations précédentes. En effet, les GRD purs n'ont aucune prise sur les charges de pension des agents sous statut public car celles-ci résultent d'une situation du passé et les taux de cotisations ONSS APL sont fixés par la loi et sont en constante évolution¹. 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 liées aux cotisations.

Le décret ne semble pas faire de distinction entre un GRD affilié à l'ONSSAPL et un GRD qui dispose de son propre fonds de pension.

¹ - 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%.

➤ Marge équitable et actif régulé primaire et secondaire (section 2 et 3)

La proposition de méthodologie tarifaire transitoire s'inspire 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 net sont exclus, sans aucune justification de ce choix. Cette exclusion affecte lourdement certains GRD purs, comme la Régie de Wavre.

Dans la plupart des pays de l'UE², les régulateurs prévoient cependant une rémunération sur le (besoin) en fonds de roulement net, avec éventuellement un plafond. Nous demandons à la CWaPE de reconsidérer sa position ou du moins de justifier son choix.

- 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.

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.

² CEER, Regulatory aspects of Energy Investment Conditions in European Countries, 4/7/2013, p. 5: "Many countries also include working capital in the RAB, albeit with specific rules for its determination and inclusion."

○ Maîtrise des coûts (Chapitre VII)

➤ Plafond des couts gérables

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

C'est le cas avec 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, qui conduira à des coûts de développements importants en 2015 et 2016.

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.

➤ Soldes réglementaires

La CWaPE a supprimé l'article 34, §2 de l'acte préparatoire du 6 février 2014 qui prévoyait que « *le solde cumulé portant sur les coûts non gérables des années 2008 à 2014, tel qu'approuvé par le régulateur compétent au moment du dépôt de la proposition tarifaire 2015-2016 et non encore affecté, est ajouté au revenu total que le gestionnaire de réseau budgètera pour la période tarifaire 2015-2016 et ce, pour chaque année, à hauteur de 1/7ème du montant total cumulé* ».

L'argument avancée par la CWaPE selon laquelle « *Suite à une action en justice, actuellement en cours, et initiée par un gestionnaire de réseau de distribution (flamand) à l'encontre du régulateur fédéral, une incertitude existe concernant le régulateur qui sera compétent pour approuver et/ou affecter les soldes réglementaires des années 2008 à 2014* » est valable pour la Flandre où il existe un vide juridique mais elle n'est pas transposable en Région wallonne.

En effet, le décret modificatif Electricité du 11 avril 2014 prévoit explicitement à l'art. 66 :

« *Art. 66. A dater de l'entrée en vigueur de la loi de transfert de compétences en matière de tarifs de distribution de gaz et d'électricité (...), la CWaPE :*

- *détermine, à défaut de décision prise par les autorités fédérales compétentes antérieurement au transfert de la compétence tarifaire, la hauteur et/ou l'affectation et la répartition des soldes réglementaires des années antérieures à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs approuvés par la CWaPE. La règle d'affectation des soldes non gérables aux tarifs et des soldes gérables au résultat de l'exercice continue à s'appliquer; »*

Nous demandons donc à la CWaPE de respecter le décret.

o **Structure tarifaire (Chapitre III)**

➤ **Tarif prosumer**

La CWaPE indique qu' : « afin de favoriser la mise en oeuvre d'une tarification équitable et sous réserve de l'adoption des dispositions législatives ou réglementaires éventuellement requises, la méthodologie tarifaire transitoire 2015-2016 prévoit que pour les clients raccordés sur le réseau d'électricité basse tension, l'ensemble des tarifs du gestionnaire de réseau de distribution, ainsi que les surcharges et autres prélèvements collectés par le GRD, soient fonction des prélèvements bruts (hors compensation) ».

Pour des raisons de solidarité et de non-discrimination, les GRD purs sont, comme la CWaPE, favorables à l'introduction d'un tarif prosumer (basé sur les prélèvements bruts).

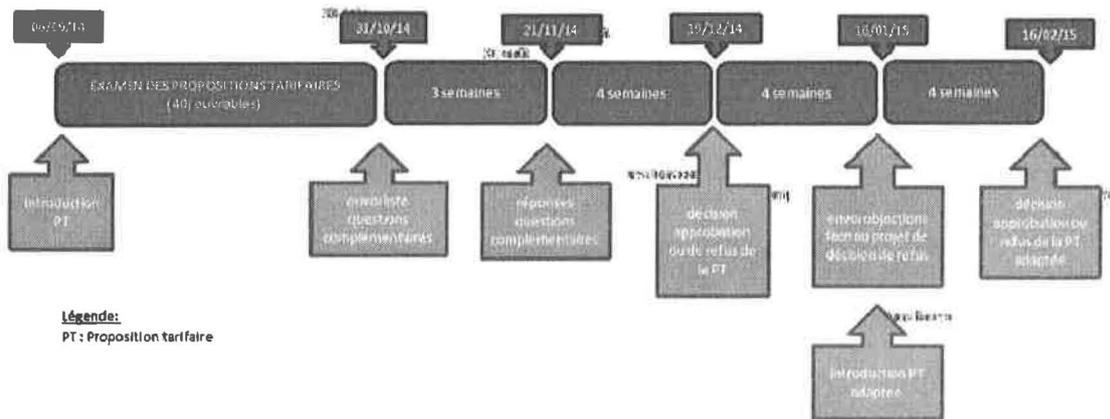
Tout report de l'introduction d'un tarif prosumer impactera les soldes régulateurs à la hausse, d'où la nécessité de récupérer dès à présent les soldes régulateurs du passé.

Par ailleurs, ce report pénaliserait également les GRD où on observe actuellement un haut taux de pénétration du photovoltaïque.

L'introduction d'un tarif prosumer ne peut conduire à une remise en cause 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.

o **Procédure de soumission et d'approbation des tarifs (Chapitre V)**

La procédure actuellement proposée par la CWaPE est la suivante:



Les GRD proposent un calendrier alternatif afin de pouvoir disposer de tarifs pour fin 2014 (proposition 1). A défaut, ils demandent de rééquilibrer les échéances intermédiaires de façon à ce que les délais dont disposent la CWaPE et les GRD soient similaires et équitables (proposition 2).

	Proposition CWaPE	Proposition 1	Proposition 2
Introduction PT	08/09/2014	08/09/2014	08/09/2014
Envoi questions complémentaires	31/10/2014	17/10/2014	17/10/2014
Réponse questions complémentaires	21/11/2014	14/11/2014	17/11/2014
Décision approbation ou refus PT	19/12/2014	28/11/2014	15/12/2014
Introduction PT adapté	16/01/2015	12/12/2015	16/01/2015
Décision approbation ou refus PT adapté	16/02/2015	29/12/2015	14/02/2015

- **Obligations comptables (Chapitre VIII)**

Il y aurait lieu de définir de façon précise ce que l'on entend par « activités régulées ».

Les remarques que nous avons précédemment formulées par rapport aux « lignes directrices concernant la notice méthodologique et les rapports spécifiques des Commissaires » restent valables.

- **Modèles de rapport pour GRD bi-régionaux**

Comme exprimé antérieurement, les contraintes imposées aux GRD bi-régionaux sont trop lourdes. Nous prônons l'utilisation de clés de répartition plutôt que la création d'un secteur d'activité spécifique.

Consultation CWaPE sur les méthodologies tarifaires transitoires pour la période 2015-2016 (publiées le 1er juillet 2014)

Commentaires RESA (juillet 2014)

Nous apprécions d'avoir été à nouveau entendus dans le cadre de ce processus de consultation formelle.

Les propositions de méthodologies tarifaires transitoires ont le mérite d'offrir une certaine continuité avec le cadre réglementaire instauré au niveau fédéral et s'appuient sur un socle juridique solide, suite à l'adoption du décret modificatif Electricité du 11 avril 2014.

Entre temps, les orientations de la Déclaration de Politique Régionale (DPR 2014-2019) du nouveau Gouvernement Wallon sont connues, ce qui ne manquera pas d'impacter la Tarification progressive (TPSF), telle que définie par l'AGW du 16 janvier 2014 ainsi que la répartition transparente et équitable des charges entre l'ensemble des usagers. Ce principe s'applique également aux prosumers.

La DPR prévoit aussi comme ligne directrice, une évolution du modèle de rémunération de l'usage du réseau tenant compte de l'évolution du parc de production (décentralisation accrue). Nous pensons également que le modèle de rémunération de l'usage du réseau basée essentiellement aujourd'hui sur des tarifs proportionnels devra à l'avenir évoluer vers un système davantage capacitaire et qui respecte le principe de réflectivité des coûts, tant pour le prélèvement que pour l'injection. Nous sommes conscients que cette évolution ne pourra se réaliser qu'à partir de la période réglementaire 2017-2022.

Vous trouverez ci-dessous nos remarques sur la méthodologie objet de la consultation.

- **Le revenu total et la marge équitable (Chapitre II)**

- Le revenu total (section 1)

- Coût des OSP

Dans un souci de tarification transparente, les *coûts liés aux obligations de services publics* devraient faire partie des éléments pouvant être facilement identifiés et donc apparaître clairement et distinctement dans la grille tarifaire.

Ils devraient entre autres être listés dans le revenu total défini à l'art.2 § 1^{er} de la proposition de méthodologie tarifaire Electricité.

Cette demande va dans le sens de la DPR qui prône d'identifier clairement les composantes de la facture.

- Charges de pension des agents sous statut public

Conformément à l'article 14, §2 du décret modificatif Electricité du 11 avril 2014, les *charges de pension des agents sous statut public* du gestionnaire de réseau ou de la filiale ou sous-filiale ayant une activité régulée de gestion de réseau de distribution sont considérées comme des coûts non gérables.

Cela rejoint la position défendue par les GRD purs lors des consultations précédentes. En effet, les GRD purs n'ont aucune prise sur les charges de pension des agents sous statut public car celles-ci résultent d'une situation du passé et les taux de cotisations ONSS APL sont fixés par la loi et sont en constante évolution¹. Rappelons que les GRD purs (intercommunales), qui étaient 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.

➤ Marge équitable et actif régulé primaire et secondaire (section 2 et 3)

La proposition de méthodologie tarifaire transitoire s'inspire 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 net sont exclus, sans aucune justification de ce choix. Cette exclusion affecte lourdement certains GRD purs, comme la Régie de Wavre.

Dans la plupart des pays de l'UE², les régulateurs prévoient cependant une rémunération sur le (besoin) en fonds de roulement net, avec éventuellement un plafond. Nous demandons à la CWaPE de reconsidérer sa position ou du moins de justifier son choix.

- 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.

Nous nous réjouissons de la volonté de la CWaPE de promouvoir les nouveaux investissements nécessaires notamment 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.

La révision ex post du pourcentage de rendement primaire est un principe qui doit absolument être maintenu selon nous. 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.

¹ - 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%.

² CEER, Regulatory aspects of Energy Investment Conditions in European Countries, 4/7/2013, p. 5: "Many countries also include working capital in the RAB, albeit with specific rules for its determination and inclusion."

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.

Dans la même idée, bien que nous comprenions le souhait de la CWaPE d'assurer une continuité dans le cadre du régime transitoire, les paramètres qui constituent la formule de détermination de la rémunération équitable doivent être des paramètres de marché pour permettre une rémunération de l'investisseur à la hauteur du risque encourus (exemple : prime de risque, OLO, coefficient d'illiquidité...). Nous avons demandé à la banque Degroof de réactualiser le rapport qu'ils avaient établi en septembre 2011. Nous nous permettons de vous le communiquer. Ces paramètres doivent pouvoir assurer une rémunération réaliste pour des capitaux investis dans les infrastructures d'électricité et de gaz.

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, nous constatons 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.

Les investissements d'un GRD ont une durée de vie moyenne approximative de 30 ans.

Conformément à une demande de nos demandes, 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.

- **Maîtrise des coûts (Chapitre VII)**

- Plafond des couts gérables

Nous accueillons favorablement la proposition de la CWaPE d'adapter le plafond des coûts gérables permettant aux GRD d'intégrer des surcoûts transitoires.

C'est le cas avec la mise en œuvre d'une nouvelle clearing house (Atrias), commune à l'ensemble des GRD, et appelée de leurs vœux par les fournisseurs et les régulateurs régionaux, qui conduira à des coûts de développements importants en 2015 et 2016.

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.

o **Structure tarifaire (Chapitre III)**

➤ **Tarif sur le prélèvement brut**

La CWaPE indique qu' : « afin de favoriser la mise en oeuvre d'une tarification équitable et sous réserve de l'adoption des dispositions législatives ou réglementaires éventuellement requises, la méthodologie tarifaire transitoire 2015-2016 prévoit que pour les clients raccordés sur le réseau d'électricité basse tension, l'ensemble des tarifs du gestionnaire de réseau de distribution, ainsi que les surcharges et autres prélèvements collectés par le GRD, soient fonction des prélèvements bruts (hors compensation) ».

Pour des raisons de solidarité et de non-discrimination, nous sommes favorables à l'introduction d'un tarif basé sur les prélèvements bruts. L'introduction d'un tel tarif permettrait de limiter le tarif de distribution.

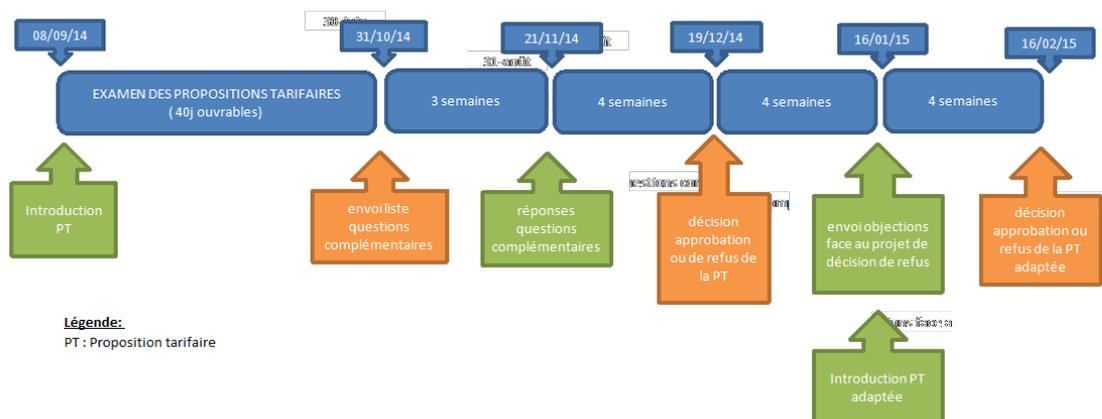
Par ailleurs, un report pénaliserait également les GRD où on observe actuellement un haut taux de pénétration du photovoltaïque.

L'introduction d'un tarif sur le prélèvement brut ne peut conduire à une remise en cause 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.

o **Procédure de soumission et d'approbation des tarifs (Chapitre V)**

En ce qui concerne la procédure de soumission et d'approbation des tarifs, nous prôtons un meilleur équilibre entre les délais de la CWaPE et les délais imposés aux GRD.

La procédure actuellement proposée par la CWaPE est la suivante :



Nous souhaiterions un rééquilibrage des échéances intermédiaires de façon à ce que les délais dont disposent la CWaPE et les GRD soient similaires et équitables.

Nous proposons de remplacer les dates comme suit :

- Échéance du 31/10 → 17/10
- Échéance du 21/11 → 14/11
- Échéance du 19/12 → 28/11
- Échéance du 16/01 → 12/12
- Échéance du 16/02 → 26/12

Il conviendrait de prévoir la date de publication officielle des tarifs approuvés.

- **Obligations comptables (Chapitre VIII)**

Il y aurait lieu de définir de façon précise ce que l'on entend par « activités régulés ».

Les remarques que nous avons précédemment formulées par rapport aux « lignes directrices concernant la notice méthodologique et les rapports spécifiques des Commissaires » restent valables.

Nous insistons sur les coûts supplémentaires que va engendrer l'établissement de ces rapports pour les GRD, dont les effets devraient être considérés comme non gérables.

- **Autres considérations**

Nous souhaiterions insister sur un cadre réglementaire transparent, stable et prévisible.

La transparence implique que la CWaPE motive clairement toute différence entre sa proposition de méthodologie tarifaire, soumise à consultation, et la méthodologie tarifaire définitivement adoptée.

Il importe également que la méthodologie tarifaire de la CWaPE reste en vigueur durant toute la période tarifaire, sauf circonstances exceptionnelles et/ou événements majeurs et/ou changement de périmètre de l'activité des GRD.

Monsieur F. Ghigny
Président
CWaPE
Route de Louvain-La-Neuve, 4 bte 12
B-5001 Namur (Belgrade)

Bruxelles, le 30 juillet 2014

Notre référence FOUR/Wall/005/2014

Votre référence -

Contact: Vincent Deblocq

Téléphone: 0032 2 500 85 87

Mail: vincent.deblocq@febeg.be

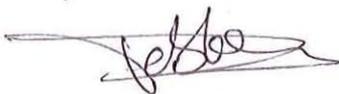
Sujet: Consultation publique sur les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux GRD d'électricité et aux GRD de gaz naturel pour la période 2015-2016: Position FEBEG

Monsieur Ghigny,

Vous trouverez ci-joint réaction de la FEBEG dans le cadre de la consultation publique organisée par la CWaPE sur les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux GRD d'électricité pour la période 2015-2016.

Restant à votre disposition pour toute information complémentaire, je vous prie de croire, Monsieur Ghigny, à l'expression de nos sentiments distingués.

pour le compte de



Vincent Deblocq

Marc Van den Bosch
Directeur général

Sujet: Consultation sur les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux GRD d'électricité et aux GRD de gaz naturel pour la période 2015-2016: documents soumis à consultation : Position FEBEG

Date: 30 juillet 2014

Contact: Vincent Deblocq

Tél: 0032 2 500 85 94

Mail: vincent.deblocq@febeg.be

La présente note a pour objectif d'exposer les commentaires et remarques de la FEBEG dans le cadre de la consultation publique organisée par la CWaPE sur les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux GRD d'électricité pour la période 2015-2016. Cette note complète la note de position du 3.01.2014 FEBEG relative au transfert de la compétence tarifaire, ainsi que son courrier du 27.06.2014 sur le principe de tarification équitable/tarif PROSUMER.

Traitement du volume brut : contraintes opérationnelles des fournisseurs

La FEBEG insiste fortement sur le fait que les systèmes informatiques et de facturation des fournisseurs sont actuellement conçus pour pouvoir exclusivement traiter un seul volume de consommation. Or, le mécanisme envisagé reviendrait à devoir appliquer une facturation sur base de deux volumes de consommation différents : une facturation des coûts de réseau sur base de l'énergie brute prélevée et une facturation de la composante énergie sur base du volume net compensé. **Un tel changement de paradigme nécessiterait une révision coûteuse et complète sur l'ensemble de la chaîne des systèmes de gestion et de facturation des fournisseurs, qui ne pourrait en aucun cas être finalisée pour le 1.1.2015.**

Une entrée en vigueur de la mesure au 1.01.2015, entraînerait inévitablement que toutes les factures émises par les fournisseurs pour les PROSUMERS seraient incorrectes. Les systèmes des fournisseurs ne pouvant en effet se baser que sur un seul et même volume, les systèmes ne pourraient appliquer qu'un des deux volumes proposés à l'ensemble des composantes de la facture, ce qui mènerait dans tous les cas à une facturation incorrecte. Un risque complémentaire réside dans le fait qu'ayant reçu deux messages contenant chacun un volume de consommation, le fournisseur émettrait deux factures à son client PROSUMER, l'une basée sur le volume brut, et l'autre sur le volume net, mais avec un volume appliqué chaque fois à l'ensemble de la facture. La FEBEG observe en outre que la détermination du volume brut prélevé pour les PROSUMERS ne disposant pas de compteur double-flux ou intelligent serait réalisée sur base d'une estimation, ce qui pourrait générer un nombre de plaintes élevés. Tant par la complexification importante qu'elle représente au niveau de la facture, que par son risque d'incompréhensions et de plaintes, la mesure envisagée ferait également reposer des risques d'impayés supplémentaires à charge du fournisseur.

Si un tel principe devait être adopté, la FEBEG estime qu'un délai de 2 ans minimum s'avère nécessaire afin de permettre aux acteurs de marché d'adapter leurs procédures et de faire coïncider les adaptations systèmes requises, avec l'entrée en vigueur du futur MIG. Une telle mesure permettrait en outre de minimiser au maximum les coûts d'implémentation de la mesure, et ce, au bénéfice du consommateur. **En attendant l'entrée en vigueur du prochain MIG, les fournisseurs n'ont pas d'autre alternative que d'assimiler « l'énergie active brute prélevée » à la « consommation nette mesurée par le compteur ».**

Réflexions sur les principes d'une application tarifaire sur base du volume brut

Si la FEBEG comprend fondamentalement le principe défendu par la CWaPE de faire contribuer équitablement les utilisateurs aux coûts du réseau sur base de la quantité d'électricité réellement prélevée. Cependant elle demande que ce principe soit appliqué identiquement à la facturation de la composante énergie. Il est en effet tout-à-fait illogique que le mécanisme de compensation annuelle entre la production et la consommation soit maintenu par défaut, en l'absence de compteur double flux, pour la partie énergie, et qu'il soit supprimé pour la partie réseau puisque cela reviendrait à accepter que les coûts imposés par une situation à deux acteurs différents (GRD et fournisseurs) puissent être compensés pour l'un d'entre eux, et non pour l'autre. Si le mécanisme de la compensation entre énergie consommée et énergie injectée représente un coût de plus en plus important pour les gestionnaires de réseau, la FEBEG tient à souligner qu'il en est de même pour les fournisseurs. Ce mécanisme empêche en effet toute valorisation au juste coût (c.-à-d. au prix de marché), tant de l'énergie prélevée que de l'énergie injectée, et entrave le développement de solutions durables en matière de gestion de l'équilibre du système :

- *Coût de gestion du sourcing* : le mécanisme de compensation ne permet pas d'assurer une valorisation au juste coût, c'est-à-dire aux prix de marché, de l'énergie sourcée par les fournisseurs. En effet, les fournisseurs constatent d'importantes différences de valorisation de prix entre le moment où l'énergie est sourcée et le moment où cette énergie doit être fournie au client en cas de production intermittente défavorable, ou déversée sur un marché d'échange en cas de production intermittente favorable non prévue. Ces différences de valeurs de l'énergie représentent un coût de plus en plus important à charge des seuls fournisseurs. Le placement d'un compteur intelligent permettrait de valoriser au juste coût l'énergie consommée/injectée par le PROSUMERS, sans impacter le fournisseur.
- *Gestion de l'équilibre du système*: les fournisseurs, dans leur fonction de responsable d'équilibre, doivent continuellement assurer l'équilibre de leur portefeuille sur base de trois sources de productions : l'énergie acquise via les hub, leurs productions propres et les productions intermittentes locales. Or l'augmentation spectaculaire de ce dernier type de production, et de la production photovoltaïque en particulier, complexifie particulièrement la gestion de l'équilibre de réseau. Ce qui n'est évidemment pas sans conséquence sur les risques de déséquilibre du système et les coûts qui en découlent. Le placement de compteurs intelligents chez les PROSUMERS permettrait de développer des solutions durables en matière de gestion de l'équilibre du système qui soient en ligne avec les rôles et responsabilités des différents acteurs de marché

La FEBEG insiste dès lors fortement pour que la généralisation de systèmes de mesures double flux ou intelligents auprès des PROSUMERS puisse être mise en œuvre, ce qui pourrait représenter en outre un levier d'action particulièrement important pour la gestion de l'équilibre du système.

Contribution au réseau et tarif capacitaire

La FEBEG rappelle qu'elle est favorable à l'introduction d'un tarif de type capacitaire sur le prélèvement en basse tension, qui permettrait à tous les utilisateurs de réseau de contribuer équitablement aux coûts du réseau et d'éviter ainsi que l'ensemble de ces coûts repose sur les utilisateurs ne disposant pas d'unité de production. L'objectif recherché par la proposition pourrait ainsi être rencontré par un tel système capacitaire sans générer les inconvénients cités ci-dessus. A cet effet, la FEBEG est disposée à entamer toute discussion en vue de définir la forme la plus adéquate que devrait revêtir un tel mécanisme.

Révision du modèle de marché

Pour la FEBEG, la proposition de faire contribuer les utilisateurs aux coûts du réseau sur base de la quantité d'électricité réellement prélevée accentue encore plus les charges et risques assumés par les fournisseurs dans leur rôle d'intermédiaire pour la facturation et la perception des coûts de réseau. Cette proposition illustre et justifie parfaitement les demandes formulées par la FEBEG en la matière. La FEBEG rappelle en effet 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 doit être répercutée sur des volumes moins importants en raison de l'augmentation de l'autoproduction, 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 et les coûts administratifs de facturation des coûts de réseau sont devenus très difficilement supportables pour les revenus générés par la composante énergie, qui est particulièrement négligeable dans le scénario PROSUMERS. Pour la FEBEG, la régionalisation des coûts de distribution est le moment idéal pour examiner à nouveau l'impact du modèle de marché et procéder aux adaptations requises.

Opposition à toute forme de tarif d'injection

La FEBEG observe que la proposition de méthodologie tarifaire prévoit des tarifs d'injection dans les 3 blocs tarifaires (utilisation réseau, auxiliaires, surcharges). La FEBEG est clairement opposée à toute forme de tarifs d'injection qui représentent une entrave au développement d'un *level playing field* pour les installations de production situées en Région wallonne. Un tel tarif entraîne en effet des discriminations entre différents producteurs d'une part, et favorise l'importation d'autre part, étant donné que les pays voisins n'appliquent aucun tarif d'injection ou des tarifs moins élevés. De tels tarifs d'injection vont clairement à l'encontre des politiques énergétiques européennes et wallonnes qui prônent le bon fonctionnement du marché et la promotion des énergies renouvelables.

Prérequis en matière de la définition et l'application tarifaire

La FEBEG souhaite rappeler ses autres grands principes généraux au sujet du transfert de la compétence tarifaire, tels que notamment communiqués via sa note de position du 3.01.2014.

▪ *Primauté du principe de non-rétroactivité d'application des tarifs :*

Toute modification ou adaptation des tarifs en cours de période tarifaire, quelles qu'en soient les causes, en ce compris judiciaires, ne peuvent 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.

▪ *Publication rapide de nouveaux tarifs de distribution approuvés et délai suffisant entre la décision et son entrée en vigueur effective :*

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. Afin de permettre aux fournisseurs d'implémenter les changements, la FEBEG demande de prévoir un délai d'un mois minimum dans le cas de modifications de paramètres, et un délai minimal de 4 à 6 mois dans le cas de changements de structure tarifaire, du nombre des composantes tarifaires ou de méthodologie.

- *Uniformisation au maximum de la structure des coûts et les modalités d'application des tarifs de distribution, et ce à travers les différentes régions :*

La régionalisation de la compétence tarifaire représente une opportunité pour que, dans la mesure du possible, l'on puisse tendre, entre les Régions, vers une simplification, une harmonisation et une transparence de la structure des tarifs et de leur mise en œuvre.

- *Structures tarifaires simples et fidèles aux coûts ;*

De manière générale, la FEBEG estime que la structure tarifaire doit répondre fidèlement aux principes de réfectivité des coûts et de non-discrimination.

Consultation de la CWaPE sur la méthodologie tarifaire Oppositions de l'ASBL TPCV

L'ASBL TPCV est une association qui défend les droits et intérêts des petits producteurs d'électricité verte. Créée au printemps 2013, elle compte environ 14000 membres.

Elle s'oppose à la suppression du bénéfice du principe du compteur qui tourne à l'envers sur la partie réglementée de la facture d'électricité pour les petits auto-producteurs d'électricité verte dont l'installation a été mise en service avant la publication de la méthodologie tarifaire.

Elle conteste donc la tarification sur base de l'énergie active brute prélevée plutôt que l'énergie active nette prélevée dans l'énoncé des articles 9 et 11. Elle conteste également la possibilité d'estimation forfaitaire de l'énergie active brute prélevée offerte aux GRD.

La méthodologie tarifaire proposée est contraire entre autres :

- à une décision récente de la cour d'appel de Bruxelles ;
- au règlement technique distribution d'électricité ;
- à l'arrêté du gouvernement wallon sur la promotion de l'électricité verte ;
- à l'arrêté du gouvernement wallon sur les obligations de service public sur le marché de l'électricité ;
- aux avis et décisions de la CWaPE sur l'ensemble de la période 2007 → 2011 ;
- aux déclarations du président de la CWaPE au parlement wallon en janvier 2011 ;
- à la règle appliquée par la CWaPE aux installations HT antérieures à 2011 dans sa communication sur le principe de compensation ;
- à la documentation publiée par l'administration wallonne pour encourager le placement d'installations de production d'électricité verte ;
- aux réponses du ministre wallon de l'énergie à des questions parlementaires ;
- aux attentes légitimes des auto-producteurs dont l'installation a été mise en service avant la publication de la méthodologie tarifaire.

L'estimation forfaitaire de l'énergie brute prélevée est :

- un abus de pouvoir ;
- inéquitable entre les différentes filières de production d'électricité verte ;
- inéquitable entre les différentes installations PV (exposition, vieillissement, décrochages par surtension, suiveur, etc.) ;
- particulièrement inapplicable pour les unités de cogénération.

L'alternative du placement d'un compteur double flux est inapplicable vu son prix prohibitif chez certains ou tous les GRD.

Par ailleurs, la méthodologie tarifaire proposée incitera au démantèlement prématuré d'installations financées à grands frais par les consommateurs d'électricité.

L'ASBL TPCV fera appel contre la méthodologie tarifaire proposée.

L'ASBL contestera auprès des instances nationales et européennes concernées toute modification des trois textes législatifs et réglementaires précités qui auraient pour effet de valider la méthodologie tarifaire proposée.