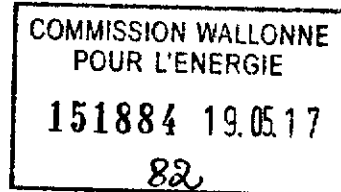




Gestionnaire de réseau de
distribution
Rue des Marais, 11
5300 Andenne

TVA BE0202.555.004

Tél. : 085/27.49.00.
www.aieg.be
admin@aieg.be



Andenne, le 18 mai 2017

CWAPE

Monsieur le Président
Monsieur le Directeur
Commission Wallonne pour l'Énergie
Route de Louvain-la-Neuve 4 Bte 12

5001 NAMUR

Par recommandé

Monsieur le Président,
Monsieur le Directeur,

Objet : Remarques émises quant à la proposition de méthodologie tarifaire 2019-2023.

Consécutivement à la réunion de concertation du 02 mai 2017 portant sur le projet de méthodologie tarifaire applicable aux GRD, nous vous faisons part de nos remarques.

Tout d'abord, nous tenons particulièrement à remercier la Commission Wallonne pour l'Énergie, qui depuis 2015, a associé et informé les GRD quant à la mise en œuvre des actes préparatoires de la méthodologie tarifaire. Mais également, pour la qualité et le niveau de détail du document proposé.

Nous souhaitons toutefois attirer votre attention sur différents points.

Le taux de rémunération paraît insuffisant et pourrait être un frein à l'autonomie communale. Il semble difficile voire impossible de rémunérer à la fois les communes (actionnaires), tout en remboursant l'emprunt nécessaire au rachat d'un réseau.

En ce qui concerne le plafonnement des amortissements, nous comprenons qu'un lien soit établi entre le plan d'adaptation, dont découle le plan stratégique, et le budget du GRD.

Toutefois, lorsque la sécurité d'approvisionnement peut être mise en cause ou qu'une raison externe non prévisible et non imputable au GRD nécessite des investissements supplémentaires, il devrait être possible d'intégrer un dépassement supérieur à 5% du plafond autorisé après concertation entre le GRD et la CWAPE.

Le facteur X de 1,5% par an, appliqué sur les coûts gérables durant la période régulatoire, semble difficilement supportable sans impact sur l'emploi et sur la qualité du service. D'autant plus, que ce taux ne prend pas en compte les efforts réalisés par le passé.

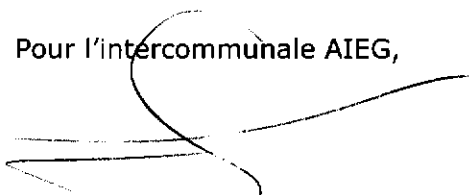
Un bonus ne pourrait-il pas être pris en compte, par exemple facteur X', quand l'effort a déjà été consenti ?

En ce qui concerne le placement des compteurs à budget, un bonus ne pourrait-il pas être intégré lorsque le GRD respecte le délai de 40 jours prévu par le décret ?

Concernant les projets spécifiques, ne serait-il pas possible d'intégrer d'autres projets dont la finalité est une réduction des charges liées aux Obligations de Service Public en concertation avec la CWaPE et moyennant un rapport circonstancié ?

Nous vous souhaitons bonne réception de la présente et vous prions d'agréer, Monsieur le Président, Monsieur le Directeur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Pour l'intercommunale AIEG,

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Guy Deleuze', written over a faint, illegible stamp or background.

Guy DELEUZE
Directeur général



Société Coopérative

Association Intercommunale d'Electricité du Sud du Hainaut

Membre d'INTER-REGIES et LE CABLE

Siège Administratif : Rue du Commerce 4 • B - 6470 RANCE

RPM Charleroi

TVA BE 0201.712.587

DEXIA : IBAN : BE11 0910 0074 8848

BIC : GKCCBEBB

POSTE : IBAN : BE40 0000 1721 4163

BIC : BPOTBEB1

Téléphone 32.(0)60.45.91.60

Téléfax 32.(0)60.41.17.94

Permanence dépannage

Jour et nuit 060-41.10.10

A RAPPELER DANS LA REPONSE
17-0018-DW/MR
N°

19 mai 2017

RANCE, le

Recommandé

CWAPE

Monsieur le Président

Monsieur le Directeur,

Route de Louvain-la-Neuve, 4 bte 12

5001

NAMUR

COMMISSION WALLONNE
POUR L'ENERGIE
151916 22.05.17
82

CONCERNE : remarques sur la proposition de méthodologie tarifaire 2019-2023

PERSONNE A CONTACTER : DIDIER WALLEE 060/45.91.66.

Monsieur le Président,
Monsieur le Directeur,

Suite à la dernière réunion de concertation sur la nouvelle méthodologie tarifaire pour les années 2019-2023, nous nous permettons de vous adresser quelques remarques au risque de répéter nos confrères GRD.

La décision relative au projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE nous semble insuffisamment motivée sur plusieurs points. Alors que la CWaPE nous oblige chaque année de lui remettre de plus en plus de rapports, de tableaux toujours plus détaillés, pour démontrer le bon fonctionnement de notre entreprise et le respect des obligations, nous regrettons de constater que la CWaPE nous impose pour la prochaine méthodologie des coefficients, des mesures de réductions, des plafonnements, sans nous en démontrer la validité, sans tenir compte des différences objectives entre GRD. Des mesures qui nous paraissent donc arbitraires.

Avec la volonté de ne pas reprendre une liste exhaustive des points que nous contestons de la nouvelle méthodologie tarifaire, ce qui serait trop long, permettez-nous de vous convaincre de la négativité des suivants :

- Le facteur d'efficience ou facteur X

La CWaPE propose l'imposition d'un facteur d'efficience ou de réduction des coûts contrôlables à hauteur de 1.5% par an sur base d'un exercice de benchmarking, avec la Pologne.

L'exercice de benchmarking de la CWaPE ne respecte absolument pas la ligne directrice fixée à l'article 4 §2 15° du Décret tarifaire qui impose que les techniques de comparaison doivent tenir compte des différences existant entre GRD.

Par ailleurs, comparer des facteurs de productivité entre pays n'a pas de sens si ce facteur de productivité ne porte pas sur la même base de coûts et si l'on ne tient pas compte de l'efficacité de départ des GRD, et de la qualité des prestations, dans un pays donné. Pour accepter cette comparaison, nous souhaiterions obtenir les informations qui ont été recueillies pour établir ce facteur ainsi que les résultats de votre analyse.

En l'absence d'un facteur de productivité, la stabilisation des coûts contrôlables des GRD constitue déjà en soi un effort puisque certains coûts évoluent plus vite que l'indice santé.

En imposant aux GRD à la fois un revenu autorisé de départ « raboté » et un facteur de productivité de 1.5%/an sur les coûts contrôlables (soit près de 6% sur la période 2019-2023), tout se passe comme si la CWaPE imposait un double facteur X aux GRD.

L'application d'un facteur de productivité aussi élevé impactera négativement la qualité des réseaux à moyen et long terme et se traduira inévitablement en des pertes nettes d'emplois à court et moyen terme.

Enfin on peut également se poser la question de la pertinence d'utiliser un facteur de productivité identique à l'ensemble des GRD wallons.

- Le plafonnement des amortissements.

La méthodologie tarifaire de la CWaPE plafonne également les charges d'amortissements qui seront indexés sur l'indice santé.

Les GRD devront dans les années à venir procéder à des investissements importants pour intégrer une part accrue d'énergies renouvelables dans leur réseau et évoluer vers des réseaux intelligents. Les GRD devront également faire face à des investissements informatiques accrus liés à la gestion intelligente des réseaux et des données (big data).

Selon les estimations des GRD, les charges d'amortissement prévisionnelles pour 2019 (conformes au plan d'adaptation des GRD approuvés par la CWaPE elle-même) entraînent des charges d'amortissement qui génèrent un revenu autorisé supérieur au plafond.

Le plafonnement des charges d'amortissement des GRD risque d'être un frein à l'investissement et ne favorisera donc pas le développement optimal des infrastructures de réseaux et l'intégration des productions décentralisées (voir at. 4§ 2 5° c et d du Décret).

- *La rémunération des capitaux investis*

Afin de déterminer le pourcentage de rendement des capitaux investis, la CWaPE utilise la formule du coût moyen pondéré des capitaux (CMPC) ou weighted average cost of capital (WACC).

Le pourcentage de rendement autorisé par la CWaPE est de 3.573 % (après impôt). Ce taux est plus faible que dans les autres Régions du Pays (Flandre et Bruxelles) et est un des plus faibles taux d'Europe.

Au vu des moyens engagés par les GRD et leurs communes actionnaires, un tel rendement (fixé pour 5 années) est excessivement faible et de surcroît il n'est pas revu ex post.

Il risque donc de ne plus permettre d'attirer de nouveaux investissements de capitaux dans nos réseaux – ceci à un moment où l'activité d'investissement est accrue à cause de l'introduction de nouvelles technologies et des besoins importants nouveaux liés à la transition énergétique.

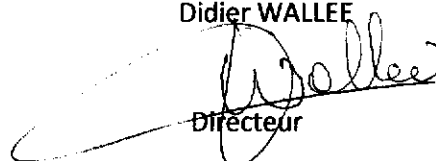
Nous estimons que cette rémunération excessivement faible des capitaux investis est non conforme à l'art. 4 § 2 8° du Décret tarifaire.

Pour le calcul du coût moyen pondéré des capitaux, la CWaPE ne motive nullement d'un point de vue économique le choix de la méthode de calcul de chaque paramètre financier contrairement aux autres régulateurs.

Nous regrettons de devoir contester aussi vivement ces nouvelles mesures et sollicitons la CWaPE pour qu'elle revoie sa position.

Nous vous souhaitons bonne réception de la présente et vous prions de croire monsieur le président, Monsieur le Directeur, en l'assurance de nos respectueuses salutations.

Didier WALLEE



Didier Wallee

Directeur

Projet de méthodologie tarifaire 2019-2023

Avis de l'APERe sur le projet de la CWaPE pour la méthodologie tarifaire applicable aux GRD d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne

APERe | Benjamin WILKIN - Sophie DELHAYE



Projet de méthodologie tarifaire 2019-2023

Version du 09/05/2017

Ce document reprend les principales remarques de l'APERe relatives au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la période régulatoire 2019-2023, approuvé en date du 31 mars 2017 par le Comité de direction de la Commission wallonne pour l'Energie.

Les remarques formulées par l'APERe se limitent à la proposition de tarification de distribution de l'électricité, et plus particulièrement, au **tarif prosumer**.

1. Titre I. Les principes de détermination des tarifs

2. Titre II. Le revenu autorisé

2.1. Les éléments constitutifs du revenu autorisé

3. Les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé

3.1. La procédure d'approbation du revenu autorisé



4. Titre III. La fixation et le contrôle des tarifs de distribution

Comme exprimé fin 2016 dans son [avis remis au Parlement wallon](#), l'APERe apprécie particulièrement que la contribution du prosumer (dont la puissance est inférieure à 10 kVA) soit fonction uniquement des prélèvements d'électricité.

L'APERe reconnaît que le prosumer est un utilisateur du réseau et qu'il est dès lors normal, dans le cadre de la mécanique actuelle de financement des coûts des réseaux de distribution et de transport, qu'il contribue à ces coûts par rapport à la sécurité d'approvisionnement permanent que le réseau lui procure et en fonction de ses prélèvements réels (la nuit, par exemple ou lorsqu'un trop faible ensoleillement ne lui permette pas de satisfaire ses besoins).

En effet, il est imaginable que les coûts de ces réseaux soient directement financés par l'impôt et pas spécialement liés aux volumes d'énergie utilisés par l'utilisateur final.

De plus, les tarifs réseaux comprennent actuellement d'autres coûts : contribution au développement du renouvelable, contribution à la sécurité sociale, tarif social, réserve stratégique, OSP, redevance voirie, ... Ces coûts pourraient ne pas figurer dans la facture énergétique, mais être collectés autrement (via l'impôt des personnes physiques et morales par exemple).

Le choix d'une **contribution fonction du prélèvement** peut inciter le prosumer à adopter des (nouveaux) comportements vertueux envers la collectivité :

- Réduire ses prélèvements d'électricité, c'est-à-dire déplacer ses consommations en fonction de sa production photovoltaïque (en orange sur le graphique ci-dessous)
- Réduire ses consommations (nocturnes et hivernales)



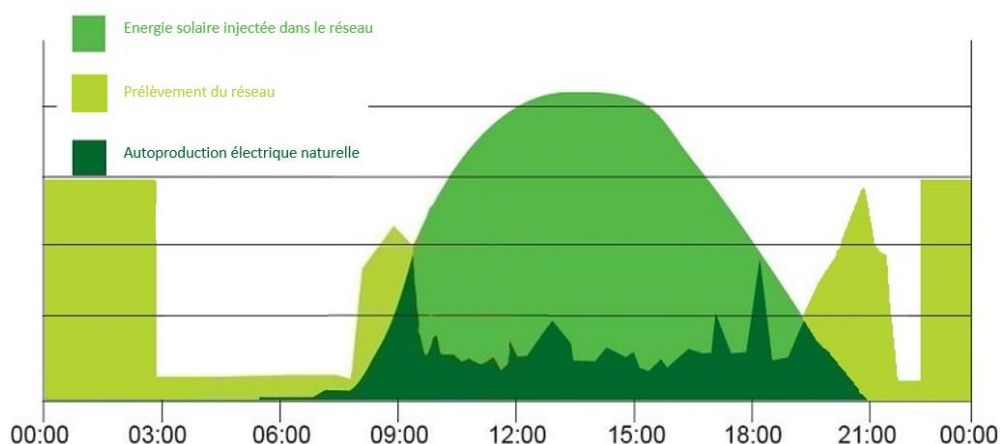


Figure 1: **Consommations électriques importantes** (machine à laver, lave-vaisselle et production d'eau chaude) durant la nuit pour bénéficier d'un tarif plus avantageux.

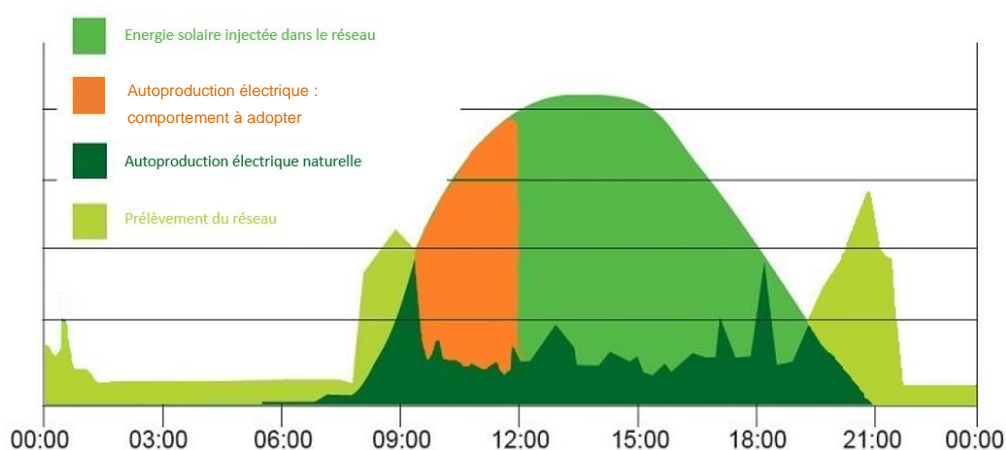


Figure 2: **Déplacer des consommations** en phase avec la production photovoltaïque (augmenter l'autoproduction).

En déplaçant ses consommations importantes, en phase avec sa production photovoltaïque, le prosumer répond aux objectifs fixés par ce projet de tarification :

- Augmenter la capacité d'accueil de puissance photovoltaïque du réseau électrique et donc augmenter les productions décentralisées renouvelables, sans intervenir sur l'infrastructure du réseau
- Diminuer les pertes en ligne du réseau et donc limiter les frais du GRD
- Renforcer la sécurité d'approvisionnement (en effectuant une grande partie de la gestion de l'énergie au point le plus proche de la production)



4.1. Les tarifs périodiques de distribution et les modèles de grilles tarifaires

Tarif de prélèvement, §2

Pour permettre au prosumer de maîtriser sa contribution financière (un des objectifs de la tarification) en optant pour une tarification basée sur ses prélèvements bruts mesurés, le prosumer doit être en possession d'un compteur réseau.

De cette manière, il est possible d'encourager les prosumers à adopter ce modèle de tarification en adaptant leur comportement pour augmenter leur autoproduction et avoir la maîtrise des coûts.

L'APERe considère comme indispensable le fait que la disponibilité du compteur mesurant les prélèvements bruts soit assurée pour offrir aux prosumers une réelle alternative au tarif capacitaire et une maîtrise des coûts.

→ L'APERe demande que l'implémentation du tarif capacitaire (et son alternative basée sur le prélèvement brut) se fasse aux moments et endroits où ces compteurs sont disponibles, pas avant.

De plus, si la tarification a pour objectif la « promotion des économies d'énergie et des productions décentralisées renouvelables », son principe devrait encourager les prosumers à tenter de maximiser leur autoproduction en optant donc pour une tarification en fonction des prélèvements bruts (au lieu de la tarification capacitaire forfaitaire).

C'est pourquoi, la tarification devrait prévoir de plafonner la tarification « réelle » mesurée sur le prélèvement brut, au tarif capacitaire. De cette manière, le prosumer ne prendrait pas le risque d'opter pour un tarif d'utilisation réseau supérieur et serait davantage motivé à modifier ses habitudes de consommation.

→ L'APERe souhaite que la tarification sur base des prélèvements bruts réels soit plafonnée à la tarification capacitaire forfaitaire.

En fonction de la puissance de l'installation, de sa production et de son profil de consommation, la proposition de tarification ne semble pas toujours suffisante, d'un point de vue financier, pour stimuler le prosumer à un changement de comportement. Cette proposition de tarification serait d'autant plus avantageuse que le ratio consommation/production photovoltaïque est faible.

Par ailleurs, il ressort de notre analyse que le prosumer qui a dimensionné son installation photovoltaïque au plus juste par rapport à ses besoins annuels n'aurait pas d'intérêt économique de passer à un tarif lié à son prélèvement brut (et donc d'opter pour un nouveau comportement plus vertueux), au contraire, cela lui engendrerait des coûts supplémentaires (sans compter l'installation nécessaire du compteur).

Le prosumer trouve une opportunité financière s'il réalise globalement des économies d'énergie, mais à ce stade, une économie de près de 40% s'avérerait nécessaire pour que le prosumer actuel trouve un intérêt économique. Cet effort nous semble trop important pour pouvoir être encouragé chez l'ensemble des prosumers... même s'il est clairement souhaitable de l'atteindre.

→ La différence entre contribution capacitaire et le tarif de prélèvement devrait rendre le passage au tarif de prélèvement plus rapidement intéressant d'un point de vue économique, ce qui peut induire durablement davantage d'économies et du déplacement de charge.



4.2. Les tarifs non périodiques de distribution

4.3. La procédure d'approbation des tarifs périodiques et non périodiques

4.4. Les tarifs provisoires

4.5. Le contrôle des tarifs

5. Titre IV. Le calcul et le contrôle des écarts entre le budget et la réalité

5.1. Le traitement des écarts

5.2. La procédure de contrôle des écarts et la révision du tarif pour les soldes réglementaires

6. Titre V. La fixation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport

6.1. Les charges, les tarifs de refacturation et les modèles de grilles tarifaires

6.2. La procédure d'approbation

6.3. Le traitement des écarts entre charges et recettes réelles

6.4. La procédure d'approbation du solde réglementaire global de transport

7. Titre VI. Les règles réglementaires et de publicité

7.1. Les règles réglementaires

7.2. Les règles de publicité

8. Titre VII. Les modèles de rapport

9. Titre VIII. Autres remarques inhérentes à la méthodologie tarifaire



Synthèse de la position de la Renewable Energy Platform de la Confédération de la Construction concernant la consultation publique sur la « Méthodologie Tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Wallonie pour la période 2019-2023 »

La Renewable Energy Platform de la Confédération de la Construction rassemble les entreprises de la construction présente dans les différentes filières des énergies renouvelables (toituriers, électriciens, chauffagistes, foreurs...). Elle regroupe à ce titre environ 500 entreprises, actives de manière ponctuelle ou principale dans l'une ou l'autre des différentes filières.

Concernant ce document, la REP choisit de se focaliser sur deux points.

Concernant la **redevance réseau** (ou taxe prosumers), si les membres de la REP considèrent que celle-ci a une justification dans l'absolu, elles rappellent tout d'abord que cette redevance aurait dû être pensée AVANT !

Une fois de plus, les prosumers Solwatt vont avoir le sentiment que l'on revient sur ce qui leur a été accordé. La conséquence c'est que les associations de défense de ces prosumers vont monter au créneau et leurs interpellations vont dégrader l'image du secteur.

En revanche, nous n'avons aucune remarque à formuler en ce qui concerne les prosumers Quali watt dont le calcul de la prime intègrera cette redevance réseau.

La seconde remarque sur le sujet concerne le montant de la redevance. La Cwape n'a avancé aucun montant mais des formules présentées dans la note, des estimations ont été réalisées qui vont de 60 à 112 € par kWc installés. C'est un montant que le secteur juge énorme.

Premier commentaire : C'est un montant que le secteur juge énorme.

En outre, la disparité entre les régions est incroyable. Il serait bon de lisser au maximum la redevance parce qu'à Tournai comme à Verviers, les installateurs proposent le même prix. Cela risque donc d'engendrer de fortes disparités à l'avenir entre régions dans le déploiement du photovoltaïque.

Le second commentaire concerne la réponse que le secteur risque d'apporter au montant de cette redevance.

Avec le développement des solutions de stockage résidentiel, l'investissement dans une batterie devient extrêmement pertinent pour un ménage.

Si les prix des batteries continuent de baisser et leur efficacité d'augmenter, il est à craindre qu'à terme il soit plus rentable pour un ménage de limiter son apport au réseau voire de s'en déconnecter (je vous renvoie pour cela à une étude de Damien Ernst de janvier 2015).

Il y a 130 000 prosumers en Wallonie. Quid si une partie importante d'entre eux quittent le réseau et ne contribuent plus à ses frais fixes (sans parler des nécessaires rénovations dudit réseau) ?

Aujourd'hui, cela semble parfaitement irréaliste mais la baisse du prix des batteries est linéaire. Quid dans 4, 5 ou 6 ans ? y a-t-il une réflexion à ce propos chez le régulateur ? Chez les GRD ?

En outre, ce tarif prosumer invite à une réflexion concernant la compensation. Il est nécessaire d'avoir un débat sur le sujet qui implique le secteur, les représentants de consommateurs.... Un débat qui ne générera pas de panique chez les prosumers et les candidats investisseurs.

Cela nous amène en effet à une dernière remarque sur ces démarches : elles insécurisent les investisseurs potentiels.

Depuis le 31 mars et les sorties de la presse de ce projet, les ventes de PV résidentielles ont connu un véritable coup de frein. En cause, l'incertitude. Cela a des conséquences très immédiates pour les entreprises (annulation de commandes, reports de rdv....)

Il faut absolument améliorer la communication dans un secteur aussi sensible et intégrer le secteur dans la communication.

Concrètement, aujourd'hui, lorsqu'un commercial visite un prospect, celui-ci sait qu'une redevance réseau devrait être implémentée en 2019 mais le commercial est dans l'incapacité de lui communiquer un montant. L'incertitude étant l'ennemi de l'investisseur, celui-ci reporte bien souvent sa décision et le marché est gelé.

Enfin, le secteur se félicite du souci du régulateur de permettre que cette redevance réseau soit calculée au réel et pas seulement de manière forfaitaire.

Cela ne peut qu'encourager les comportements vertueux des prosumers qui chercheront à maximiser leur autoconsommation instantanée.

En ce qui concerne **le déploiement des compteurs intelligents**, Fedelec, la fédération des électriciens de la REP avait déjà entamé une réflexion avec un GRD sur le sujet. Cela peut s'avérer être un outil très utile pour une gestion dynamique de l'énergie même s'il reste important de préserver la vie privée et déterminer précisément l'utilisation des données et surtout qui y aura accès ?

Cela va en outre être une occasion pour l'électricien d'alerter le ménage sur la nécessité d'entretenir/rénover son installation électrique.

Nous restons à votre entière disposition pour répondre à vos questions ou pour développer l'un ou l'autre des points de ce document

Farciennes, le 18 mai 2017

CWAPE
Monsieur Antoine Thoreau
Directeur socio-économique et tarifaire
Commission wallonne pour l'Énergie
Route de Louvain-la-Neuve, 4 bte 2
5001 Namur(Belgrade)

PAR RECOMMANDÉ ET PAR MAIL

Concerne : décision CD-17c31-CWaPE-0083 relative au « projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023 »

Monsieur Thoreau,

Dans le cadre de la consultation que vous organisez concernant le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023, nous nous permettons de vous faire part de nos suggestions.

Notre société Desimone S.A., en tant que producteur et vendeur de suiveurs de soleil photovoltaïques depuis 2009, joue à nos yeux un rôle indirect sur le marché de l'électricité wallonne et souhaite donc par la présente exprimer son point de vue sur le projet susmentionné.

Le succès commercial de nos produits suiveurs au début de la présente décennie nous a poussé à nous lancer dans un ambitieux projet de recherche, dénommé Accutherm, avec l'aide de la Région Wallonne (DGO6) et dans le cadre d'un projet Greenwin.

Ce projet Accutherm peut être vu comme complémentaire à notre produit suiveur de soleil, vu qu'il consiste en l'étude d'un nouveau système de stockage d'énergie. Les premiers résultats sont prometteurs et nous espérons pouvoir en réussir l'industrialisation et faire de ce produit de stockage d'énergie un succès !

C'est donc à ce double titre que nous vous adressons la présente.

Nous sommes en effet totalement convaincus que l'avenir énergétique de notre région passera non seulement par une intensification de la production d'énergie renouvelable, mais aussi et surtout par le déploiement de solutions de stockage d'énergie. En effet, seule la combinaison des deux techniques permettra à long terme d'assurer l'approvisionnement de la population et des entreprises en énergie verte à un coût acceptable, le stockage permettant une optimisation des ressources utilisées : production, transport et distribution, notamment en lissant les pics de consommation.

Nous avons donc analysé en profondeur votre projet de méthodologie et en avons tiré les conclusions suivantes, présentées selon votre canevas.

TITRE III – Article 64 du projet

L'application d'un tarif forfaitaire (déjà dénommé « taxe » dans la presse) permettra effectivement de corriger enfin l'anomalie des « prosumers » qui aujourd'hui utilisent le réseau de distribution sans le payer lorsqu'ils sont dans une situation de réinjection.

Cependant, la formule proposée, instaurant un forfait d'autoconsommation (37%), nous paraît en contradiction avec les objectifs poursuivis par votre projet, évoqués dans l'Abstract de celui-ci.

En effet, l'alternative que vous proposez aux prosumers BT consistant à s'équiper d'un compteur « intelligent » (au coût assez élevé) n'aura de sens que si le prosumer dont question auto-consomme plus de 37% de son énergie. Or pour ce faire, il sera impératif vu nos conditions climatiques que le client concerné s'équipe d'un système de stockage d'énergie.

Le retour sur investissement de ce système devra donc couvrir au minimum le montant forfaitaire prévu. Pour un ménage moyen (et pire pour une entreprise), ce montant représente en moyenne 400 €/année.

Sachant qu'à ce jour, une batterie coûte en moyenne sur le marché 6500 € pour 14 kWh de stockage, une telle installation deviendra rentable à partir de 16,25 ans. Ceci en supposant que l'auto-consommation arriverait à 90%. Or les batteries actuelles présente une durée de vie de l'ordre de 15 à 20 ans.

Il nous semble donc évident que votre projet n'encouragera d'aucune manière la vente de systèmes de stockage dont tout le monde s'accorde pourtant à dire qu'il est indispensable pour assurer les objectifs à long terme visés.

D'autre part, ce même système entrainera un frein considérable à l'installation de nouveaux systèmes photovoltaïques. Mathématiquement, en taxant le KWe, le ROI actuel de ce genre d'installation va se dégrader d'au moins 50%.

Notre conclusion provisoire à ce stade est que cet Article 64 va :

- Frustrer les prosumers actuels, voyant brusquement leurs coûts augmenter considérablement sans alternative possible
- Décourager les consommateurs non encore équipés d'investir dans de la production renouvelable
- Provoquer une barrière à l'entrée fatale pour tout système de stockage d'énergie électrique

Alternative suggérée

Ne disposant pas de chiffres détaillés précis au niveau de l'ensemble des consommateurs (privés et PME) en BT, nous ne pouvons ici qu'évoquer un principe de fonctionnement. Il nous semblait cependant utile de vous en faire part car les ordres de grandeurs que nous avons estimés plaident en sa faveur.

Les principes seraient les suivants :

- Maintenir le principe du paiement des prosumers pour la réinjection
- Diminuer drastiquement le coût de distribution de tous les consommateurs, en calculant de telle sorte que le prosumer paie la même chose qu'aujourd'hui
- Instaurer une taxe non plus basée sur le type d'équipement mais sur le pic de consommation du ménage (principe comparable à celui appliqué pour les consommateurs HT industriels)

Les avantages que nous voyons à cette méthodologie sont les suivants :

- Meilleure satisfaction des prosumers actuels dont le coût n'évoluerait pas, toutes choses égales par ailleurs.
- Le coût de l'électricité diminuera pour les ménages modestes, de manière significative s'ils consomment de manière responsable !
- Seuls les consommateurs de forts pics (à priori au pouvoir d'achat élevé ou PME ou encore consommateurs « peu responsables ») seront pénalisés par la tarification « au pic »
- En fixant la pénalité sur le pic, on encourage fortement le développement d'installations PV ET de stockage, ce qui ne peut qu'aider à limiter les investissements futurs de développement du réseau de distribution

L'inconvénient de cette solution consiste bien entendu à la nécessité d'avoir un compteur « intelligent » et surtout capable de mesurer les pics de puissance

réellement consommés. Cet inconvénient sera nous semble t'il vite pallié si une tarification « hors prise en compte des pics » est conçue comme désavantageuse.

Nous sommes conscients que cette vision des choses impose une étude approfondie afin de déterminer précisément le coût de cette future taxe « pic ». A première vue, une taxe « pic » moyenne d'environ 400 € au niveau wallon, combinée à la baisse de tarif de distribution pour l'ensemble des consommateurs devrait permettre un équilibre budgétaire par rapport au projet actuel.

Nous espérons par la présente susciter chez vous une réflexion constructive, dans l'intérêt de toutes les parties : consommateur, distributeur, producteurs et acteurs du renouvelables.

Nous restons bien entendu à votre entière disposition pour toute information ou réflexion complémentaire dans cette matière.

Bien à vous,

Axel Soyez
COO
Desimone S.A.

Méthodologie Tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Wallonie pour la période 2019-2023

Consultation publique 31 mars-19 mai 2017

RESUME:

1. EDORA demande que les **objectifs stratégiques tarifaires soient clarifiés et hiérarchisés**. Il apparaît en effet que ces objectifs sont formulés de manière assez vague, et certains d'entre eux pourraient à l'extrême s'avérer antinomiques. Notre lecture de la proposition nous indique que les objectifs de 'stabilité tarifaire' et de 'maîtrise des coûts' semblent en effet se voir accorder une grande importance (principe de cap ex-ante, notamment), mais que par contre celui d'inciter à une meilleure intégration des productions décentralisées, en favorisant la flexibilité tant côté demande que production ou via l'incitation à l'innovation, semble occuper une place secondaire → EDORA demande que la CWaPE puisse fournir, *ex-ante* (c'est-à-dire avant la publication de la méthodologie définitive) un tableau analytique qui **motive le choix de chaque élément de la méthodologie tarifaire** (que ce soit le paramétrage de la rémunération ou la structure tarifaire) au vu desdits objectifs. EDORA demande en sus que la CWaPE clarifie avec quels indicateurs elle entend **suivre la réalisation de objectifs (monitoring et reporting publics)** , et qu'elle puisse rendre cette évaluation publique en cours de période régulatoire.
2. Sur la modification de la structure tarifaire, il y a pas mal d'éléments qui posent question, mais dont nous ne sommes pas à même de juger définitivement, dès lors que nous n'avons pas d'indication de la hauteur respective de chaque terme, ni de leur importance relative (ratio) pour évaluer la pertinence du signal économique qui sera envoyé. Cela vaut notamment pour l'introduction d'un terme fixe et capacitaire en sus du terme volumétrique, ou pour le tarif 'microgrid'. Nous pouvons par contre pointer **les signaux qui sont clairement contre-productifs et qui devraient être purement et simplement supprimés : il s'agit des tarifs d'injection** . Le tarif prosumer capacitaire pose également fortement question, et devrait céder la place, aussi rapidement que possible, à la tarification à l'énergie brute prélevée.
3. Enfin, EDORA espère qu'il sera donné suite et réponse à ses interrogations, et **souhaite pouvoir être consultée avant arrêt de la méthodologie tarifaire définitive, ainsi que sur la proposition tarifaire issue de cette méthodologie** dès que celle-ci sera disponible. EDORA regrette en effet que la grande partie de la consultation/concertation préalable à l'élaboration de cette proposition se soit faite en circuit fermé entre la CWaPE et les GRD. Cela ne facilite en effet pas le travail d'analyse de la problématique tarifaire, ni le dialogue et la compréhension mutuelle des acteurs (GRD et acteurs de marché). En particulier, la manière dont les **paramètres du Revenu Autorisé initial** (RAB, Charges opérationnelles, distinction entre contrôlable et non contrôlable, etc...) seront fixés aura une importance déterminante pour l'entièreté de la période. EDORA demande que ceux-ci puissent être rendu publics de manière transparente et motivée.

1 Introduction

1.1 Clarifier et hiérarchiser les objectifs

EDORA avait déjà, lors des auditions parlementaires dans le cadre de l'adoption du Décret Tarifaire (octobre 2016), pointé que les objectifs définis par ce décret pour l'élaboration des méthodologies tarifaires étaient à la fois vastes, mais vagues, et risquaient, sans lignes directrices claires pour leur interprétation/mise en œuvre, à la limite de mener à des résultats antinomiques.

Sans viser à l'exhaustivité, citons que les « tarifs doivent réaliser les équilibres suivants » :

- Transparents, non discriminatoires et proportionnés
- Refléter la structure des coûts de réseau et traduire une allocation équitable et transparente des services offerts par les réseaux (...)
- Favoriser le développement et le dimensionnement optimal des infrastructures et inciter à l'utilisation optimale des leurs capacités
- Favoriser la gestion intelligente des réseaux, l'intégration des productions décentralisées, l'accès flexible, l'URE, l'efficacité énergétique, et promouvoir la gestion active de la demande
- Veiller à la contribution transparente et équitable des clients finals...

A ces objectifs décrétaux s'ajoutent les objectifs stratégiques de la CWaPE, formulés comme suit :

- Maîtrise de coûts pour les utilisateurs de réseau
- Amélioration de la qualité des réseaux
- Incitation à l'innovation,
- Promotion des économies d'énergie et des productions décentralisées ER et Cogen
- Encouragement au déploiement optimal du gaz naturel
- Rémunération juste des capitaux investis

Et enfin, les objectifs de la CWaPE liés spécifiquement à la structure des tarifs périodiques :

- Stabilité tarifaire
- Réflexivité des coûts par niveau de tension/groupe de client
- Simplification/transparence des grilles tarifaires
- Et introduction d'un tarif pour les soldes régulateurs

Les objectifs affichés sont nombreux et mériteraient d'être pour certains clarifiés, car susceptibles de mener à des interprétations divergentes, voire pour certains difficilement compatibles (ex : vouloir refléter à la fois les coûts –lesquels ? et les services ; maîtriser des coûts tout en incitant à l'innovation ; inciter au développement des réseaux et à l'utilisation optimale de leurs capacités...).

En particulier, l'objectif de la « réflexivité des coûts », exprimé comme tel, ne dit pas, si l'on vise à refléter les coûts moyens ou marginaux, s'il s'agit de court, moyen ou long terme.

En d'autres mots, ces objectifs mériteraient d'être clarifiés, et idéalement hiérarchisés, afin d'éclaircir, en cas de doute, le ou lesquels prévalent sur les autres. Pour le surplus, la réflexivité des coûts (et lesquels ?) est-elle un objectif en soi ou un moyen pour allouer efficacement les ressources notamment réseaux et réduire les coûts de transaction ou... ? Le but poursuivi doit être explicité et son atteinte monitorée.

1.2 Motivation ex-ante des paramètres proposés et suivi en cours de période

A la lecture de la proposition, il semble que ce sont surtout les objectifs de stabilité tarifaire pour les utilisateurs, et celui de la juste rémunération (concrètement, cela signifie ?) des gestionnaires de réseaux qui aient été visés (l'enveloppe – le 'quoi'), et la réflexion sur le 'comment' mise au second plan. En d'autres mots, comment, au vu de l'objectif de stabilité tarifaire, concevoir une méthodologie qui donne les signaux de nature à remplir les autres objectifs, en particulier ceux liés à l'efficacité énergétique, l'intégration des productions décentralisées, l'incitation à la gestion de la demande, pour ne citer que les principaux. Il n'est pas clair en

quoi les différents termes de la proposition permettent d'atteindre ces objectifs, que ce soit dans la redéfinition du mode de rémunération des GRD ou dans celle de la grille tarifaire.

Cela l'est d'autant moins que certains éléments de la proposition ne peuvent être lus/interprétés sans avoir d'éléments quantitatifs pour les évaluer. Par exemple, le fait d'introduire un terme fixe ou un terme capacitaire dans les tarifs de prélèvement n'est pas en soi mauvais, mais la pertinence du signal dépendra de la proportion relative des montants fixes/capacitaires par rapport au signal proportionnel. Ce point sera détaillé plus loin.

Cette absence de motivation ne permet pas d'appréhender si la méthodologie tarifaire va **améliorer l'efficacité et la qualité des réseaux tout en optimisant le surplus collectif et la répartition de ce dernier entre opérateurs** (social welfare). De surcroît, cela amène à une **absence de transparence** alors même qu'il s'agit d'un aspect essentiel afin de redonner confiance à tous les utilisateurs du réseau, consommateur et/ou producteur.

Il est demandé à la CWaPE de clarifier ex-ante la hiérarchie des objectifs tarifaires (prévalence des uns sur les autres) et d'objectiver/motiver, ex ante, dans un tableau, en quoi les éléments de la méthodologie tarifaire proposée permettent d'y répondre, à la fois pour ce qui concerne les paramètres de détermination de la rémunération, et pour ce qui concerne les éléments de la structure tarifaire. Cela nécessite notamment, de donner des indications quantitatives sur les montants.

Il est également demandé de prévoir les modalités de suivi et de reporting des objectifs et indicateurs de performance, et d'en assurer la publication accessible à tous les opérateurs et UR.

1.3 Sur la "Cost réfectivité"

L'objectif de 'cost réfectivité' est utilisé dans la proposition de méthodologie, dès lors qu'il s'agit de justifier une exception à la règle de socialisation initiale ayant prévalu lors de la mise en place des tarifs réseau (principe du timbre poste). La cost réfectivité accrue pour certains usages ou utilisateurs du réseau pourrait s'envisager, dès lors qu'elle s'applique de la même manière pour tous les usages/utilisateurs de réseau, et qu'elle prend en compte l'ensemble des coûts et bénéfices de chaque utilisateur.

A titre d'exemple : comment les bénéfices inhérents (avoided costs) à la promotion décentralisée sur les réseaux de distribution sont-ils pris en compte (consommation locale, diminution des pertes réseau, fourniture de services de réglage de fréquence ou tension) ? En sus, il n'y a aucune raison pour faire supporter aux prosumers actifs en BT et MT via le mécanisme de cascade des coûts réseaux HT et THT Elia qui trouvent leur origine dans la présence de la production centralisée de forte puissance.

Pourquoi faire payer aveuglément les charges du réseau de transport Elia uniformément à l'ensemble des utilisateurs du réseau de distribution, de surcroît de manière assez peu transparente (€/kwh) ?

Pour conclure sur ce point, le principe de cost réfectivité accrue (voire de 'locational marginal pricing') peut être envisagé, dès lors qu'il s'applique à l'ensemble des utilisateurs du/des réseau(x) de manière transparente et non discriminatoire.

1.4 Sur le mode de consultation

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 à ce stade 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.

EDORA regrette, par ailleurs, de n'avoir qu'une possibilité unique d'être consulté, alors même que beaucoup de questions et d'incertitudes subsistent quant à cette proposition de méthodologie, qui ne contient de surcroît aucun élément quantitatif, et semble visiblement encore susceptible d'être modifiée.

EDORA demande à être consultée sur :

- Toute modification significative à la présente méthodologie, avant sa publication définitive ;
- Les propositions tarifaires des GRD, avant publication ;
- Toute modification qui serait envisagée en cours de période tarifaire.

2 Modèle de régulation économique et Revenu Autorisé

2.1 Remarque générale

Le modèle de rémunération proposé est présenté comme une évolution vers un modèle de type 'Revenue Cap'.

Nous comprenons, par rapport aux objectifs stratégiques de la CWaPE, que l'objectif de 'maîtrise des coûts' serait rencontré principalement par le fait que les charges opérationnelles seraient fixées *ex ante* sur base d'un montant prévisionnel de l'année précédente, et par le principe de plafonnement des charges nettes opérationnelles contrôlables entrant dans le calcul du revenu autorisé.

Le facteur d'amélioration de la qualité sera rencontré par la détermination de 'KPIs' lors de cette période régulatoire-ci, qui serviront à la mise en place d'un facteur de qualité Q, devant mener à une rémunération supplémentaire pour la prochaine période tarifaire.

Pour l'incitation à l'innovation, la CWaPE prévoit la possibilité d'intégrer des budgets spécifiques pour deux types de projets, à savoir les compteurs communicants et la promotion du gaz naturel.

La notion de justesse de la rémunération des capitaux serait atteint par la fixation d'un WACC 'raisonnable' et la fixation du 'gearing'.

Nous ne voyons pas clairement en quoi les éléments de ce modèle de rémunération permettront la « promotion des économies d'énergie ou des productions décentralisées », ni en quoi ils vont amener à une gestion plus efficace des réseaux, et à plus de flexibilité, au bénéfice des utilisateurs finals.

La notion d'innovation est également questionnée, dès lors qu'elle n'est possible que via l'introduction de deux types de projets spécifiques, dont les objectifs en termes d'innovation ne sont de surcroit pas définis.

C'est d'autant plus regrettable que les propositions législatives en discussion au niveau européen dans le cadre du 'Clean Energy Package', et plus particulièrement celles comprises dans la proposition de Directive sur le marché de l'électricité, prévoit spécifiquement, en son article 58 (f), que les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs doivent obtenir des incitants, à la fois sur le court et le long terme en vue d'augmenter l'efficacité, en particulier l'efficacité énergétique, la performance du système, et améliorer l'intégration du marché¹.

2.2 Remarques spécifiques

2.2.1 Charges nettes opérationnelles contrôlables et non contrôlables

La méthodologie prévoit l'introduction d'un facteur X (dit d'efficacité) aux charges opérationnelles contrôlables de 1,5% par an, pour la partie de ces charges « hors charges liées aux immobilisations ». Ce chiffre se justifie par un benchmark des facteurs X appliqués à 10 autres GRD européens.

¹DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on common rules for the internal market in electricity (recast)- art 58 (f) "ensuring that system operators and system users are granted appropriate incentives, in both the short and the long term, to increase efficiencies, especially energy efficiency, in system performance and foster market integration"

Au vu de l'ampleur des charges nettes opérationnelles non contrôlables, et du fait que celles-ci ne soient soumises ni au plafonnement, ni au facteur d'efficience, il apparaît primordial de **clarifier les critères** de classification des charges en 'contrôlables' et 'non contrôlables'.

De plus, le chiffre de 1,5%, ainsi que le « benchmark », ne sont pas interprétables sans connaître le niveau de performance initial de chaque GRD « benchmarké » : plus le niveau initial d'efficacité d'un GR est bas, plus il est aisé d'avoir un taux de progression élevé. On peut à ce titre questionner la volonté de viser la moyenne d'un échantillon choisi arbitrairement. Comment l'échantillon a-t-il été choisi ? Pourquoi ne pas viser le haut de la fourchette ?

2.2.2 CNO - Projets Spécifiques (Comptage/Gaz Nat)

La méthodologie prévoit la prise en compte des charges nettes opérationnelles de deux types de projets spécifiques dans le calcul du revenu autorisé. Les *investissements* dans ces projets spécifiques faisant par ailleurs partie intégrante de la base d'actifs régulés (RAB), et soumises à ce titre aux taux d'amortissements et de rendement prévus pour la RAB.

La méthodologie prévoit qu'un projet spécifique soit considéré comme rentable si son 'business case pluriannuel' tel que déposé par le GRD s'avère positif pour les utilisateurs de réseaux, à savoir s'il démontre une rentabilité supérieure au CMPC (de 3,573%) sur 30 (compteurs) ou 15 (gaz) ans.

1. Qu'entend-t-on par 'business case pour les utilisateurs' ? Selon quelle méthodologie ?
2. Comment la rentabilité 'pour les utilisateurs' s'articule-t-elle avec le rendement déjà prévu pour la RAB ? Pourquoi une durée de 30 ans pour les compteurs (et quel lien avec la durée d'amortissement des compteurs de 15 ans dans la RAB ?) et 15 ans pour le gaz ?
3. Comment/qui définit les objectifs de ces projets spécifiques, et comment l'atteinte de ces objectifs sera-t-elle vérifiée ?
4. A titre d'exemple, peut-on disposer des budgets et résultats/rentabilités liés à l'application de ce tarif pour les projets Compteurs et Atrias liés à la précédente période tarifaire ?

2.2.3 Marge bénéficiaire équitable et base d'actifs régulés

La RAB actuelle résulte de l'évolution de la RAB initiale approuvée par la CREG. Il est prévu que la CWaPE devra approuver la RAB initiale à partir de laquelle seront fixées la rémunération et son évolution pour l'ensemble de la période. Il est de notoriété publique que la manière dont le niveau de la RAB a été validé historiquement fait débat. La CWaPE a-t-elle l'intention de procéder à une réévaluation du niveau de cette RAB et notamment des amortissements déjà supportés antérieurement par les utilisateurs des réseaux tant pour l'électricité que le gaz. Il paraît en effet raisonnable de faire la clarté sur cette question controversée. ?

Parmi les paramètres utilisés pour le calcul du CMPC, le niveau du *gearing* est questionné. En effet, pourquoi prévoir un taux de fonds propres si élevé dans un contexte où le coût de financement de la dette est si bon marché ? Qu'est-ce qui justifie ce ratio ?

Par ailleurs, le niveau du β est justifié par un benchmark d'entreprises issues du transport et de la distribution, en gaz et électricité, mais sans que leur niveau de fonds propres ne soit visiblement pris en compte. Or le β est corrélé au *gearing*. La CWaPE pourrait-elle éclaircir ce point dans la justification du chiffre retenu ?

2.2.4 Facteur de Qualité

Il est certainement pertinent de mettre en place des indicateurs de performance des réseaux, sans attendre 2023. Il semble en effet normal de vérifier dans quelle mesure le GRD remplit ses obligations en termes de (objectifs proposés par la CWaPE) :

- Fiabilité des réseaux (MTBF² ?...)
- Délais de raccordement
- Données de comptage (quoi ? qualité ? délais d'accès ?)
- Intégration des productions décentralisées (quel indicateur ?)
- Satisfaction des clients finals (quel

Sachant par ailleurs que la plupart de ces objectifs constituent des obligations légales soumises à des délais légaux, on peut questionner la nécessité de récompenser l'atteinte de ces objectifs par un bonus financier. Quel 'malus' en cas de non atteinte des objectifs, pourtant fixés réglementairement ?

Par ailleurs, plusieurs questions se posent néanmoins :

- Comment chaque objectif sera objectivé quantitativement ? En d'autres mots, quels indicateurs de performance pour chaque objectif (KPI) ?
- A qui/quoi est destiné ce 'bonus' ? Comment contribuera-t-il à faire diminuer les tarifs pour les utilisateurs ?

2.2.5 Soldes régulatoires

EDORA soutient la proposition d'affecter progressivement les soldes régulatoires.

3 Tarifs périodiques -Electricité

3.1 Introduction

Le secteur salue la volonté de la CWaPE d'améliorer la lisibilité des tarifs, de viser à la simplification des grilles tarifaires et le projet d'harmonisation (péréquation) de certains éléments.

En termes d'objectifs liés à la structure des tarifs périodiques, la CWaPE précise les objectifs suivants :

- Stabilité tarifaire
- Réflexivité des coûts par niveau de tension/groupe de client
- Simplification/transparence des grilles tarifaires
- Et introduction d'un tarif pour les soldes régulatoires

Il n'apparaît pas clairement si ces objectifs se surimposent aux objectifs décrets ou aux objectifs stratégiques de la CWaPE, ni si les objectifs d'intégration des productions décentralisées ou de promotion de la gestion de la demande sont aussi (ou pas) pris en compte (et comment).

Il n'est cependant pas possible, sans disposer chiffres, d'évaluer l'intérêt / l'utilité de la structure tarifaire proposée pour les tarifs périodiques. Serait-il possible de disposer d'éléments qualitatifs, voire de ratios ?

² Mean Time Between Failures

3.2 Rôle du signal tarifaire (vs signal marché)

Dans le cadre de l'évolution de la gestion des réseaux électriques vers une plus grande intégration des productions variables et décentralisées, l'enjeu principal est de mobiliser la flexibilité du système, sous toutes ses formes : au niveau de la production, de la consommation, et pour faire le lien entre les deux, du stockage.

Cette flexibilité répond aux signaux implicites et explicites.

Pour viser à un fonctionnement dynamique et le plus proche possible de l'état du marché, ce signal devrait au maximum être laissé au marché via la partie commodité de la facture (Dynamic pricing explicite).

Par ailleurs, afin d'améliorer l'efficacité du réseau de distribution, en ce compris dans le cadre d'une gestion des congestions locales, les GRD doivent se procurer cette flexibilité auprès des utilisateurs raccordés en distribution, en jouant tant sur la demande, que la production et le stockage. Ce 'sourcing' de flexibilité doit se faire, à terme, sur un marché (cela nécessitera la définition sur le marché de la flex de produits spécifiques pour les besoins locaux). En attendant la disponibilité de tels produits, le GRD doit se « sourcer » selon des règles transparentes, non discriminatoires, et 'market based'. C'est précisément ce que prévoit le projet de modification de la Directive Electricité prévue dans le Clean Energy Package, en son article 32.³

La question de l'intégration (ou non) de signaux temporels dans les tarifs (implicite) est par ailleurs complexe. Idéalement, les signaux tarifaires devraient pouvoir refléter l'état du réseau, à tout moment (par exemple 'critical peak pricing'). Cette instantanéité n'est malheureusement pas encore matériellement possible (nécessite notamment compteurs intelligents/communicants).

Pour le surplus, les périodes de stress sur les réseaux ne sont pas nécessairement identiques aux périodes de stress ou abondance sur le marché de gros de la commodité. Comment les signaux économiques pour l'utilisation efficace des réseaux sont-ils rendus compatibles avec les signaux visant à inciter les consommateurs à consommer intelligemment lorsque les prix sur le marché de gros sont bas et inversement ?

Quelle que soit la finesse/le caractère pointu du signal tarifaire réseau qui serait mis en place aujourd'hui il restera donc, dans l'état actuel des choses, un signal 'statique' (blocs tarifaires), fixé ex-ante. Il ne parviendra, au mieux, qu'à capter une infime partie de la réponse. Au pire il pourrait mener à des comportements contre productifs (par exemple inciter à consommer à un mauvais moment).

Etant donné, cependant, l'importance respective du signal tarifaire au regard de la partie marché de la facture, il faudrait, idéalement, que le signal tarifaire incite, améliore la participation/réponse marché (effet levier), ou à tout le moins, à ce que celui-ci « n'empêche pas » la participation au marché en réponse à un pricing dynamique (ou une participation explicite via un intermédiaire). On pourrait à ce titre questionner l'utilité de maintenir le signal « jour-nuit » historique.

Il faudrait en résumé :

1/ que les composantes 'réseau' et 'surcharges' de la facture ne puissent pas nuire au fonctionnement efficace du marché résultant de la dynamique offre/demande

2/Envisager de supprimer les signaux tarifaires historiques qui pourraient entraver/donner un contre-signal temporel (exemple jour-nuit) – en étant particulièrement attentifs aux effets collatéraux de toute

³“ Member States shall provide the necessary regulatory framework to allow and incentivise distribution system operators to procure services in order to improve efficiencies in the operation and development of the distribution system, including local congestion management. In particular, regulatory frameworks shall enable distribution system operators to procure services from resources such as distributed generation, demand response or storage and consider energy efficiency measures, which may supplant the need to upgrade or replace electricity capacity and which support the efficient and secure operation of the distribution system. Distribution system operators shall procure these services according to transparent, non-discriminatory and market based procedures.”

modification (comme déplacement de pics de consommations à des moments inadéquats, ou hausse de prix exagérée pour certains consommateurs)

3/Inviter les GRD à se procurer la flexibilité nécessaire à la gestion des congestions locales via des mécanismes de marché via des procédures transparentes et non discriminatoires

3.3 Equilibre capacitaire/volumétrique/fixe

Dans l'analyse de la proposition de grille tarifaire, on note l'introduction de termes fixe, capacitaire et volumétriques.

En l'état actuel (sans chiffres), il est impossible de juger de la pertinence de la proposition, et de son utilité en termes d'incitation à l'utilisation plus efficace du réseau. Quel sera en effet la hauteur respective des signaux capacitaires et volumétriques, et pour quel objectif ?

Le terme fixe n'a aucun intérêt en termes de signal pour l'utilisateur final.

Le terme capacitaire peut avoir pour effet de l'inciter à diminuer sa pointe de consommation, mais sans garantie que cela sera fait aux moments opportuns, ni que cela visera à diminuer sa consommation totale. Cela risque de surcroît de priver le réseau, le cas échéant, de la possibilité d'utiliser des pointes de consommation utiles (en cas de surcharge du réseau).

Il semble donc qu'en termes d'utilité pour inciter à l'utilisation efficace/intelligente des réseaux, il soit important de veiller au meilleur équilibre entre le signal capacitaire et volumétrique, et de s'assurer, en tout état de cause, d'un **signal volumétrique suffisant**. EDORA souhaite travailler avec l'ensemble des GRD, URDs, producteurs, fournisseurs, FSP à l'élaboration d'un tel modèle.

3.4 Pointe mensuelle

Pour les utilisateurs de réseau avec mesure de pointe, le terme capacitaire sera appliqué ex-post en fonction de la pointe mensuelle de puissance mesurée pendant les heures de pointe.

Est-il prévu de mettre ne place un régime d'exception en cas de circonstances exceptionnelles ? En effet, les utilisateurs, tout comme les GRD, peuvent subir des situations qui sortent de leur contrôle, et justifieraient un régime d'exception, telles que :

- Des incidents ou maintenances sur l'une ou l'autre partie du réseau, qui aurait des répercussions sur un point d'accès ;
- Des augmentations de la demande (ou diminutions de l'injection) suite à l'activation de services auxiliaires ;
- De la gestion de congestion (ou un délestage...) ;
- ...

Une autre piste serait de ne pas prendre LA pointe mensuelle unique, mais une moyenne des x pointes mensuelles, ou prendre la xième pointe par exemple.

3.5 Tarif "Prosumer"

La méthodologie prévoit l'introduction d'un tarif de prélèvement capacitaire pour les prosumers qui serait fonction de la puissance nette développable de l'installation, et paramétré sur base d'une autoconsommation forfaitaire de 37% et d'une production annuelle de 950kWh par kWe.

Le prosumer qui disposerait d'un compteur permettant d'enregistrer ses prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau pourrait quant à lui faire le choix d'une tarification sur base des prélèvements bruts mesurés (auquel cas le tarif capacitaire ne s'appliquerait évidemment pas).

Pour les prosumers avec tarif capacitaire forfaitaire, le tarif de prélèvement pour les prosumers est constitué en sus des termes fixes, proportionnel, OSP, surcharges, tarif pour soldes régulatoires, et de l'ensemble des toutes les composantes (utilisation du réseau, OSP, surcharge) du tarif périodique pour la refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, en proportion de l'énergie active nette prélevée, compte tenu de la compensation (compteur qui tourne à l'envers).

Pour les autres, l'ensemble des charges réseau sera facturé en proportion du prélèvement brut mesuré.

Il convient toutefois d'être attentif au fait qu'un prosumer peut par exemple injecter sur une phase et consommer sur les deux autres. Comment définit-on la notion d'autoconsommation dans ce cas ?

Perte d'opportunité

EDORA regrette l'introduction (par défaut) d'un tarif prosumer sur base de la puissance nette développable. En effet, ce signal n'est d'aucune utilité en termes d'optimisation de l'utilisation du réseau, et ne permet pas au prosumer de valoriser [son injection, sa production ou sa flexibilité] sur le marché. En termes de signal, le prosumer ne sera aucunement incité à maximiser son autoproduction (instantanée). On pourrait par ailleurs assister à des velléités de sous dimensionnement des onduleurs de manière à minimiser le montant du tarif capacitaire, ou à l'extrême, à des velléités de déconnection du réseau.

=>EDORA insiste donc fortement pour que la généralisation de systèmes de mesure double flux ou intelligents soient mis en place, prioritairement auprès des prosumers, afin d'optimiser la gestion du système électrique et de permettre la valorisation de la production et de la flexibilité des prosumers. Cette installation pourrait, à certaines conditions (coûts) être rendue obligatoire pour nouvelles installations photovoltaïques.

Cohérence à Long Terme

Le mécanisme de compensation (compteur qui tourne à l'envers – compensation des charges réseau et de l'électricité sur base annuelle) n'incite pas à optimiser son autoconsommation sur période courte, ni à valoriser sa production/consommation/flexibilité. L'introduction d'un tarif capacitaire forfaitaire est d'autant plus questionnable qu'il ne permet pas d'améliorer le 'signal'. Seul une tarification sur base des prélèvements bruts mesurés permettrait d'améliorer partiellement ce signal.

Dans la perspective d'une augmentation du besoin de flexibilité du système électrique et de ses utilisateurs, et d'un meilleur contrôle (voire baisse) de la composante tarifaire de distribution, le mécanisme de compensation devra à terme être supprimé pour les futures installations. Cette suppression doit évidemment tenir compte de la dynamique actuelle du marché du PV résidentiel et veiller à calibrer les montants de primes en conséquence. Une programmation en bonne et due forme afin d'impliquer et de prévenir les acteurs du marché est nécessaire. Nous invitons le régulateur et/ou le gouvernement à instruire ce phasing-out et à l'envisager au plus tôt pour une entrée en vigueur lors de la période tarifaire qui suit la période concernée par la présente méthodologie. Le design et la mise en œuvre du tarif prosumer devrait alors tenir compte de cette perspective.

Modalités du tarif 'prosumer'

Si le principe de l'application d'un tarif capacitaire forfaitaire se confirme pour les prosumers, EDORA souhaiterait obtenir les clarifications suivantes :

- Comment s'applique-t-il à des installations renouvelables ou de cogénération de qualité fonctionnant sur base d'autres technologies ?
- Comment sont justifiés les paramètres forfaitaires utilisés (37% d'autoconsommation et 950h) ?
- Ces paramètres ne devraient-ils pas être affinés en fonction de la taille de l'installation ?

Par ailleurs, ces tarifs ne seront à notre compréhension pas harmonisés à l'échelle de la Région, ce qui pourrait faire apparaître de fortes disparités entre zones de GRD. EDORA regrette qu'il ne soit pas possible de s'assurer de cette harmonisation afin d'éviter les distorsions de marché entre zones.

3.6 Tarif spécifique Article 21 (Microgrids)

La proposition de grille tarifaire applicable aux projets pilotes en vertu de l'article 21 du Décret ne comprend que la partie du tarif relative à l'utilisation du réseau. Vérification faite, il semble que le reste du tarif s'appliquerait cependant.

L'application de cette grille sera par ailleurs soumise à approbation de la CWaPE. Les recettes budgétées par l'application de cette grille n'entrent pas dans le calcul du revenu autorisé, par contre les recettes réelles seront prises en compte dans le calcul des soldes régulateurs.

EDORA est favorable, sur le principe, au développement des réseaux fermés professionnels, et de manière plus large, aux 'micro-grids'. Ceux-ci permettent en effet la mise en œuvre de solutions en efficacité énergétique, en renouvelable, en flexibilité de la demande, en moyens de stockage et toute forme d'intelligence en matière de gestion et consommation de l'énergie. Les microgrids sont, à ce titre, essentiels pour plus d'intelligence dans le système énergétique car ils peuvent être catalyseurs de la mise en œuvre de ces solutions. EDORA souhaite donc qu'un cadre juridique soit mis en place afin d'encadrer la dynamique de développement de ce type de projets. L'existence d'une grille tarifaire spécifique contribue à clarifier le cadre, même si elle reste limitée aux projets pilotes.

En termes tarifaires, il nous semble que sur le *long terme*, la tarification de ce type de projets doit viser à une juste répartition des coûts et bénéfices (social welfare), en ce compris, le cas échéant, un dédommagement de la collectivité pour les 'stranded costs' (charge de la preuve du côté de celui qui s'estime préjudicié).

Sur le **court terme** cependant, il semble indispensable, pour encourager le développement de ce type de projets (source d'innovations), de veiller à ce que la tarification 2019-2023 soit clairement **incitative**.

Cela étant posé, plusieurs questions se posent à la lecture de la proposition :

- Qu'en est-il de l'application de l'ensemble des termes tarifaires (OSP, surcharges, ni refacturation des tarifs de transport) ? Quelle « cost réfléctivité » dans l'application des charges de transport à des projets dont l'objectif est de maximiser les productions et consommations locales ?
- La CWaPE pourrait-elle préciser d'emblée comment elle entend appliquer les critères du Décret pour pouvoir prétendre à l'application de cette grille tarifaire ? En effet, le Décret mentionne qu'il s'agit de projets « innovants pour le développement de solutions à la problématique de connexion des productions décentralisées », sans plus de précisions. Quels critères de qualité pour ce type de projets ?
- Par ailleurs, comment les montants du tarif seront-ils fixés ? Sera-ce un tarif identique pour tous les projets innovants, ou un tarif au cas par cas ? Qui fait la proposition tarifaire ?
- Quel caractère incitatif sera donné aux tarifs, ou, à défaut, comment la 'cost-réfléctivité' de ces montants sera-t-elle démontrée (quantification des coûts et bénéfices liés au dit projet innovant) ?
- Le tarif s'applique-t-il par 'utilisateur de réseau' ? Comment serait-il applicable à un projet de 'microgrid' dans ce cadre ?

3.7 Tarif d'injection

La proposition de méthodologie tarifaire prévoit des **tarifs d'injection** uniformes pour l'ensemble de la Région, applicables aux unités de production dont la puissance est supérieure à 10kVA, quelle que soit la technologie et la date de mise en service. Ce tarif d'injection est composé du seul tarif pour l'utilisation du réseau, à l'exclusion de tous les autres. Il s'agit d'un tarif capacitaire comprenant une partie relative à la capacité « permanente » de raccordement, et une partie relative à la capacité « flexible », et d'un terme fixe. Le terme capacitaire pour la capacité flexible est fixé à zéro pour la période réglementaire 2019-2023.

EDORA s'oppose fermement (et depuis leur introduction dans les tarifs de transport en 2011) au principe des tarifs d'injection.

L'application de tarifs d'injection introduit en effet une **distorsion de concurrence entre les productions wallonnes par rapport aux productions des autres régions et pays**, dégradant de ce fait le *merit order* de nos installations au bénéfice d'installations « étrangères » dès lors que le terme G serait plus faible (voire nul) dans d'autres régions et pays.

L'argument selon lequel les producteurs « seraient de toute façon dédommagés puisque le tarif d'injection sera compris dans le calcul de niveau de soutien par certificats verts » est fallacieux, puisqu'il n'est pas dans l'intérêt des producteurs renouvelables que l'on renchérisse leurs coûts de production, dès lors que ce n'est de surcroît pas au bénéfice du consommateur final (qui paiera de toute façon ce soutien).

En d'autres mots, pour les tarifs d'injection, il convient de vérifier :

- que ceux-ci ne créent pas un désavantage compétitif supplémentaire pour les productions wallonnes, belges, et renouvelables ;
- en quoi une telle application est susceptible de réduire le coût total de la facture du consommateur dès lors que ce coût sera répercuté 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.

Afin de limiter tout risque de désavantage concurrentiel pour les installations de production situées en Wallonie, la méthodologie du benchmark sera essentielle. La méthodologie de la comparaison devra être explicitée et concertée. Il conviendrait ainsi de limiter les éventuels tarifs d'injection au montant le plus bas appliqué en Belgique ou dans les pays limitrophes. Rappelons également que la *Regulation 838/2010*, qui vise à favoriser le marché intérieur ('level playing field'), impose un **maximum de 0,5€/MWh** pour les tarifs de transport. Ce montant devrait servir de **plafond absolu** lors du benchmarking.

Description des tarifs d'injection appliqués à la distribution dans les pays et région limitrophes (source : FEBEG):

Cat	VL (gemiddelde VEA)	BXL	NL	DE	FR	UK
> 10 kW	LS: 6,83 €/MWh MS: 3,26 €/MWh	0	0	0	0	n.b.

La VREG, dans son rapport de consultation du 17 janvier 2017 relatif à la consultation publique sur la modification de la structure tarifaire pour les tarifs de distribution 2017-2020⁴, reconnaît qu'il y a de « bonnes

⁴ <http://www.vreg.be/nl/document/rapp-2017-01> . "Een aantal belanghebbenden suggereren de afschaffing van het injectietarief. De VREG erkent dat er redenen zijn om de injectietarieven af te schaffen. Zo doorkruisen injectietarieven bijvoorbeeld de uitbouw en bevordering van productie van elektriciteit, hoofdzakelijk afkomstig van hernieuwbare bronnen of uit kwalitatieve

raisons » pour supprimer ou exonérer de ces tarifs, et affirme qu'elle va examiner les voies légales pour le faire.

A titre secondaire, EDORA constate que les tarifs d'injection capacitaires, tels que proposés par la Cwape, sont basés sur une estimation d'heures de production : éolien en T-MT, biomasse en MT et PV en T-BT et BT.

La Cwape prend ainsi comme hypothèses (art. 77) :

- Eolien : 2.200 h/an et 0 % d'autoconsommation
- Biomasse : 6.800 h/an et 50% d'autoconsommation
- PV : 950 h/an pour du PV et 78% d'autoconsommation

Tout projet qui s'écarterait de ces hypothèses risquerait donc de payer davantage que ce que le benchmark conclut. Des tarifs d'injection capacitaires présentent dès lors un risque de désavantager certaines installations.

Nous constatons également que le projet stipule que les tarifs d'injection ne prévoient pas de différence en fonction de la technologie de production ou en fonction de la date de mise en service (art. 75). Pour EDORA, l'application de tarifs d'injection à des unités de production existantes qui n'y étaient pas soumis, revient à imposer une charge a posteriori alors que le business plan de ces installations n'en tenaient pas compte et modifie donc les conditions d'investissements initiales. Ce type de remise en cause accrédite la thèse selon laquelle le cadre wallon est par nature instable pour les investisseurs et la prime de risque est ainsi majorée, ce qui n'est pas du tout souhaitable. C'est une raison supplémentaire pour que tous les signaux économiques soient assortis de ou des objectifs poursuivis afin que, à tout le moins, chaque lien soit clair.

4 Tarifs non périodiques

Le secteur est particulièrement attentif à certains postes non périodiques dont les montants ne sont pas toujours compris, ne sont pas en ligne avec les prix des équipements et/ou du marché ou sujets à inflation injustifiée. Par ailleurs, des distorsions de concurrence existent entre GRDs, parfois pour des questions « historiques » non justifiables pour l'utilisateur de réseau. La volonté d'harmonisation des tarifs non périodiques à l'horizon 5 ans est à ce titre saluée sur le principe (il conviendra néanmoins d'assurer une harmonisation juste, c'est-à-dire au moindre coût).

Les postes sous la loupe concernent en particulier les postes relatifs aux études, raccordements, RTU, mise à disposition des données de comptage et coûts des compteurs.

Ces deux derniers points méritent une attention particulière dès lors que les investissements compteurs sont compris dans la RAB, et que les projets d'installation de nouveaux compteurs font partie des charges nettes opérationnelles spécifiques comprises dans le revenu autorisé. Il ne peut donc être question de faire payer ces compteurs plusieurs fois.

Dans le cadre des prestations diverses, la pratique de faire payer un URD pour l'obtention de ses propres données quart-horaires pose sérieusement question. Il y a double paiement de l'URD pour obtenir ses données :

- Tarif pour l'activité de mesure et de comptage (dans les tarifs périodiques)
- Mise à disposition des informations de comptage ou des impulsions (dans les tarifs non périodiques)

warmtekrachtkoppeling. Een afschaffing of vrijstelling van injectietarieven zou helpen om tegemoet te komen aan de Europese beleidsdoelstellingen rond de ontwikkeling van hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling. De VREG zal onderzoeken wat de feitelijke en juridische aandachtspunten en eventuele bezwaren zijn, in de huidige stand van de wetgeving en rechtspraak, voor de afschaffing of vrijstelling door de VREG van injectietarieven."

Cette pratique doit être strictement contrôlée par le régulateur, voire prohibée.

Le processus de concertation en cours avec certains GRD afin de faire part du feed-back des producteurs, et obtenir des éclaircissements pourrait utilement alimenter les réflexions dans le cadre de la proposition tarifaire.

5 Péréquation et Modalités d'application et de facturation

EDORA se réjouit de la volonté du projet de méthodologie de procéder à une simplification et plus grande uniformité des structures tarifaires. EDORA regrette cependant que la péréquation ne soit à ce stade envisagée que pour l'application des tarifs de transport (2019), et à terme pour les tarifs non périodiques (objectif 2023). Ne serait-ce pas possible de prévoir une péréquation progressive de l'ensemble des tarifs ?

Par ailleurs, les grilles tarifaires proposées contiennent toutes, dans leur partie basse, un cadre permettant aux GRD de préciser les « Modalités d'application et de facturation ».

Dans ce cadre, nous insistons tout particulièrement sur une uniformité totale dans les modalités d'application entre les GRD des grilles tarifaires, en adoptant un modèle de grille unique sans interprétation possible ou en respectant le principe d'un *netcode* distinct par tarif.

6 Sur les règles régulatrices et de publicité (subsidiation croisée)

La transition énergétique va de pair avec une transformation profonde du marché de l'énergie, et en particulier avec l'émergence de « nouveaux métiers » dans les domaines aussi variés que la flexibilité, le stockage, les services énergétiques, le développement des infrastructures pour les véhicules électriques, pour ne citer que les principaux. De nombreux acteurs du marché de l'énergie diversifient leurs activités dans ces nouvelles niches, et d'autres nouveaux acteurs apparaissent sur le marché.

Par ailleurs, les GRD eux aussi semblent vouloir participer comme opérateurs sur ces nouveaux métiers, que ce soit en élargissant leur métier propre de gestionnaire de réseau (activité régulée), ou par la création de filiales, liées plus ou moins intimement à leur activité régulée de base.

EDORA considère que l'ensemble de ces nouveaux métiers relèvent par définition du marché (principe de libéralisation, optimisation du surplus collectif), et pointe les risques de subsidiation croisée et de distorsion de marché lié à la participation d'un acteur régulé sur ces marchés.

La Commission Européenne aborde utilement ces questions dans sa proposition de 'RECAST' de la Directive Electricité, de manière très claire : les GRD **doivent** acheter ces nouveaux services et produits sur le marché (voir articles 32 et suivants, sur le « procurement » des services de flexibilité, mais également, sur le stockage, ou l'électromobilité).

EDORA sera donc particulièrement attentive au respect de ce principe et à ce que les risques de subsidiation croisée soient éliminés par la mise en place effective et rigoureuse de l'*unbundling* au minimum comptable, tel que prévu aux articles 146 à 148, et demande que les rapports sur ces thèmes soient obligatoirement rendus publics.

7 GAZ

EDORA note l'introduction d'un tarif d'injection Gaz, qui semble conforme à la proposition de l'AGW OSP relatif à l'injection de biogaz.

D'une manière générale, EDORA s'interroge sur la politique 'gaz' wallonne relative à l'optimisation de l'utilisation des réseaux existants et à leur développement. La proposition de méthodologie ne détaille à notre sens d'autre élément de vision que celui inclus dans les « projets spécifiques », et visant à maximiser l'utilisation des réseaux existants. Cela signifie-t-il que les extensions de réseau gaz BP ne seront réalisées que si une rentabilité de court terme est « garantie » pour le GR ? Pourquoi traiter les extensions des réseaux gaz sur base de la rentabilité marginale de CT et avoir une approche différente pour les réseaux électriques ? Quelle est la vision LT de la Région wallonne et des GRD en matière de développement des réseaux gaz ? Est-il effectivement prévu, à terme, de diminuer nos émissions relatives (yc particules fines) au secteur du chauffage et réduire l'utilisation du mazout de chauffage (avec prise en compte des externalités yc sur la santé) ? Pourquoi ne pas publier périodiquement les plans de développement des réseaux gaz BP ?



**Consultation publique relative au Projet de Méthodologie
tarifaire applicable aux GRD d'électricité et de gaz naturel
en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023**

Elia System Operator

Contribution confidentielle

18/05/2017

CONTRIBUTION CONFIDENTIELLE

Elia System Operator (ci-après Elia) remercie la CWaPE pour la consultation organisée sur le Projet de Méthodologie tarifaire applicable aux GRD d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023.

Dans la présente réaction, qui doit être considérée comme confidentielle, Elia n'a pas pour ambition de commenter les différents éléments de la méthodologie tarifaire que la CWaPE entend mettre en place pour réguler tarifairement l'activité de gestion de réseau de distribution.

Elia entend limiter sa contribution aux éléments pour lesquels elle voit un lien avec ses propres activités régulées en Belgique. Dans ce cadre, Elia développera au travers la présente 2 commentaires principaux et une question accessoire :

- Le premier commentaire vise à apprécier dans quelle mesure la méthodologie tarifaire en projet se marie avec les modalités de collaboration entre le gestionnaire du réseau de transport (local) et les gestionnaires de réseau de distribution quant aux choix des investissements à réaliser dans les réseaux d'électricité. Pour rappel, pour satisfaire au mieux les utilisateurs de réseau, les **choix d'investissement** à effectuer dans les réseaux de transport, transport local ou de distribution doivent reposer sur le **principe de l'optimum technico-économique**. Ce principe requiert que l'on apprécie quelle est l'option technique qui offre une réponse adéquate pour répondre au besoin de la façon la plus économique possible pour la communauté. Ce principe peut induire le besoin de renforcer le réseau de transport, de transport local et/ou de distribution.

Vu d'Elia, une question légitime est dès lors de savoir si la méthodologie tarifaire mise en place au niveau de la distribution permet une pérennisation du recours à ce principe.

Si nous la comprenons bien, cette proposition de méthodologie tarifaire va permettre aux gestionnaires de réseau de distribution de connaître de façon anticipée une hauteur de référence pour les coûts d'investissement qu'ils pourront faire couvrir par les tarifs au cours de la période régulatoire à venir.

A l'exception d'une liste de coûts considérés comme non gérables (dont ne font pas partie les coûts correspondant aux investissements), cette méthodologie contient également une forme d'incitation à diminuer l'ensemble des (autres) coûts à couvrir par les tarifs. Le gestionnaire de réseau de distribution pourra en effet conserver l'effort d'efficacité qu'il a entrepris pour réduire l'ensemble de ses coûts.

La question qui résulte de cette synthèse rapide est dès lors la suivante : dans quelle mesure la méthodologie tarifaire développée permet d'assurer qu'un GRD sera en toute circonstance encouragé à assurer la mise en œuvre du principe de l'optimum technico-économique, même si celui-ci induit que le besoin en investissement est à réaliser dans son réseau et que ceci peut entraîner une augmentation des coûts liés aux investissements ?

Nous ne doutons évidemment pas du professionnalisme des gestionnaires de réseau de distribution et nous sommes convaincus qu'ils seront attentifs à faire en sorte que le coût sociétal du développement des réseaux soit le plus bas possible. La question que nous posons vise à apprécier en quoi la méthodologie tarifaire concourt au respect de ce principe, voire l'encourage, (ou non) et assure que les choix d'investissement pourront

systématiquement être guidés par le respect du principe de l'optimum technico-économique, et ce dans l'intérêt de la collectivité.

- En second lieu, Elia s'interroge sur un élément relatif à la détermination des soldes ayant traités aux tarifs de transport et aux obligations de service public facturées par Elia aux GRD. A l'annexe 10 de la proposition de méthodologie tarifaire, relative aux modèles de grilles pour les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, nous notons avec satisfaction que les différents composants des tarifs de transport sont bien distingués et traduits dans des tarifs (exprimés en €/MWh) que les GRD devront refacturer eux-mêmes aux fournisseurs. Nous apprécions également qu'une distinction claire soit faite entre ces tarifs de transport (composant I. du tableau) et les différents tarifs pour obligations de service public et les surcharges (composant II. du tableau).

Elia note qu'il existe un composant III. portant sur le Tarif pour les soldes régulateurs de transport. Notre commentaire vise à savoir si ce tarif pour les soldes régulateurs de transport couvrira uniquement les écarts entre coûts supportés par les GRD relatifs à la seule composante I. portant sur les tarifs de transport proprement dits ou également sur la composante II. relative aux obligations de service public. Deux éléments nous incitent à croire que ce tarif pour les soldes régulateurs porte uniquement sur le premier volet (les tarifs de transport proprement dit).

D'une part, les Tarifs pour OSP (composante II.) sont généralement révisés chaque année sur base d'une proposition qu'Elia soumet à l'approbation de la CREG. Une fois que la CREG a approuvé ces adaptations, les GRD introduisent un dossier d'actualisation à la CWaPE menant à une révision des tarifs de refacturation de ces coûts d'OSP dans les 3 mois. Dès lors que ces tarifs de refacturation d'OSP sont révisés régulièrement, les soldes régulateurs relatifs à ces tarifs pourront également être pris en compte par les GRD dans l'actualisation de ceux-ci. Ainsi, un mécanisme existe par lequel les soldes régulateurs relatifs aux OSP seront corrigés d'année en année.

D'autre part, un mélange de soldes relatifs d'une part aux tarifs de transport proprement dits et aux tarifs OSP n'offrirait pas la transparence nécessaire vis-à-vis des utilisateurs de réseau et induirait en outre une forme de subsidiation croisée entre activité de transport régulée et coûts liés à des obligations de service public imposée au gestionnaire du réseau de transport (local). Nous supposons dès lors qu'il n'est pas envisagé que ce Tarif pour solde régulateur intègre les soldes des Tarifs de transport et des Tarifs pour OSP.

Pour plus de clarté en cette matière, nous souhaiterions que la CWaPE puisse confirmer notre compréhension, le cas échéant en clarifiant le modèle de grille tarifaire afin d'éviter toute confusion éventuelle.

- En troisième point, nous terminons par une question de compréhension relative à la manière dont la CWaPE a valorisé un élément pris en compte pour la détermination d'un des paramètres utilisé dans la formule de rémunération des GRD. Elia a en effet noté que dans le Chapitre 3 de l'Annexe 2, la CWaPE reprend une liste de « beta ajusté » pour la période 2012-2016 auprès d'un échantillon d'entreprises actives dans la gestion de réseau. Elia note qu'elle est reprise dans cet échantillon et qu'un beta ajusté lui est associé. Dès

lors qu'elle y est nommément mentionnée, Elia s'interroge quant à savoir comment ce beta a été déterminé.

Elia vous souhaite bonne réception de cette contribution et reste bien entendu à la disposition de la CWaPE pour toutes questions complémentaires.

* *
*

Sujet: Projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Wallonie pour la période 2019–2023 : Position de la FEBEG

Date: 19.05.2017

Contact: Vincent Deblocq

Tél: 0032 2 500 85 94

Mail: vincent.deblocq@febeg.be

Vous trouverez ci-joint les commentaires et propositions de la FEBEG dans le cadre de la consultation publique organisée par la CWaPE au sujet du projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Wallonie pour la période 2019–2023. Cet avis complet et précis les premières réactions émises lors de l'audition publique organisée par la CWaPE le 4.05.2017.

1. Evaluation générale

La FEBEG accueille favorablement de très nombreux principes généraux appliqués au travers du projet de méthodologie tarifaire soumis à consultation :

- *Objectif de stabilité et visibilité tarifaire:* la FEBEG constate que de nombreuses mesures et propositions sont émises en vue d'éviter tout choc tarifaire pour les utilisateurs de réseau (tarifs inchangés aux tarifs approuvés fin 2018 au cours des années 2019–2023, intégration progressive des soldes régulateurs, fixation du revenu annuel autorisé pour 5 ans, ...)
- *Objectif de maîtrise des coûts:* la FEBEG constate que le présent projet a pour vocation de maîtriser les coûts de la distribution via un plafonnement d'une partie du revenu autorisé sur la période.
- *Responsabilisation et politique incitative pour le GRD:* pour la FEBEG de nombreuses mesures proposées doivent mener à une plus grande responsabilisation financière dans l'exécution de certaines de ses missions (distinction entre charges contrôlables/non contrôlables, introduction d'un facteur d'efficacité, mise en place progressive d'un mécanisme d'incitation sur base des KPI,...)
- *Plus grande lisibilité de la structure tarifaire et uniformisation tarifs de transport et autres tarifs non périodiques :* de telles mesures doivent, d'une part contribuer à une plus grande transparence et acceptabilité « coût » pour le consommateur, et d'autre part optimiser l'application opérationnelle des tarifs par les fournisseurs.

De manière générale, la FEBEG estime que ces différents éléments constituent une base positive en vue de procéder à une optimisation progressive de la fixation tarifaire et des évolutions futures que ceux-ci devraient encore connaître au regard de la transition en cours.

Cependant, en vue d'améliorer la lecture générale de la méthodologie, et assurer une plus grande sécurité juridique, la FEBEG estime que chaque mesure et proposition émises devraient faire l'objet d'une part, d'une clarification au niveau des objectifs recherchés et, d'autre part, le cas échéant, d'une motivation au regard de ces objectifs recherchés.

2. Coûts contrôlables– non contrôlables et motivation

Comme exprimé en avant-propos, la FEBEG soutient la volonté de distinguer les coûts contrôlables et les coûts non contrôlables dans le mode de répercussion tarifaire pour le GRD. Une telle distinction est de nature à favoriser une gestion optimale et une plus grande responsabilisation des GRD dans l'exécution de leurs missions. Alors que le projet catégorise les différentes missions selon ces deux notions, il nous paraîtrait opportun que chaque catégorisation fasse l'objet d'une motivation. Une telle démarche serait également de nature à éviter tout risque potentiel de recours ou contestation.

3. Contribution équitable des prosumers aux coûts du réseau

La FEBEG comprend et respecte la volonté du législateur de faire contribuer l'ensemble des utilisateurs de réseau « afin de garantir la solidarité entre tous les consommateurs ». La FEBEG regrette cependant la fixation d'une telle contribution sur base de la puissance nette développable.

Pour la FEBEG, la formalisation de cette contribution sous cette forme de type capacitaire engendre deux conséquences négatives majeures :

Une perte d'opportunités

Sous la forme proposée, cette contribution au réseau :

- Ne permet pas au prosumer de valoriser son injection, son prélèvement et sa flexibilité au juste coût au sein du système énergétique ;
- N'incite pas à la maximisation par le prosumer de son autoproduction.

Pour la FEBEG, la contribution proposée ne reconnaît donc pas la valeur que représente le PROSUMER que celui-ci pourrait mettre à disposition du système électrique dans son ensemble. L'introduction d'une contribution au réseau sur base de la puissance nette développable, manque l'opportunité d'intégrer pleinement le PROSUMER dans la transition énergétique, et de faire bénéficier la collectivité des services que celui-ci pourrait mettre à disposition de la gestion du système électrique globale.

Impacts pour le fournisseur

L'introduction de cette contribution engendre des impacts importants pour le fournisseur, qui dans le cadre de l'actuel modèle de fourniture assure, pour le compte des GR, la facturation et la perception de l'ensemble des tarifs de réseau, tout en assurant la totalité du risque financier de ces composantes en cas de défaut de paiement du consommateur.

L'introduction de ce tarif PROSUMER :

- Augmente donc directement le risque financier pris en charge par le fournisseur pour le compte des GR, qui sera amené à facturer ce tarif de réseau, sans pouvoir, le cas échéant facturer aucune consommation « commodity ».
- Maintient la non-reconnaissance des impacts du PROSUMER sur le coût de sourcing de ce segment pour le fournisseur, qui prend en charge les différences de valorisation entre le moment où l'énergie est sourcée et le moment où cette énergie est réellement affectée (injectée au client en cas de production intermittente défavorable ou déversée sur un marché d'échange en cas de production intermittente favorable) au/par le PROSUMER.

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 permettrait :

- De répondre à la volonté du législateur de faire contribuer les PROSUMERS au coût du réseau, mais sur base de leurs prélèvements réels ;
- D'optimiser la gestion du système électrique via une reconnaissance de la valeur que représenter le PROSUMER pour la gestion du système
- De corriger les impacts négatifs du PROSUMER sur les activités de fourniture, via une facturation de la commodité sur base des prélèvements et injections réels.

A défaut d'une généralisation de ce type de compteurs auprès de ce segment de consommation spécifique, et dans l'attente d'une valorisation distincte des mesures d'injection et de prélèvement pour la commodité, la FEBEG demande une reconnaissance et une compensation pour le rôle du fournisseur dans la facturation, la perception et le risque de non-paiement de cette nouvelle obligation qui illustre à l'extrême la nécessité de revoir le modèle de fourniture actuel afin d'en assurer sa pérennité.

La FEBEG plaide également pour la mise sur pied d'une campagne de communication claire et transparente sur les futures modalités pratiques d'application de la contribution au réseau qui sera retenue. Une telle initiative serait de nature à favoriser la compréhension et l'acceptabilité de la mesure, et permettrait aux fournisseurs d'assurer dans les meilleures conditions leur rôle d'intermédiaire final.

4. Tarif de prélèvement pour les projets innovants

La proposition prévoit que toute grille tarifaire relative à un projet innovant doit être approuvée par la Cwape (art. 69).

Pour la FEBEG, il paraîtrait utile de préciser que toute dérogation aux principes généraux de la méthodologie tarifaire devrait être objectivée et justifiée. De même, il paraîtrait également utile de prévoir une évaluation des dérogations autorisées, en ce compris de l'impact tarifaire pour les différents intervenants, actifs ou non dans le projet.

Au niveau opérationnel, la FEBEG demande au régulateur de prendre en compte les conséquences d'adaptions systèmes IT et financières pour les fournisseurs de ces modalités tarifaires particulières.

5. Tarifs d'injection

La proposition de méthodologie tarifaire prévoit des tarifs d'injection uniformes pour l'ensemble de la Région, applicables aux unités de production dont la puissance est supérieure à 10kVA, quelle que soit la technologie et la date de mise en service.

Pour la FEBEG, dans un contexte de transition énergétique qui impose le développement massif d'installations de production renouvelable, l'application de tarifs d'injection représente un frein à la réalisation des objectifs, et introduit une distorsion de concurrence paradoxale des productions wallonnes par rapport aux productions des autres régions et pays, en dégradant de ce fait le merit order de nos installations au bénéfice d'installations « étrangères ». En outre, une telle surcharge représente une entrave supplémentaire à la nécessaire intégration progressive de la production renouvelable au marché.

La FEBEG est donc opposée à de tels tarifs.

Si toutefois de tels tarifs devaient être mis en place, il serait alors primordial qu'ils :

- Soient régis par le stricte et unique principe de « cost reflectivity » lié aux seuls coûts réseaux supplémentaires induits par l'injection de production renouvelable ;
- Ne créent pas un désavantage compétitif supplémentaire pour les productions wallonnes, belges, et renouvelables ;
- Soient établis sur base d'un benchmark dont la méthodologie devra être explicitée et concertée.

Sur base du dernier rapport sur les « onrendabele top » du VEA pour les projets 2017, la FEBEG constate l'application des tarifs d'injection suivants au niveau de à la distribution dans les pays limitrophes :

Cat	VL (gemiddelde VEA)	BXL	NL	DE	FR	UK
>10 kW	LS: 5,81 €/MWh MS: 3,26 €/MWh	0	0	0	0	n.b.

Il est à souligner que l'application d'un tarif d'injection en Région flamande est actuellement remise en cause par le régulateur qui mène actuellement une réflexion sur sa suppression.

La FEBEG constate également que les tarifs d'injection capacitaires, tels que proposés par la Cwape, sont basés sur une estimation d'heures de production : éolien en T-MT, biomasse en MT et PV en T-BT et BT. La Cwape prend ainsi comme hypothèses (art. 77) :

- Eolien : 2.200 h/an et 0 % d'autoconsommation
- Biomasse : 6.800 h/an et 50% d'autoconsommation
- PV : 950 h/an pour du PV et 78% d'autoconsommation

Tout projet qui s'écarterait de ces hypothèses risquerait donc de payer davantage que ce que le benchmark conclue. Des tarifs d'injection capacitaires présentent dès lors un risque de désavantager certaines installations.

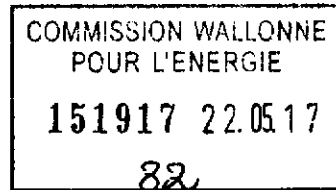
Nous constatons également que le projet stipule que les tarifs d'injection ne prévoient pas de différence en fonction de la technologie de production ou en fonction de la date de mise en service (art. 75). Pour la FEBEG, l'application de tarifs d'injection à des unités de production existantes qui n'y étaient pas soumis, revient à imposer une charge a posteriori alors que le business plan de ces installations n'en tenaient pas compte et modifie donc les conditions d'investissements initiales.

6. Application des grilles tarifaires et délais d'application

La FEBEG se réjouit de la volonté du projet de procéder à une simplification et une plus grande uniformité des structures tarifaires. Dans ce cadre, nous insistons tout particulièrement sur une uniformité totale dans les modalités d'application entre les GRD des grilles tarifaires, en adoptant un modèle de grille unique sans interprétation possible ou encore en respectant le principe stricte d'un netcode distinct par tarif.

Egalement, la FEBEG salue l'amélioration générale de concertation, de transparence et de fixation des différentes étapes du processus d'approbation tarifaire. Les fournisseurs membres de la FEBEG rappellent cependant la nécessité de pouvoir disposer d'un délai d'implémentation suffisant pour l'intégration dans leurs systèmes des futurs tarifs. La FEBEG insiste pour que ces délais soient fixés en concertation et le plus en amont possible avec le régulateur, selon la nature des modifications finales.

Enfin, tout en comprenant les contraintes propres du régulateur sur la communication des tarifs finaux approuvés selon le timing approuvé légalement, la FEBEG estime que toute communication préalable des futurs tarifs, sous forme d'une « fourchette d'estimations » par exemple, serait de nature à favoriser le rôle informatif des fournisseurs envers les clients finaux et ainsi favoriser l'acceptation des changements éventuels.



CWaPE
Monsieur Antoine Thoreau
Directeur socio-économique et tarifaire
Commission wallonne pour l'Energie
Route de Louvain-la-Neuve 4 bte 2
B – 5001 Namur (Belgrade)

Bruxelles, le 19 mai 2017

PAR RECOMMANDE

Concerne : consultation publique de la CWaPE relative au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023

Cher Monsieur Thoreau,

Veuillez trouver ci-joint la réponse de Febeliec à la consultation sus-mentionnée.

Bien à vous,



Michaël Van Bossuyt

Réponse de Febeliec à la consultation publique de la CWaPE relative au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en région wallonne pour la période réglementaire 2019-2023

Febeliec veut avant tout remercier la CWaPE pour la possibilité de faire part de ses remarques relatives au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en région wallonne pour la période réglementaire 2019-2023 par le biais de cette consultation publique. Febeliec suivra dans sa réponse la structure proposée par la CWaPE.

Abstract

Febeliec soutient la CWaPE dans ses démarches pour établir la méthodologie tarifaire en suivant les objectifs généraux définis dans la Directive Européenne 2009/72/CE, et tient à attirer spécifiquement l'attention sur le premier point concernant la maîtrise du revenu des gestionnaires de réseau afin de limiter la contribution financière des utilisateurs de réseau, et ce pour ne pas nuire à la compétitivité des consommateurs (industriels) belges vis-à-vis de ceux dans les autres pays.

Febeliec prend note de la décision de la CWaPE de fixer les tarifs pour une période de 5 ans. Selon sa compréhension, les tarifs seront fixés pour cette période, mais seront différents d'année en année, basés sur les prévisions¹ de l'évolution des coûts des gestionnaires de réseau ainsi que sur les prévisions² de l'indice de santé. Febeliec a toujours soutenu une stabilité et visibilité pluriannuelle pour les tarifs de réseau, afin que les entreprises et tous les autres consommateurs puissent faire leurs prévisions tarifaires et business plans en toute connaissance de cause. Par contre, et cette remarque reviendra dans les commentaires sur le titre concerné ci-dessous, Febeliec réitère sa demande d'avancer dans le temps la procédure d'approbation des tarifs des gestionnaires de réseau, afin que ces tarifs pour la période 2019-2023 soient connus avant décembre 2018, de sorte que les entreprises puissent en tenir compte dans leurs calculs et prévisions pour l'année 2019. Il devrait être possible d'avancer toute cette procédure d'approbation de par exemple 6 mois, afin de connaître les tarifs applicables à partir de 2019 dès l'été 2018, sans que ceci ne nuise fondamentalement à l'exactitude et la validité des prévisions de tous les éléments nécessaires pour la détermination des tarifs.

Dans le cadre des charges nettes opérationnelles, la CWaPE fait la distinction entre éléments contrôlables et non contrôlables. Febeliec plaide pour l'introduction d'une catégorie de coûts dits « influençables » (par exemple le nombre de compteurs à budgets installés est un élément influençable par le gestionnaire de réseau), bien que Febeliec constate aussi que la CWaPE applique certains aspects d'une telle catégorie

¹ Febeliec se pose quand même la question si ces prévisions sont celles des gestionnaires de réseau ou de la CWaPE, ou sont basés sur une concertation des gestionnaires de réseau et la CWaPE sur ce sujet

² Febeliec se pose quand même la question si ces prévisions sont celles des gestionnaires de réseau ou de la CWaPE, ou sont basés sur une concertation des gestionnaires de réseau et la CWaPE sur ce sujet

dans sa façon de traitement d'écart entre coûts budgétés et réalisés. Febeliec fait entre autres référence à l'approche appliquée par la CREG en la matière.

Febeliec suit la CWaPE dans sa décision d'instaurer un incitatif financier (le facteur Q), mais déplore que la valeur de ce facteur soit fixée à zéro pour la période 2019-2023 et se demande pourquoi la CWaPE n'envisage pas de déterminer des indicateurs de performance avant la période 2019-2023 de sorte à pouvoir déjà les appliquer durant cette période.

Concernant les budgets complémentaires pour la réalisation de deux projets spécifiques, notamment le déploiement des compteurs communicants et la promotion des réseaux de gaz naturel, Febeliec se pose des questions et reviendra sur ce point dans le titre qui leur est dédié. Febeliec se demande notamment quelle est la prévision de la CWaPE sur le déploiement des compteurs communicants en Région Wallonne, dans la mesure où certains tarifs proposés sont basés sur des concepts qui ne sont réalisables que dans la mesure d'un déploiement global et complet de compteurs communicants.

Concernant le pourcentage de rendement autorisé, Febeliec trouve le résultat obtenu par la CWaPE de 3,573% assez raisonnable et considère la détermination du Bêta (0,65) comme une bonne représentation du risque du secteur. Néanmoins, Febeliec attire l'attention de la CWaPE sur le ratio endettement/fonds propres (52,5% versus 47,5%) et se demande si un *gearing* plus élevé ne serait pas souhaitable, vu le coût inférieur des dettes comparé à celui des fonds propres.

Febeliec prend note du mécanisme proposé par la CWaPE concernant une contribution équitable des prosumers (production <10kVA), mais demande toutefois d'avancer sur le déploiement de compteurs communicants/intelligents qui permettrait d'appliquer une meilleure tarification.

Febeliec soutient la continuation de tarifs d'injection, vu que les producteurs utilisent les réseaux et ne sauraient guère transporter leur énergie produite sans réseau. Ceci est donc une approche en ligne avec le critère de réflectivité de coûts. Febeliec oserait même demander un split 50/50 des coûts réseaux entre consommateurs et producteurs, car les consommateurs ainsi que les producteurs bénéficient autant de la disponibilité d'un réseau performant et fiable.

Titre I. Les principes de détermination des tarifs

Titre II. Le revenu autorisé

2.1 Les éléments constitutifs du revenu autorisé

Concernant le titre sur le revenu autorisé, Febeliec réitère sa position sur l'instauration d'une catégorie de charges opérationnelles « influençables », à distinction de charges non contrôlables et contrôlables. On pourrait inclure dans une telle catégorie entre autres les charges émanant de factures d'achat d'électricité ou de gaz pour la couverture des pertes en réseau électrique et/ou pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau.

Concernant les projets spécifiques, Febeliec comprend l'approche de la CWaPE, mais demande de veiller strictement à ce que le nombre et la nature de projets spécifiques restent très limités et seulement appliqués dans des cas pertinents et concrets, afin d'éviter que des projets qui ressortent de l'opération normale des gestionnaires de réseau soient visés par un tel mécanisme.

Concernant les règles d'évolution de la base d'actifs régulés, Febeliec constate que dans le tableau reprenant les pourcentages d'amortissement (p27), les compteurs télémétrés et les compteurs à budget classique (payguard) doivent être amortis sur 10 ans, tandis que les compteurs communicants peuvent être amortis sur 15 ans. Febeliec se demande pourquoi tous les compteurs ne peuvent être amortis sur une période de 15 ans.

Febeliec suit la CWaPE dans sa décision d'interdire la réévaluation de la base d'actifs régulés.

Concernant le pourcentage de rendement autorisé, Febeliec renvoie à ses commentaires ci-dessus à ce sujet.

Concernant le facteur de qualité Q, Febeliec réitère sa position qu'elle trouve absolument dommage que ce facteur soit mis à zéro pour la période 2019-2023, car c'est une chance manquée et cela retarde voire empêche toute amélioration de performance par les gestionnaires de réseau de 5 ans. En effet, en mettant ce facteur à zéro pour la période 2019-2023, une incitation à s'améliorer sur certains aspects est non seulement absente, mais, en outre, cela peut également avoir un effet pervers allant à l'encontre de la volonté de la CWaPE car toute amélioration qui serait réalisée dans la période 2019-2023 ne pourra plus être réalisée/valorisée durant la période tarifaire suivante, lorsque le facteur Q sera d'application avec une valeur non nulle.

2.2 Les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé

Concernant les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé, Febeliec suit la logique d'une détermination d'un budget ex ante et d'un contrôle ex post.

Concernant des points spécifiques, Febeliec se demande pourquoi le coût prévisionnel des indemnités de retard de placement des compteurs à budget est considéré comme une charge non-contrôlable, bien que les gestionnaires de réseau puissent, sinon contrôler ce coût, à tout le moins l'influencer. Cette approche ne donne malheureusement aucune incitation pour les gestionnaires de réseau à s'améliorer, autre que le tableau statique pour les délais estimés par année pour la période 2019-2023.

2.3 La procédure d'approbation du revenu autorisé

Titre III. La fixation et le contrôle des tarifs de distribution

3.1 Les tarifs périodiques de distribution et les modèles de grilles tarifaires

Concernant les tarifs de prélèvement, Febeliec constate que la CWaPE propose un terme capacitaire pour T-MT, MT ou T-BT qui est applicable à la puissance maximale, mesurée mensuellement³ pendant les heures de pointe. Ceci nécessite selon Febeliec un compteur AMR qui peut faire la distinction entre la pointe à différents moments (heures), ce qui n'est pas possible avec un MMR. De plus, Febeliec se demande pourquoi cette approche n'est pas appliquée pour les utilisateurs de réseau raccordé en BT (bien que cela nécessite la disposition d'un compteur intelligent) et quelle approche sera donc appliquée pour ces utilisateurs. De plus, pour une question de réflectivité de coûts, les utilisateurs de réseau T-MT, MT et T-BT devraient avoir un terme proportionnel qui tient compte du fait qu'une partie des coûts de réseau pour leur niveau de tension est déjà répercutée dans le terme capacitaire. Il faudrait ainsi prévoir

³ Febeliec considère ceci comme une nouvelle pointe applicable comme base tarifaire par mois et non seulement un point de mesure par mois pour application d'un tarif annuel

la possibilité de limiter le tarif de prélèvement pour des utilisateurs ayant de fortes pointes de puissance mais très peu de consommation.

Febeliec demande aussi que la CWaPE précise ce qu'elle entend par « heures de pointe » et si elle voit ceci comme une période statique (de x à y heures chaque journée, avec ou sans différenciation entre jours ouvrable et jours non-ouvrables ?) ou bien une période variable (en fonction de la pointe synchrone du système (du gestionnaire de réseau?) ou de la pointe asynchrone du consommateur) et avec une péréquation ou non sur toute la zone d'un gestionnaire de réseau/la Région Wallonne ou différencié selon les conditions du réseau. Il est important de donner une définition claire aux différents concepts utilisés.

Concernant l'application d'une tarification sur base de pointes mensuelles en termes de capacité, Febeliec demande à la CWaPE de mettre en place un mécanisme similaire à celui appliqué par Elia sur le réseau de transport et transport local avec l'application de la 11^{ème} pointe mensuelle au lieu de la première pointe comme porteur tarifaire. Ceci permet entre autres à des consommateurs avec une production locale (qui peut observer des problèmes et donc mener à une pointe ponctuelle au moment d'un déclenchement pour raison technique) ou des pointes de consommation très peu fréquentes (par exemple lié à des tests) de soulager l'impact d'un tel tarif, sans que ceci n'influence pour autant fortement le dimensionnement du réseau ni l'effet sur les autres consommateurs. Concernant le tarif prosumer, Febeliec renvoie à ses commentaires ci-dessus à ce sujet.

Concernant le tarif pour soldes régulateurs, celui-ci peut avoir un signe positif ou négatif. Est-ce que la CWaPE envisage une solution pour le cas (hypothétique) où ce tarif avec un signe négatif pourrait mener à un remboursement en valeur absolue d'un gestionnaire de réseau vers des utilisateurs de réseau ?

Concernant l'application de tarifs de prélèvement spécifiques pour des projets innovants, Febeliec s'interroge sur la nécessité de prévoir ceci dans cette méthodologie. Les tarifs réseaux doivent répondre aux critères de transparence, non-discrimination et réactivité de coûts et ne devraient en principe pas être utilisés pour mener une politique de soutien de certains projets. En tout état de cause, il convient d'encadrer le système de manière stricte en limitant dans le nombre, l'ampleur et la durée, l'application de tels tarifs spécifiques.

Febeliec trouve positif que la CWaPE a abandonné, pour les tarifs de prélèvement, l'idée de termes capacitaires distincts pour capacité permanente et capacité flexible, car une telle approche pourrait en effet, comme décrit par Febeliec à plusieurs reprises, mener à terme à un sous-investissement dans les réseaux avec les répercussions négatives qui en découleraient. A contrario, appliquer une approche de tarifs pour capacité permanente et pour capacité flexible pour des tarifs d'injection a, elle, réellement du sens, car, surtout dans le cadre de sources de production intermittentes, appliquer cette distinction peut mener à un moindre coût global, tant pour le gestionnaire de réseau et donc la collectivité que pour un producteur, qui pourra lui-même faire le trade-off entre la capacité permanente et flexible en fonction de la production attendue et la valeur de cette production. Febeliec comprend l'approche de la CWaPE de mettre le tarif pour la capacité d'injection flexible à zéro EUR/kVA pour la période 2019-2023, mais s'attend à que cette approche changera en fonction de l'état des réseaux dans les périodes suivantes, en fonction des besoins et d'une approche de maximisation du social welfare ainsi que la minimisation des coûts au niveau sociétal.

Concernant les tarifs gaz, Febeliec n'a pas de commentaires spécifiques.

3.2 Les tarifs non périodiques de distribution

3.3 La procédure d'approbation des tarifs périodiques et non périodiques

Concernant la procédure d'approbation des tarifs périodiques et non périodiques, Febeliec réitère sa demande d'avancer tout le calendrier de cette procédure de par exemple six mois, de sorte que les tarifs de distribution soient connus en été 2018 pour application à partir du premier janvier 2019. Ceci permettrait aux utilisateurs de réseau de prendre acte des changements tarifaires, de pouvoir en tenir compte dans leurs exercices de budgétisation pour l'année 2019 et de pouvoir adapter et améliorer leur profil de prélèvement et/ou injection en fonction de ces tarifs, ce qui permettrait justement aux gestionnaires de réseau de bénéficier des effets positifs résultant de cette approche avec des tarifs capacitaires avec des signaux incitatives en matière d'utilisation rationnelle de réseau par les utilisateurs.

3.4 Les tarifs provisoires

3.5 Le contrôle des tarifs

Titre IV. Le calcul et le contrôle des écarts entre le budget et la réalité

4.1 Le traitement des écarts

Concernant l'article 107 sur les charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques, Febeliec comprend l'application d'un prix maximum autorisé, mais veut interroger la CWaPE sur la nécessité de mettre en place un prix minimum. Febeliec se demande s'il ne serait pas plus logique et favorable de ne pas utiliser de prix minimum, mais d'utiliser le prix réel si celui-ci est inférieur au prix maximum autorisé pour la détermination de la dette tarifaire des gestionnaires de réseau envers les utilisateurs, et demande à la CWaPE d'envisager une telle approche.

La même logique devrait selon Febeliec également être appliquée aux charges d'achat d'électricité et de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre et les charges d'achat des certificats verts.

Febeliec s'interroge également sur les écarts relatifs tolérés dans l'établissement du prix maximum par rapport à la valeur de référence pour ces différentes charges et se demande s'ils ne sont pas excessifs (20% pour les charges d'achat d'électricité et de gaz et 10% pour les charges d'achat de certificats verts).

Pour les indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget, Febeliec renvoie à ses remarques ci-dessus à ce sujet.

4.2 La procédure de contrôle des écarts et la révision du tarif pour les soldes régulateurs

Titre V. La fixation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport

5.1 Les charges, les tarifs de refacturation et les modèles de grilles tarifaires

Concernant la péréquation tarifaire, Febeliec soutient cette philosophie. Néanmoins, Febeliec se pose les questions suivantes :

- Pourquoi cette péréquation n'est prévue que pour la refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport ?
- Quel mécanisme sera mis en place pour obtenir cette péréquation et quel sera l'impact sur les gestionnaires de réseau, y compris les soldes régulateurs existants ?

Concernant les tarifs de refacturation de charges d'utilisation du réseau de transport, Febeliec constate que la CWaPE propose également un terme capacitaire pour T-MT, MT ou T-BT qui est applicable à la puissance maximale, mesurée mensuellement⁴ pendant les heures de pointe. Ceci nécessite selon Febeliec un compteur AMR qui peut faire la distinction entre la pointe à différents moments (heures), ce qui n'est pas possible avec un MMR. De plus, Febeliec se demande pourquoi cette approche n'est pas appliquée pour les utilisateurs de réseau raccordé en BT (bien que cela nécessite la disposition d'un compteur intelligent) et quelle approche sera donc appliquée pour ces utilisateurs. De plus, pour une question de réfectivité de coûts, les utilisateurs de réseau T-MT, MT et T-BT devraient avoir un terme proportionnel qui tient compte du fait qu'une partie des coûts de réseau pour leur niveau de tension est déjà répercuté dans le terme capacitaire. Il faudrait ainsi envisager la possibilité de limiter le tarif de refacturation pour des utilisateurs ayant de fortes pointes de puissance mais très peu de consommation.

Concernant l'application d'une tarification sur base de pointes mensuelles en termes de capacité, Febeliec demande à la CWaPE de mettre en place un mécanisme similaire à celui appliqué par Elia sur le réseau de transport et transport local avec l'application de la 11^{ième} pointe mensuelle au lieu de la première pointe comme porteur tarifaire. Ceci permet entre autres à des consommateurs avec une production locale (qui peut observer des problèmes et donc mener à une pointe ponctuelle au moment d'un déclenchement pour raison technique) ou des pointes de consommation très peu fréquentes (par exemple lié à des tests) de soulager l'impact d'un tel tarif, sans que ceci n'influence pour autant fortement le dimensionnement du réseau ni l'effet sur les autres consommateurs.

5.2 La procédure d'approbation

5.3 Le traitement des écarts entre charges et recettes réelles

5.4 La procédure d'approbation du solde régulateur global de transport

Titre VI. Les règles régulateurs et de publicité

6.1 Les règles régulateurs

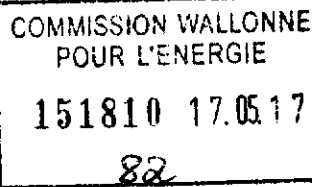
Febeliec reste en faveur d'une application très stricte des règles concernant l'absence de subsidiation croisée et la tenue d'une comptabilité séparée et se demande même pourquoi il faut accepter que les gestionnaires de réseau puissent développer des activités non-régulées. Dans la mesure où les gestionnaires de réseau démontrent la nécessité de développer des activités non-régulées et seraient autorisés par le régulateur d'en développer, il faudra mettre en place une séparation juridique claire entre ces activités et les activités régulées, de sorte que le régulateur puisse veiller qu'il n'y a guère lieu de subsidiation croisée, au détriment du marché libre.

6.2 Les règles de publicité

Titre VII. Les modèles de rapport

Titre VIII. Autres remarques inhérentes à la méthodologie tarifaire

⁴ Febeliec considère ceci comme une nouvelle pointe applicable comme base tarifaire par mois et non seulement un point de mesure par mois pour application d'un tarif annuel



Gembloux le 09 mai 2017

**Groupement des Petits Producteurs
d'Énergies Vertes - GPPEV asbl**
Siège social : Rue des Poiriers, 14, 5030 Gembloux

CWAPE

Commission Wallonne pour l'Énergie.

Route de Louvain-La-Neuve, 4, bte 12
5001 NAMUR

OBJET : Décision CD-17c31-CWape-0083

**relative au « Projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 »
Consultation publique du 31 mars 2017 au 19 mai 2017.**

Madame, Monsieur,

Notre association a pour but social la promotion de tout ce qui a trait aux productions décentralisées d'énergie à partir des énergies renouvelables, et, entre autres, de suivre pour ses membres petits producteurs d'énergies vertes, les évolutions législatives concernant la problématique de la production d'électricité par les panneaux photovoltaïques. Ainsi, nous nous permettons de vous transmettre nos observations par rapport au projet de décision que vous avez formulé dans le cadre de vos prérogatives dont le sujet est repris en objet.

Nos observations visent essentiellement le chapitre relatif aux tarifs de prélèvement proposés pour les prosumers (pages 45 et suivantes de votre document), comme suit :

1) Le projet de tarification vise à remettre en cause le principe de la compensation en basse tension entre les prélèvements et les injections au réseau des petites installations d'autoproduction reconnues vertes d'une puissance inférieure ou égale à 10 kVA. Ce principe est notamment rappelé dans votre communication du 3 avril 2014 (CD-14d03-CWAPE). Notre association considère que le principe de compensation vise toutes les composantes des coûts de tarification, y compris la composante d'utilisation des réseaux de transport et de distribution. Notre association considère dès lors que le projet de tarif de prélèvement est contraire à la réglementation régionale en vigueur pour la dite compensation.

2) Notre ASBL conteste formellement le pourcentage arbitraire qui stipule que seulement 37% de l'énergie auto-produite est directement consommée (page 46 de votre document) et que, par conséquent, les 63% restant sont injectés et donc prélevés sur le réseau. Ceci signifie également que vous considérez que la totalité de la production est aujourd'hui compensée par un prosumer, ce qui n'est pas nécessairement le cas de celui qui produit plus qu'il ne consomme annuellement.

Par ailleurs, en page 49 de votre document, il y est indiqué que pour les installations de plus de 10 kVA, 78 % de l'auto-production est consommée par son producteur ! Cette valeur nous paraît beaucoup plus réaliste et devrait être proposée également pour les prosumers. Néanmoins, nous nous interrogeons sur le pourquoi de ces valeurs et comment les avez-vous obtenues ?

Nous pensons qu'une étude sérieuse devrait être menée en vue d'évaluer ces pourcentages en différenciant les types de « prosumer » (résidentiel, bureaux, PME, administration, ...), avec des relevés précis sur au moins trois années consécutives.

3) Dans la formule du calcul de l'indemnité forfaitaire, vous proposez de tenir compte d'une production de 950 kWh par an par kWe ; il n'est pas pris en considération la production effective moyenne de chacune des installations alors que vous avez accès à ces valeurs sur base des déclarations vous permettant de valider la production pour l'octroi des certificats verts. Les périodes sont relativement longues que pour calculer un facteur de correction de la production par rapport au 950 kWh par kWe installé cela permettrait de tenir compte des paramètres spécifiques de chaque installation. En effet, certaines installations ont déjà près de dix ans de fonctionnement (avec une technologie dont on évaluait la production annuelle à 850 kWh par kWe en 2008-2009) avec la diminution de rendement qui accompagne ce vieillissement, d'autres ne sont pas orientées de façon optimale et d'autres encore subissent de l'ombrage à certaines périodes.

Ainsi, on peut relever dans le rapport annuel 2015 spécifique sur l'évolution du marché des certificats verts de la Cwape (page 45) que « La durée d'utilisation moyenne observée pour la filière photovoltaïque est compatible aux valeurs de référence de 900 h/an pour les installations ≤ 10 kW ». Le niveau de 950 kWh par an par kWe n'est dès lors pas justifié.

Plutôt qu'un forfait identique pour tous les prosumers, notre association propose que les données d'encodage de chaque installation individuelle soit prise en compte pour évaluer la production réelle de chaque installation.

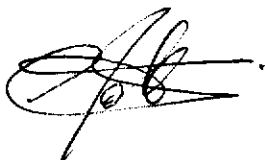
4) Une nouvelle approche avec une tarification comme celle que vous proposez moyennant les modifications que nous avançons, pourrait être envisagée pour les nouvelles installations à venir ; mais, pour les anciennes installations pour lesquelles les conditions étaient clairement précisées préalablement à la décision d'installation, à savoir « les compteurs tournant à l'envers » avec compensation, la modification des conditions ne peut être envisagée.

Veillez recevoir, Madame, Monsieur, nos salutations respectueuses.



Daniel Comblin
Président de l'ASBL GPPEV

Mathy Hector
Vice-Président de l'ASBL GPPEV



Vereerstraeten Philippe
Secrétaire-trésorier de l'ASBL GPPEV





REMARQUES SUR LE PROJET DE METHODOLOGIE TARIFAIRE
APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RESEAU DE DISTRIBUTION ACTIFS EN REGION WALLONNE
POUR LA PERIODE REGULATOIRE 2019-2023 ET LES TARIFS D'INJECTION APPLICABLES AUX UNITES DE
PRODUCTION RACCORDEES SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION

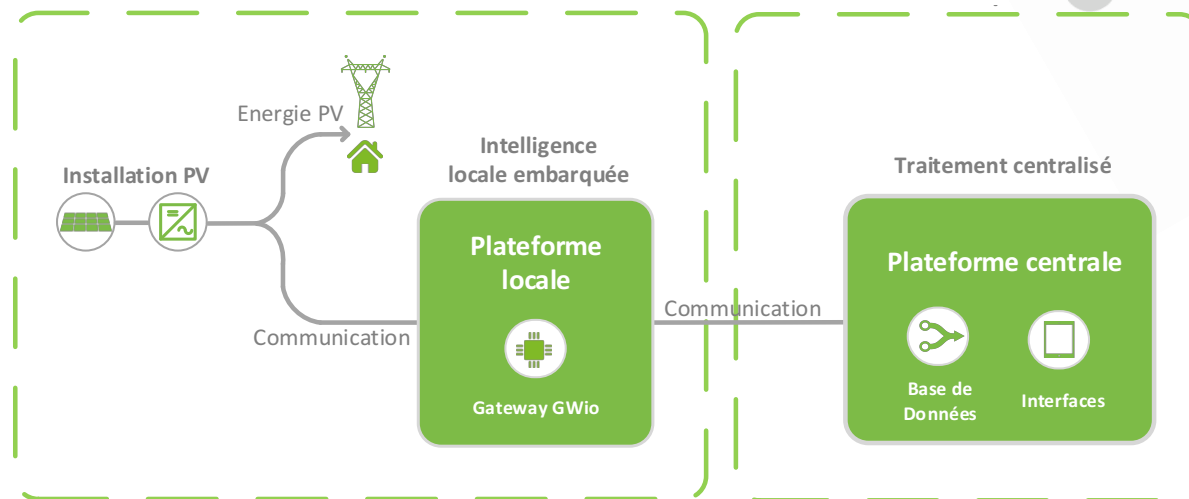
Présentation audition publique du 04/05/2017

Les 4 services GreenWatch



Expériences GreenWatch

La **gestion active et locale** des injections et des prélèvements sur le réseau de distribution est désormais **possible en BT**

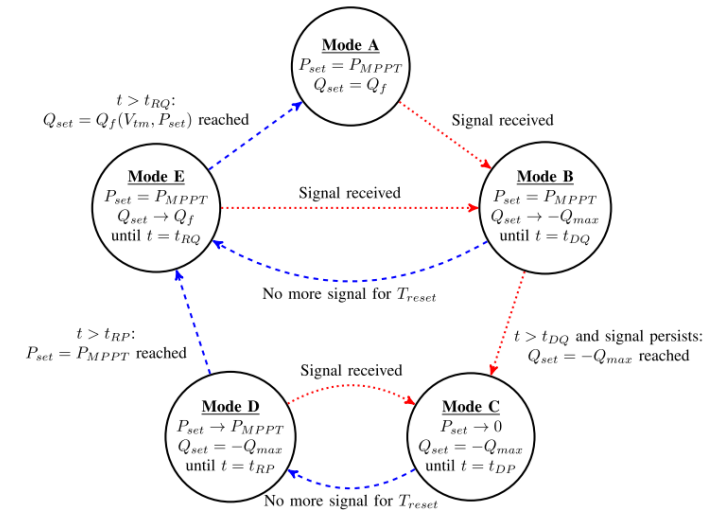
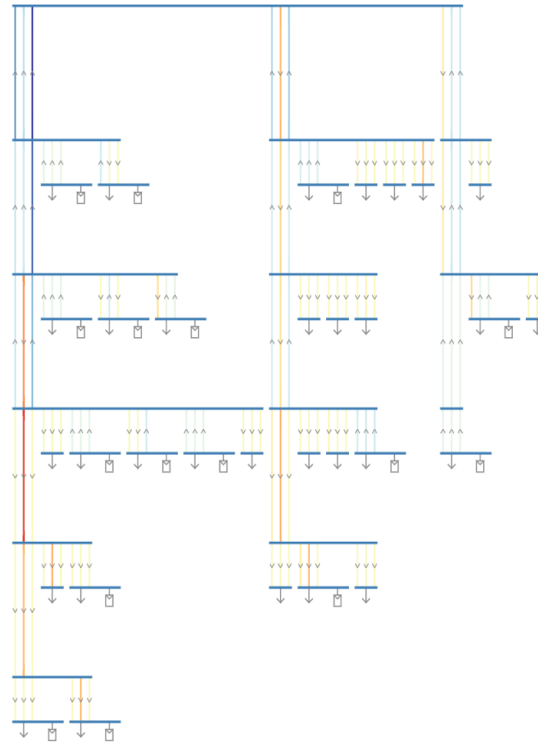
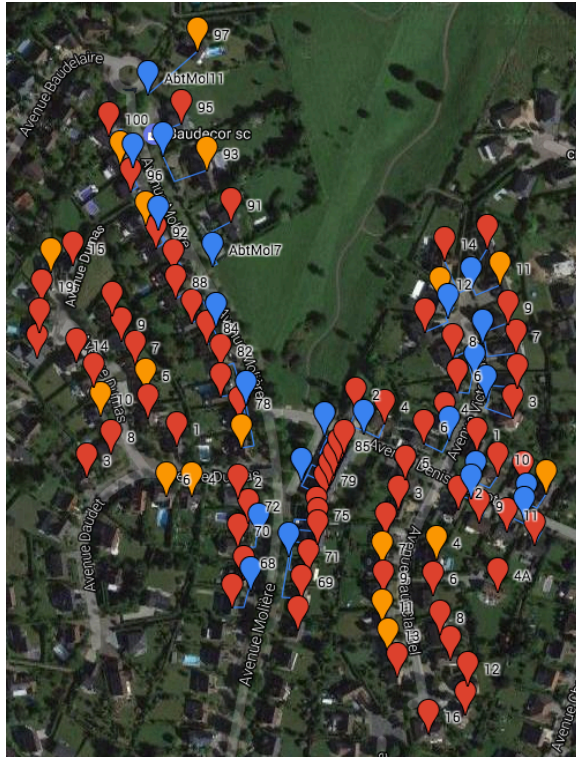


Diverses options technologiques sont disponibles et testées en lien notamment avec l'émergence des **compteurs communicants**.

Expériences GreenWatch

Exemple (PREMASOL)

Campagne de tests en cours (gestion des surtensions)



→ La production décentralisée en BT devrait conduire à une meilleure utilisation du réseau de distribution voire à en réduire les coûts d'utilisation.

Analyse proposition de la CWaPE

1. Notion de « **contribution équitable** » des **prosumers**
2. Absence de différenciation de la tarification en fonction de la **technologie** et de la **date de mise en service**
3. Notion d'**autoconsommation** (instantanée)

Une « contribution équitable » des prosumers

L'article 16 de la Directive 2009/28/CE prévoit que :

*« Les Etats membres veillent à ce que les **tarifs imputés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution pour le transport et la distribution de l'électricité provenant d'installations utilisant des sources d'énergie renouvelable tiennent compte des réductions de coût réalisables grâce au raccordement de l'installation au réseau.***

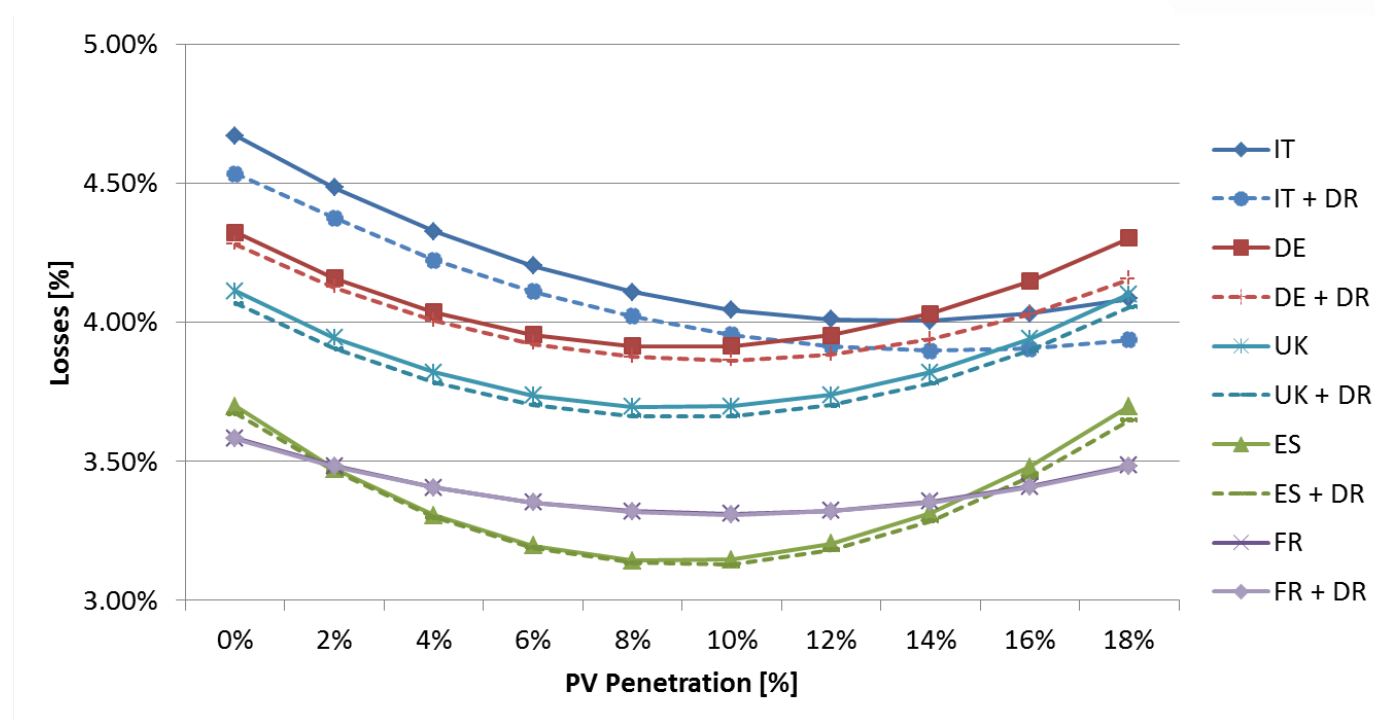
Ces réductions de coût peuvent découler de l'utilisation directe du réseau basse tension.»

Une « contribution équitable » des prosumers

Exemple : <http://www.pvparity.eu>



Le taux de pénétration actuel en Wallonie est de 8..10%



Une « contribution équitable » des prosumers

L'impact de la production décentralisée en BT sur les coûts de distribution et de transport varie fortement en fonction de paramètres locaux :

- *Taille de l'installation*
- *Climat (adéquation production/besoin)*
- *Configuration locale des réseaux (urbain, rural, etc.)*
- *Taux de pénétration de la production décentralisée*

Des études spécifiques à la Wallonie ont-elles été réalisées pour quantifier ces impacts ?

Une « contribution équitable » des prosumers

- Le tarif prosumer proposé par la CWaPE repose sur le principe d'application d'un « **tarif de prélèvement BT** » à l'électricité brute prélevée (mesurée ou estimée forfaitairement).
- Le « **tarif de prélèvement BT** » proposé par la CWaPE est constitué :
 1. De toutes les composantes (utilisation du réseau, OSP, surcharge) du tarif périodique de **distribution** de l'électricité (annexe 9)
 2. De toutes les composantes (utilisation du réseau, OSP, surcharge) du tarif périodique pour la refacturation des charges d'utilisation du **réseau de transport** (annexe 10)

Une « contribution équitable » des prosumers

Premier constat :

- Les impacts sur la distribution ou le transport imputables à la production décentralisées en BT ne sont pas pris en compte dans le « tarif de prélèvement BT » proposé par la CWaPE.
- Absence d'études permettant de motiver ce choix.
- **L'article 16 de la directive 2009/28/CE n'est pas respecté.**

Une « contribution équitable » des prosumers

Deuxième constat :

- Les **composantes** du « tarif de prélèvement BT » proposé par la CWaPE portent non seulement sur l'utilisation du réseau mais également les **OSP** et les **surcharges**
- Ces composantes sont **répercutées intégralement** sur les « prosumers » alors que certaines catégories d'utilisateur du réseau ne contribuent que partiellement à ces composantes.
- **La CWaPE peut-elle motiver ce choix ?**

Un « tarif prosumer » non différencié

Le **tarif forfaitaire** proposé par la CWaPE est basé sur la filière solaire PV :

$$\text{Tarif prosumer (EUR/kWe)} = \frac{\text{Volume produit estimé (kWh)} \times (1 - 37\%) \times \text{tarif prélèvement BT (EUR/kWh)}}{\text{Puissance nette développable (kWe)}}$$

Avec *Volume produit estimé* = *Pend (kWe) x 950 heures/an*

- Quid des installations qui relèvent des **autres filières** (hydraulique, biomasse, cogénération) ? Validité estimation du volume de production et du niveau d'autoconsommation ?
- Quid des pertes de production dues au **vieillessement** des installations solaires PV ?

Un « tarif prosumer » non différencié

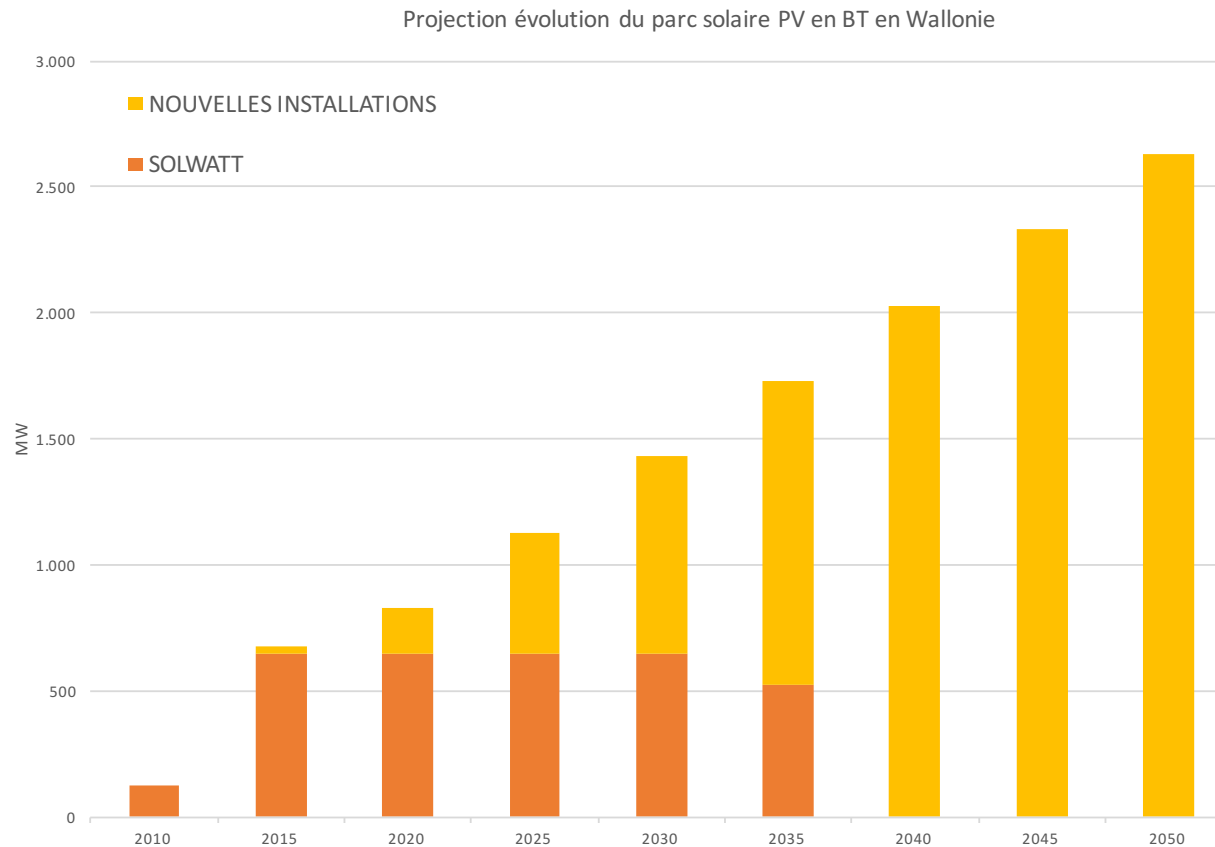
Un niveau d'autoconsommation forfaitaire indépendant de la taille et de la filière ?

- Une valeur unique de 37% établie par la CWaPE sur base des « meilleurs informations communiquées par les GRD ». **Ces informations sont-elles disponibles ?**
- **Plusieurs valeurs forfaitaires** différentes pourraient toutefois être considérées en fonction de la taille de l'installation ou de la classe de puissance (ex : **100% ≤ 3 kVA**)
- **La CWaPE peut-elle motiver son choix de ne retenir qu'une seule valeur indépendante de la taille de l'installation et de la filière ?**

Un « tarif prosumer » non différencié

Différenciation selon la date de mise en service

Pourquoi ne pas limiter l'application d'un tarif prosumer aux « **nouvelles** » installations ?



Un « tarif prosumer » non différencié

L'article 4 §2 16° du **décret tarification**
du 19 janvier 2017 prévoit la disposition suivante :

*« les tarifs pour l'utilisation d'un réseau de distribution,
applicables à des unités de production, **peuvent être différenciés**
selon la **technologie** de ces unités et leur **date de mise en**
service. »*

La CWaPE peut-elle motiver son choix de ne pas appliquer cette disposition décrétole dans le cadre du « tarif prosumer » ?

Quid de l'impact sur le calcul du facteur k des installations SOLWATT?

Une notion d'autoconsommation à clarifier

L'article 66 de la proposition de la CWaPE prévoit la disposition suivante :

*« Un prosumer, pour autant qu'il dispose d'un **compteur réseau** permettant d'enregistrer ses **prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau**, peut faire le choix chez son gestionnaire de réseau de distribution d'une tarification de réseau applicable sur la base de ses prélèvements bruts mesurés.*

Dans ce cas, le tarif capacitaire visé à l'article 64, § 2, b), ci-dessus ne s'applique pas. »

Qu'entend-on pas «auto-consommation» ?

Quelle est la période considérée ?

Avec les **compteurs « double sens »** placés actuellement par les GRD, seules les quantités produites et consommées de manière synchrone (**autoconsommation instantanée**) seraient exonérées d'une tarification de réseau dans la proposition de la CWaPE.

Avec les futurs **compteurs « intelligents »**, les flux réels injectés et prélevés pourraient faire l'objet d'une **compensation quart-horaire** (comme en HT) et par conséquent seuls les flux de prélèvement net mesurés sur base quart-horaire seraient soumis à une tarification de réseau.

La CWaPE peut-elle clarifier son approche en la matière ?

Principales remarques

1. Pourquoi la « **contribution équitable** » des **prosumers** proposée ne prend pas en compte les **réductions de coûts** qui peuvent découler de l'utilisation directe du réseau basse tension comme le prévoit la **Directive 2009/28/CE** ?
2. Pourquoi proposer un « **tarif prosumer** » **non différencié** en fonction de la **date de mise en service** et de la **technologie** comme le permet le **Décret tarification** ?
3. Pourquoi dans le cas d'un comptage « **double sens** » imposer une **compensation instantanée/synchrone** alors qu'une **compensation quart-horaire** est autorisée en HT selon le **RTD** ?

Quelques propositions

1. Stimuler l'autoconsommation pour toutes les nouvelles installations (QUALIWATT et à venir)
 - Tarification non dissuasive pour le changement de compteur
 - ou
 - Placement à charge du GRD
2. Limiter la contribution des prosumers à la tranche de puissance supérieure à 3 kVA.
3. Permettre la compensation quart-horaire



Olivier Squilbin
00 32 486 42 95 55
osquilbin@greenwatch.be



CWaPE

Monsieur Antoine Thoreau, Directeur
Socio-économique et tarifaire

Route de Louvain-la-Neuve 4 bte 12
5001 NAMUR (Belgrade)

Bruxelles, le 19 mai 2017

Monsieur le Directeur,

Vous trouverez ci-dessous nos principales remarques et observations sur le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 que la CWaPE soumet à consultation publique jusqu'au 19 mai (Décision CD-17c31-CWaPE-0083). Nous vous renvoyons à l'annexe du présent courrier pour un aperçu plus complet de l'ensemble des remarques.

Nos remarques sur le projet de méthodologie tarifaire ne sont pas exhaustives et nous nous référons donc également aux remarques qui seront exprimées par nos membres.

- Motivation de la décision de la CWaPE

Le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 de la CWaPE a pour base légale le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité du 19 janvier 2017 (« Décret tarifaire »).

Ce décret fixe en son art. 4 § 2 une série de principes (lignes directrices) que la CWaPE doit respecter dans le cadre de l'élaboration de son projet de méthodologie tarifaire.

La Décision CD-17c31-CWaPE-0083 ne motive cependant pas dans quelle mesure les différents articles du projet de méthodologie tarifaire soumis à consultation par la CWaPE répondent aux principes de l'art. 4 § 2 du Décret Tarifaire.

De ce fait, la décision relative au projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE nous semble insuffisamment motivée et complique la tâche du Parlement wallon fixé à l'art. 22 du Décret. Il conviendrait d'ajouter en annexe de la méthodologie tarifaire une grille de correspondance entre les articles de la méthodologie et les principes. Cette remarque vaut également pour les objectifs stratégiques fixés par la CWaPE.

Cette motivation est d'autant plus importante que le projet de méthodologie tarifaire soumis à consultation tient peu compte des remarques formulées par les GRD lors des groupes de travail organisés en 2015-2016 qui portait sur le projet de méthodologie tarifaire 2018-2022. Or, entre-temps, le décret Tarifaire a été publié.

La CWaPE doit non seulement motiver davantage les choix opérés dans son projet de méthodologie tarifaire mais elle doit également rigoureusement motiver pour quelles raisons elle prend ou non en compte les remarques formulées par les GRD.

- Objectifs stratégiques de la CWaPE

A travers sa méthodologie tarifaire, la CWaPE vise plusieurs objectifs stratégiques mais le juste équilibre entre ces différents objectifs ne nous semble pas atteint.

En effet, la CWaPE semble se focaliser en priorité sur le 1er objectif stratégique, à savoir « maîtriser le revenu du GRD afin de limiter la contribution financière des URD ».

La CWaPE fixe en effet plusieurs contraintes en ce sens aux GRD : restrictions en matière de revenu autorisé de départ, plafonnement des charges d'amortissements, imposition d'un facteur de productivité de 1.5%/an sur les coûts contrôlables, limitation de l'indexation des coûts contrôlables à l'indice santé, faible rémunération des capitaux investis, etc.

Ce focus sur le 1er objectif stratégique risque de se faire au détriment du 2ième objectif stratégique poursuivi par la CWaPE, « l'amélioration (maintien) de la qualité des réseaux », ce d'autant plus que le modèle du « revenu cap » de la CWaPE n'intègre pas de « facteur qualité » pour la période tarifaire 2019-2023.

Le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE nous semble pas rencontrer l'objectif stratégique N°3, l'incitation à l'innovation alors que celle-ci est indispensable dans le cadre de la transition énergétique. Le projet de méthodologie tarifaire prévoit un budget spécifique pour les compteurs intelligents pour autant que le business case soit positif. La transition énergétique vers des réseaux intelligents ne se résume cependant pas aux seuls compteurs intelligents. Par ailleurs, le plafonnement des amortissements freine les GRD à investir dans la R&D.

Le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE ne rencontre absolument pas le 6° objectif stratégique, à savoir « Rémunérer justement les capitaux investis ». Le pourcentage de rendement autorisé par la CWaPE de 3.573 % est insuffisant pour faire face à toutes ses obligations sur le long terme.

En résumé, nous sommes d'avis que le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE est une régulation incitative classique basée essentiellement sur la réduction des coûts alors qu'il y aurait lieu d'évoluer vers une méthodologie tarifaire plus adaptée à l'innovation, la qualité des services offerts et au rôle du GRD dans la transition énergétique, ce qui sous-tend également une rémunération équitable des capitaux investis. Une telle évolution est d'ailleurs clairement prônée par la Florence School of Regulation.

- Le projet de méthodologie tarifaire

Les principales remarques que nous avons sur le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE peuvent se résumer comme suit :

- *Le revenu autorisé de départ*

Le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE repose sur le plafonnement des revenus avec la fixation d'un revenu autorisé de départ (2019) qui ne pourra pas dépasser le montant de l'enveloppe budgétaire de l'année 2017 indexé. Celle-ci est basée sur les coûts réels de l'année 2015 après élimination des charges non récurrentes. L'année 2015 était elle-même basée sur 2012 puisque la CREG avait imposé le gel des tarifs GRD en 2013-2014. Et on peut ainsi de suite remonter jusqu'en 2008.

Par ailleurs, la CWaPE pourra rejeter certains coûts sur base d'une série de critères qui nous semblent trop flous (comme par . ex l'intérêt général). Toute une série de coûts qualifiés de « non récurrents » par la CWaPE pourraient également être supprimés du revenu autorisé

Les GRD risquent donc de se voir imposer un revenu autorisé de départ (2019), basé sur le passé et amputé d'une série de coûts, et donc largement insuffisant pour pouvoir mener à bien leurs nouvelles missions dans le cadre de la transition énergétique.

- *Le plafonnement des amortissements*

La méthodologie tarifaire de la CWaPE plafonne également les charges d'amortissements qui seront indexés sur l'indice santé.

Les GRD devront dans les années à venir procéder à des investissements importants pour intégrer une part accrue d'énergies renouvelables dans leur réseau et évoluer vers des réseaux intelligents. Les GRD devront également faire face à des investissements informatiques accrus liés à la gestion intelligente des réseaux et des données (big data).

Selon les estimations des GRD, les charges d'amortissement prévisionnelles pour 2019 (conformes au plan d'adaptation des GRD approuvés par la CWaPE elle-même) entraînent des charges d'amortissement qui génèrent un revenu autorisé supérieur au plafond.

Le plafonnement des charges d'amortissement des GRD est un frein à l'investissement et ne favorisera donc pas le développement optimal des infrastructures de réseaux et l'intégration des productions décentralisées, prévu à l'article. 4§ 2 5° c et d du Décret tarifaire.

Nous demandons donc à la CWaPE de revoir sa position sur ce point en supprimant le plafonnement des amortissements.

- Le facteur d'efficience (facteur X)

La CWaPE propose l'imposition d'un facteur d'efficience ou de réduction des coûts contrôlables à hauteur de 1.5% par an sur base d'un exercice de benchmarking avec quelques pays de l'UE, dont la Pologne.

L'exercice de benchmarking de la CWaPE ne respecte absolument pas la ligne directrice fixée à l'article 4 §2 15° du Décret tarifaire qui impose e.a. que les techniques de comparaison doivent tenir compte de différences objectives existant entre GRD.

Par ailleurs, comparer des facteurs de productivité entre pays n'a pas de sens si ce facteur de productivité ne porte pas sur la même base de coûts et si l'on ne tient pas compte de l'efficacité de départ des GRD, et de la qualité des prestations, dans un pays donné.

En l'absence d'un facteur de productivité, la stabilisation des coûts contrôlables des GRD constitue déjà en soi un effort puisque certains coûts évoluent plus vite que l'indice santé.

En imposant aux GRD à la fois un revenu autorisé de départ « raboté » et un facteur de productivité de 1.5%/an sur les coûts contrôlables (soit près de 6% sur la période 2019-2023), tout se passe comme si la CWaPE imposait un double facteur X aux GRD.

L'application d'un facteur de productivité aussi élevé impactera négativement la qualité des réseaux à moyen et long terme et se traduira inévitablement en des pertes nettes d'emplois à court et moyen terme.

L'application d'un facteur d'efficience (facteur X) sans l'application simultanée d'un facteur incitant au maintien de la qualité (facteur Q) nous semble par ailleurs incohérente. Dès lors que la CWaPE propose pour la période tarifaire 2019-2023, l'application d'un facteur $Q = 0$, il serait plus cohérent de fixer le facteur $X = 0$. La CWaPE a eu l'occasion depuis le décret électricité de 2008 de fixer des indicateurs de performance, qui aurait permis de fixer un facteur Q.

Enfin on peut également se poser la question de la pertinence d'utiliser un facteur de productivité identique à l'ensemble des GRD wallons.

- *Indexation des coûts*

La CWaPE propose d'utiliser l'indice santé pour l'indexation des coûts.

Un certain nombre de coûts évoluent plus rapidement que l'indice santé. C'est le cas par exemple avec les coûts salariaux dont l'évolution est liée aux accords sectoriels. C'est également le cas avec les coûts d'achat de matériel.

Il y aurait donc lieu de majorer l'indice santé pour tenir compte de la réalité des coûts. Comme évoqué dans le passé, nous sommes également favorables à un coefficient d'inflation différent pour chaque année de la période régulatoire.

- *La rémunération des capitaux investis*

Afin de déterminer le pourcentage de rendement des capitaux investis, la CWaPE utilise la formule du coût moyen pondéré des capitaux (CMPC) ou weighted average cost of capital (WACC).

Le pourcentage de rendement autorisé par la CWaPE est de 3.573 % (après impôt). Ce taux est plus faible que dans les autres Régions du Pays (Flandre et Bruxelles) et est un des plus faibles taux d'Europe.

Au vu des moyens engagés par les GRD et leurs communes actionnaires, un tel rendement (fixé pour 5 années) est excessivement faible et de surcroît il n'est pas revu ex post.

Il risque donc de ne plus permettre d'attirer de nouveaux investissements de capitaux dans nos réseaux – ceci à un moment où l'activité d'investissement est accrue à cause de l'introduction de nouvelles technologies et des besoins importants nouveaux liés à la transition énergétique.

Nous estimons que cette rémunération excessivement faible des capitaux investis est non conforme à l'art. 4 § 2 8° du Décret tarifaire.

Pour le calcul du coût moyen pondéré des capitaux, la CWaPE ne motive nullement d'un point de vue économique le choix de la méthode de calcul de chaque paramètre financier contrairement aux autres régulateurs.

Prenons par exemple le taux sans risque qui constitue un des paramètres essentiels dans la formule de rémunération des capitaux investis. Le taux d'intérêt sans risque a été calculé par la CWaPE comme une moyenne arithmétique des taux OLO 10 ans sur la période 2012-2016 (5 ans). Le résultat est biaisé par les taux OLO 10 ans historiquement bas de 2015-2016 et liés à la politique monétaire actuelle de la BCE. La CWaPE aurait pu prendre un taux OLO > 10 ans plus en adéquation avec la durée de vie des actifs des GRD et prendre une moyenne historique sur une plus longue période que 5 ans pour lisser l'effet de la crise financière.

- *Budgets complémentaires pour projets spécifiques*

La CWaPE limite les budgets complémentaires à 2 projets spécifiques : le déploiement des compteurs communicants et la promotion des réseaux de gaz naturel.

Les réseaux intelligents ne se limitent pas aux compteurs communicants. Nous plaidons afin que d'autres projets spécifiques liés aux réseaux intelligents au sens large du terme et nécessaire à la transition énergétique puissent également faire l'objet de budgets spécifiques.

Par ailleurs, chacun de ces projets devra faire l'objet d'un dossier de demande de budget spécifique très détaillé sur base d'un business case pluriannuel. La CWaPE pourra procéder, moyennant certaines conditions, à une révision du budget octroyé et pourra également décider unilatéralement de mettre fin au projet spécifique, moyennant une motivation circonstanciée.

Enfin, l'enveloppe budgétaire complémentaire couvre uniquement les coûts opérationnels et pas les charges d'amortissement.

Compte tenu des incertitudes susmentionnées et des coûts échoués qui peuvent en découler, les GRD et leurs actionnaires ne prendront pas le risque d'investir dans un projet à long terme comme les compteurs intelligents.

- *Business plan et modèle de rapport*

Dans le cadre d'un modèle de régulation de type revenue cap, les GRD se voient octroyer une enveloppe budgétaire fermée pour accomplir leur missions et il revient aux GRD d'atteindre les objectifs éventuels de productivité imposés par le régulateur. Le cap est fixé et le GRD dispose de la marge de manœuvre nécessaire pour atteindre l'objectif.

Nous ne comprenons donc pas pourquoi la CWaPE, en passant d'un modèle cost-plus à un modèle revenue cap, impose aux GRD l'établissement d'un plan d'affaires très détaillé qui doit comporter les principaux inducteurs de coûts avec des explications et justifications détaillées des chiffres présentés.

Ce n'est que lorsque le revenu autorisé de départ (2019) sera connu que les GRD se pencheront sur les actions à prendre pour atteindre l'objectif fixé par la CWaPE. Ces actions à prendre devront le cas échéant être validées par les organes décisionnels des GRD.

Des éléments d'information tels que la politique de financement et de distribution du résultat et les actions envisagées pour maîtriser les charges contrôlables nous semblent aussi relever davantage des organes décisionnels des GRD.

En ce qui concerne les modèles de rapport, la quantité d'informations demandées et le niveau de détail présentent une charge administrative excessive et coûteuse et est totalement disproportionnée par rapport à ce qui est d'application en Flandre.

- *Structure tarifaire*

Comme déjà indiqué à plusieurs reprises, les tarifs GRD doivent progressivement évoluer vers des termes fixes et capacitaires plus importants. Cela répond d'ailleurs à l'art. 4 § 2 5° b et c du Décret tarifaire qui stipule que les tarifs doivent refléter la structure des coûts de réseau et favoriser le développement optimal des infrastructures de réseau.

A ce stade, il n'est pas encore clair quelle sera la répartition admise par la CWaPE dans les tarifs entre les termes fixes, proportionnels et capacitaires pour les différents niveaux de tension.

En conclusion : Le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE pour la prochaine période régulatoire (2019-2023), au stade actuel d'élaboration, est focalisé sur la réduction des coûts et la réduction de la rémunération des capitaux investis alors que les GRD doivent disposer des moyens financiers nécessaires pour intégrer les énergies renouvelables dans leurs réseaux, innover et maintenir un réseau de qualité pour les ménages et les entreprises.

Le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE n'est pas en adéquation avec les défis et le futur rôle que les GRD seront amenés à jouer dans la transition énergétique souhaitée par la Région wallonne.

Nous espérons dès lors que la CWaPE apportera les modifications nécessaires à son projet de méthodologie tarifaire afin de trouver un meilleur équilibre entre les objectifs de court terme (maîtrise des coûts) et les objectifs de long terme (qualité des réseaux, l'innovation). Il en va avant tout de l'intérêt des utilisateurs de réseaux.

Nous souhaitons également que la CWaPE poursuive, après la clôture de la consultation publique, la concertation avec les GRD..

Nous vous remercions pour l'attention que vous voudrez bien porter au présent courrier et vous prions d'agréer, Monsieur le Directeur, l'expression de notre plus haute considération.

J. Glorieux

ANNEXE

La CWaPE invite les acteurs de marché à émettre par écrit leurs remarques sur son projet de méthodologie tarifaire (ci-après « PMT ») en respectant la structure telle que reprise dans son document « Consultation publique ».

Cette structure ne reprend pas la partie « Objet et définitions », faisant intégralement partie du PMT. Or, les GRD doivent pouvoir formuler des remarques sur l'ensemble du Projet de méthodologie tarifaire CWaPE , y compris sur les définitions.

Le PMT définit e.a. les termes « harmoniser », « péréquater » et « uniformiser » car la CWaPE souhaite harmoniser/péréquater/uniformiser certaines composantes des tarifs GRD.

Cependant, dans les principes tarifaires énoncés à l'art.4 § 2 du décret du 19 janvier 2017, la volonté politique de « péréquater » / « uniformiser » / « harmoniser » certaines composantes des tarifs GRD n'a clairement pas été exprimée.

Titre I. Les principes de détermination des tarifs

Titre II. Le revenu autorisé

2.1 Les éléments constitutifs du revenu autorisé

*Art. 8 § 3. La **démonstration du caractère raisonnablement justifié** des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé soumis par le gestionnaire de réseau incombe à ce dernier. A défaut de justification suffisante d'un élément, celui-ci ne peut être pris en compte pour le calcul du revenu autorisé. (...)*

Commentaire : Cet article énumère toute une série de critères cumulatifs pour juger du « caractère raisonnablement justifié » des coûts. Le critère « *Etre justifiés par rapport à l'intérêt général* » est un critère trop générique et devrait être supprimé. Le critère « *Etre en ligne avec le prix de marché* » peut être sujette à interprétation. Qu'est-ce qu'un prix de marché ? Celui qui résulte d'un appel d'offre ?

Il conviendrait de restreindre les critères à des critères objectifs, non sujets à interprétation divergente. La charge de la preuve du « caractère non justifié » devrait incomber à la CWaPE.

2.2. Les charges et produits opérationnels non contrôlables

2.3. Les charges et produits opérationnels contrôlables

Article 12. § 1er. Sont qualifiés de charges et produits opérationnels non contrôlables, les éléments suivants : (...)

Article 13. Les charges et produits opérationnels qui ne sont pas considérés comme non contrôlables en vertu de l'article 12 de la présente méthodologie, sont considérés comme des charges et produits opérationnels contrôlables.

Commentaire : L'article 12 § 1^{er} énumère une série de charges et produits opérationnels devant être considérés comme « non contrôlables » tandis que l'article 13 indique que ce qui n'est pas considéré comme non contrôlables est de facto considéré comme contrôlables.

Cette façon de présenter les choses pourrait erronément laisser à penser au lecteur non averti que la CWaPE considère de nombreux coûts des GRD comme non contrôlables, ce qui n'est évidemment pas le cas. Soulignons que plusieurs éléments énumérés à l'art. 12 § 1^{er} (ex. : couverture des pertes de réseau) doivent évoluer dans un corridor de coûts pour être considérés comme non contrôlables.

Art. 12 §2. Les charges et produits visés au § 1er du présent article ne peuvent être majorés ou minorés de frais généraux ou de coûts liés à la gestion administrative ou technique des activités sous-jacentes.

Commentaire : On peut se poser la question s'il est logique de ne pas majorer des charges (partiellement) non contrôlables par des coûts de gestion administrative. Prenons le cas d'une personne spécialisée en charge de l'achat de l'énergie pour la couverture des pertes de réseau. Pourquoi les frais de gestion administrative ne pourraient-elle pas être considérés comme coûts non contrôlables ?

Projets spécifiques

Article 14. § 1er. Sont qualifiés de projets spécifiques pour la période réglementaire 2019-2023, les projets s'inscrivant dans le cadre de l'exercice des activités régulées du gestionnaire de réseau de distribution et relatifs, d'une part, au déploiement des compteurs communicants et, d'autre part, à la promotion des réseaux de gaz naturel.

Commentaire : Pourquoi les projets spécifiques en électricité doivent-ils se limiter aux compteurs intelligents ? Pourquoi d'autres projets spécifiques liés aux réseaux intelligents au sens large du terme et nécessaire à la transition énergétique en sont exclus ? La CWaPE avait pourtant permis aux GRD de disposer d'une enveloppe de coûts supplémentaires lors de la période tarifaire transitoire pour financer des projets liés au réseau intelligent.

Il importe également pour les GRD d'avoir la possibilité d'introduire en cours de période réglementaire un budget spécifique pour un nouveau projet (si la rentabilité de ce projet est avérée).

Dossier de demande de budget spécifique

Révision et abandon des budgets spécifiques

Commentaire : Dans son PMT, la CWaPE impose aux GRD de déposer un dossier de demande de budget spécifique très détaillée pour les compteurs intelligents sur base d'un business case pluriannuel. La CWaPE peut procéder, moyennant certaines conditions, à une révision du budget octroyé et peut également décider unilatéralement de mettre fin au projet spécifique, moyennant une motivation circonstanciée. Dans le cas extrême où le projet spécifique est arrêté à la demande de la CWaPE, le GRD serait amené à revoir son revenu autorisé....

Plusieurs observations s'imposent :

- La CWaPE introduit tellement d'incertitudes réglementaires relatives aux compteurs intelligents dans sa PMT que les GRD wallons ne seront nullement incités à déployer des compteurs intelligents. Or, les directives européennes (2009) indiquent que si la mise en place de compteurs intelligents donne lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients seront équipés de systèmes intelligents de mesure d'ici à 2020.
- La CWaPE réactualise pour l'instant son analyse coûts-bénéfices (ACB) du déploiement des compteurs intelligents sur base d'un certain nombre d'hypothèses. Par ailleurs, le PMT indique que les GRD devront introduire un business case pluriannuel des coûts et bénéfices escomptés du projet. Nous ne voyons pas clairement l'articulation entre ces 2 exercices ? Pourrait-on envisager que le dossier de demande de budget spécifique à introduire par les GRD utilise des hypothèses de travail différentes de celles de la CWaPE dans son ACB, avec des résultats contradictoires ? Ou est-ce que les paramètres et hypothèses utilisés dans l'ACB de la CWaPE seront imposés aux GRD ?
- L'ACB pourrait être positive d'un point de vue sociétal (pour l'ensemble des acteurs), mais pourrait être négative pour les GRD. Quid si les autorités publiques poussent l'implémentation des CI et que le business case pluriannuel, demandé par la CWaPE, est négative ?

*Art. 15 § 3. Le business case pluriannuel relatif au projet de déploiement des compteurs communicants, tel que visé au § 2 du présent article, est basé sur une rentabilité positive sur une période de maximum trente ans (30 ans) en tenant compte d'un **taux d'actualisation** correspondant au pourcentage de rémunération autorisé (CMPC) t*

Commentaire :

La CWaPE utilise le taux OLO 10 ans dans son calcul du CMPC. Est-ce d'un point de vue méthodologique compatible avec la période de max 30 ans à utiliser dans le business case ?

*Art 18 § 2. A défaut d'un accord avec la CWaPE, le gestionnaire de réseau de distribution devra mettre fin à un projet spécifique **dès que le taux de rentabilité actualisé de ce dernier sera inférieur au pourcentage de rémunération autorisé (CMPC)** tel que défini à l'article 32 de la présente méthodologie.*

Commentaire : Le CMPC pourra varier d'une période tarifaire à l'autre. Quid si l'actualisation du business case après la présente période tarifaire (2019-2023) conduit à un taux de rentabilité inférieur au CMPC ?

Article 23. § 1er. La base d'actifs régulés des gestionnaires de réseau de distribution se compose de ... 2° les **immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques** telles qu'approuvées par le réviseur, dissociées du matériel, acquises ou créées pour la gestion des activités régulées (à partir du 1er janvier 2014);

Commentaire : les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques prennent de plus en plus d'importance dans le contexte de la transition énergétique (big data, internet of things, clearing house, etc). Il est donc essentiel qu'elles rentrent dans la composition de la RAB.

Art. 27 (Taux d'amortissement)

Commentaire : Il nous revient que la durée d'amortissement proposée dans le tableau (33 ans, voir 50 ans pour certains actifs) dépasse de loin la durée de vie réel des actifs.

Il est vrai que la CWaPE ne motive pas le choix des délais d'amortissement dans son projet de méthodologie tarifaire. Il conviendrait de benchmarker les délais d'amortissement proposés par la CWaPE avec ce qui est d'application pour les GRD (et non pas GRT) dans les pays voisins.

La CWaPE propose d'amortir les compteurs communicants sur une période de 15 ans. La durée de vie de ces compteurs est estimée à 10/15 ans. Compte tenu des évolutions technologiques rapides et des risques d'obsolescence technologique, il y a un risque non négligeable pour les GRD que ce délais de 15 ans soit trop élevé.

Il nous semblerait plus logique d'aligner la durée d'amortissement des compteurs communicants sur les compteurs télémésurés, à savoir 10 ans.

Art. 31 - Définition du pourcentage de rendement autorisé

Art .32 Valorisation du pourcentage de rendement autorisé

Composante	Abréviation	Valeur
Taux sans risque nominal	r_{f1}	1.697 %
Prime de risque de marché	$k_m - r_{f1}$	4.30 %
Bêta des fonds propres	β_e	0.65
Coûts des fonds propres	K_E	4.491 %
Coût des dettes hors frais		2.593 %
Frais de transaction		0.15 bp
Coût des dettes avec frais	K_D	2.743 %
Ratio d'endettement		52.5%
Ratio des fonds propres		47.5%
Coût moyen pondéré du capital	CMPC	3.573%

Commentaire : La CWaPE définit les valeurs des paramètres financiers du coût moyen pondéré du capital (CMPC) à l'art. 32 de sa PMT et renvoie également à l'annexe 2 pour le calcul de ces valeurs.

Ce faisant, la CWaPE ne motive nullement d'un point de vue économique le choix de la méthode de calcul de chaque paramètre financier contrairement aux autres régulateurs. Dans le cadre de sa méthodologie tarifaire 2017-2020, la VREG en Flandre a commandé une étude très détaillée sur le sujet au Brattle Group sur le coût du capital pour les GRD (étude du 11 mars 2016).

- Taux sans risque

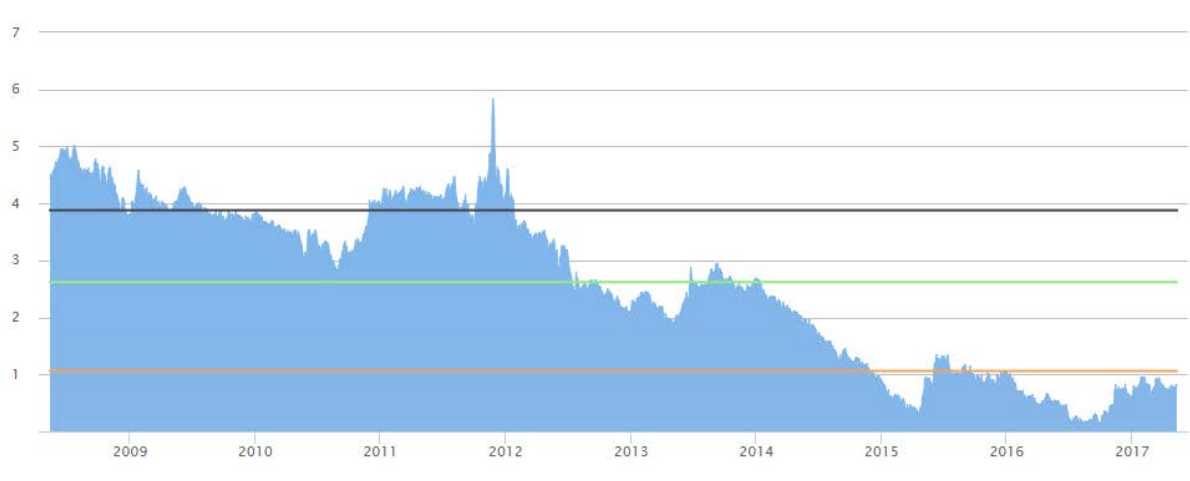
Le taux sans risque constitue un des paramètres essentiels dans la formule de rémunération des capitaux investis.

Le taux d'intérêt sans risque a été calculé par la CWaPE comme une moyenne arithmétique des taux **OLO 10 ans** sur la période 2012-2016 (5 ans).

Moyenne Taux OLO 10 ans sur base quotidienne (source : BNB)	
2012	2,980
2013	2,433
2014	1,725
2015	0,860
2016	0,486
Moyenne 2012-2016	1,697

Compte tenu du fait que les investissements des GRD sont pour la plupart des investissements de long terme sur une période de 30 à 50 ans (voir durée d'amortissement de 33 et 50 ans proposée par la CWaPE), il serait plus logique d'un point de vue économique de prendre un taux OLO > à 10 ans. Un taux OLO à 15 ou 20 ans serait déjà plus en ligne avec la durée de vie des investissements des GRD.

Le résultat de la moyenne du taux OLO 10 ans sur 2012-2016 est biaisé par les taux OLO 10 ans historiquement bas (*voir graphique ci-dessous*) de ces dernières années (2015-2016) et liés à la politique monétaire actuelle de la BCE. Le bureau du plan prévoit qu'à partir de 2019, la politique monétaire de la BCE devrait progressivement se normaliser (et donc les taux OLO progressivement remonter).



Le graphique montre l'évolution du taux OLO 10 ans depuis 2008 :

- Le taux OLO 10 ans a fortement diminué ces dernières années ;
- Le taux OLO 10 ans peut être très sensible à des événements inattendus : celui-ci est monté en flèche au plus fort de la crise gouvernementale belge en 2011 pour culminer à 5,80% le 25 novembre. Il n'est pas exclu qu'un tel scénario puisse se reproduire en 2019 (année d'élection), qui est la première année de la nouvelle période régulatoire.

Pour éviter le biais dont question ci-dessus, on pourrait envisager les solutions suivantes :

- Prendre une période de référence plus grande (moyenne de 10 ou 15 ans au lieu de 5 ans par ex.) ; et/ou
- Exclure les valeurs en-dessous d'un certain seuil (0.5% 0.75% ou 1%).

- Prime de risque de marché

La prime de risque correspond à la différence entre l'espérance de rendement sur le marché et le taux d'intérêt sans risque. La CWaPE se base sur la prime de risque du marché belge sur la période 1900-2016, soit une approche historique, au lieu d'une approche « forward looking ». Cette approche historique de la prime de risque est en cohérence avec l'approche historique du taux sans risque, pour autant que la CWaPE prenne en compte une série historique plus grande pour le calcul de ce dernier.

La prime de risque devrait également prendre en compte les différents risques auxquels les GRD devront prochainement faire face, notamment le risque lié au facteur de productivité, aux nouvelles technologies (comptage intelligent, électromobilité, auto-consommation), ainsi que les risques liés à la sécurité des données (piratage informatique).

- Beta des fonds propres

La CWaPE calcule le facteur beta des fonds propres sur base d'un échantillon d'entreprise et en prenant la moyenne de l'échantillon sur la période 2012-2016. Nous constatons que l'échantillon utilisé par la CWaPE diffère de sa proposition initiale et a pour résultat de faire baisser la valeur de l'equity beta retenu.

Compte tenu du fait que les GRD wallons ne sont pas cotés en Bourse, il conviendrait d'ajouter une prime d'illiquidité.

- Gearing

La CWaPE propose un gearing ou ratio d'endettement à hauteur de 52.5%.

Un levier financier trop élevé accroît les risques financiers de l'entreprise. Nous sommes favorables à un gearing inférieur à 52.5%.

- Coût moyen pondéré du capital (CMPC)

Le pourcentage de rendement autorisé par la CWaPE est de 3.573 % est plus faible que dans les autres Régions du Pays (Flandre et Bruxelles) et les pays limitrophes.

Au vu des moyens engagés par les GRD, un tel rendement (fixé pour 5 années) semble excessivement faible et risque donc de ne plus permettre d'attirer de nouveaux investissements de capitaux dans nos réseaux – ceci à un moment où l'activité d'investissement est accrue à cause de l'introduction de nouvelles technologies et des besoins importants nouveaux liés à la transition énergétique. Nous estimons que cette rémunération des capitaux investis est non conforme à l'art. 4 § 2 8° du Décret tarifaire.

*Art. 33 Le pourcentage de rendement autorisé calculé conformément à l'article 31 est fixé ex ante pour la période 2019 à 2023, et **n'est pas revu ex post.***

Commentaire : Le pourcentage de rendement autorisé doit être d'autant plus suffisant qu'il n'est pas revu ex post. De façon plus fondamentale, il importe de prévoir des exceptions possibles à ce principe de non révision ex post dans le cas où les valeurs des paramètres financiers fixés ex ante s'écarteraient trop de la réalité.

Art. 35 §2. Les objectifs de performance seront définis par la CWaPE, après concertation avec les gestionnaires de réseau, et fixés de manière individuelle conformément aux dispositions légales en vigueur .

*Article 36. Pour la période régulatoire 2019-2023, **le facteur de qualité (Q) est fixé à 0 euro** et n'impacte dès lors pas le revenu autorisé du gestionnaire de réseau.*

Commentaire : Comme indiqué antérieurement, le projet de méthodologie tarifaire prévoit l'application d'un facteur de productivité mais pas l'application d'un facteur de qualité pour la période tarifaire 2009-2013. Il nous semble pas cohérent d'appliquer un facteur de productivité en l'absence d'un facteur de qualité. La CWaPE aurait pu largement anticiper la mise en place d'objectifs de performance dont le principe est prévu dans le Décret Electricité/gaz depuis 2008.

Comment devons-nous interpréter le facteur Q ? S'agira-t-il toujours d'un bonus pour le GRD ou pourrait-il aussi être un malus pour les GRD ?

*Art. 35 §3 Les indicateurs de performance auront trait, à tout le moins, à la fiabilité et à la disponibilité des réseaux, aux délais de raccordement, aux données de comptage, à l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux et **à la satisfaction des clients finals.***

Commentaire : Les KPI relatifs à la disponibilité du réseau (interruption de fourniture) , aux raccordements et aux données de comptage sont des KPI classiques. Nous avons des interrogations quant aux KPI relatifs à l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux et à la satisfaction des clients finals. De quelle façon seront-ils calculés ?

2.2 Les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé

*Article 38. §1 Le gestionnaire de réseau établit un **plan d'affaire (business plan)** montrant l'évolution chiffrée de l'ensemble des charges, produits et investissements relatifs à son activité régulée entre le 31 décembre 2018 et le 31 décembre 2023. Ce plan d'affaire doit également comporter, sous forme textuelle, des explications et des justifications des chiffres présentés, notamment les principaux inducteurs de coûts, les hypothèses structurantes prises en compte, la politique de financement et de distribution du résultat, les actions envisagées pour maîtriser les charges contrôlables afin que leur niveau ne dépasse pas le plafond. **Le plan d'affaire constitue une annexe de la proposition de revenu autorisé.***

Commentaire : La CWaPE propose une méthodologie tarifaire de type « revenue cap », à savoir un plafonnement des revenus intégrant un facteur de productivité. Dès lors que la CWaPE fixe un objectif à atteindre par les GRD, la CWaPE doit laisser une certaine marge de manœuvre à ces GRD et ne pas imposer l'établissement d'un plan d'affaires aussi détaillée et qui par ailleurs constitue une lourde charge administrative pour les GRD. La politique de distribution du résultat et les actions envisagées pour maîtriser les charges contrôlables sont, nous semble-t-il, de la compétence des organes de gestion des GRD.

Le plan d'affaire (sous forme simplifié) doit être tout au plus indicatif et ne pas être prétexte pour rejeter la proposition du revenu autorisé. Quid si CWaPE n'est pas d'accord avec certains éléments du plan d'affaire ?

*Art .38 § 2. Le revenu autorisé budgété total de l'année **2019**, hors charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques et hors quote-part des soldes **ne peut dépasser le montant de l'enveloppe budgétaire de l'année 2017 indexée** (sur la base de l'indice santé) hors adaptations du plafond des coûts gérables et hors acompte sur les soldes régulateurs. (...)*

*Article 42. § 1er. Le gestionnaire de réseau classifie, en concertation avec la CWaPE, les charges nettes « gérables » et les charges nettes relatives aux obligations de service public au sens de la méthodologie tarifaire 2015-2016, comptabilisées en 2015, en deux catégories : « récurrentes » et « non-récurrentes ». **Les charges nettes qualifiées de « non récurrentes » ne peuvent pas faire partie des charges nettes opérationnelles contrôlables de la période régulatoire 2019-2023.***

Commentaire : Nous comprenons de la lecture combinée de l'art. 38 § 2 et art. 42 § 1 que **le revenu autorisé de départ (2019) sera inférieur à l'enveloppe budgétaire de 2017 indexé**, car les charges nettes non récurrentes en seront exclus.

Les GRD risquent donc de se voir imposer un revenu autorisé de départ (2019), basé sur le passé et amputé d'une série de coûts, et donc largement insuffisant pour pouvoir mener à bien leurs nouvelles missions dans le cadre de la transition énergétique.

Facteur d'efficience

Commentaire : La CWaPE propose d'imposer aux GRD un facteur d'efficience ou de productivité de 1.5%/an sur les charges opérationnelles contrôlables pour la période régulatoire 2019-2023.

A l'annexe 1 de la PMT, la CWaPE explique qu'elle s'est basée sur un benchmark européen pour fixer le facteur X à 1.5%/an (voir graphique ci-dessous).

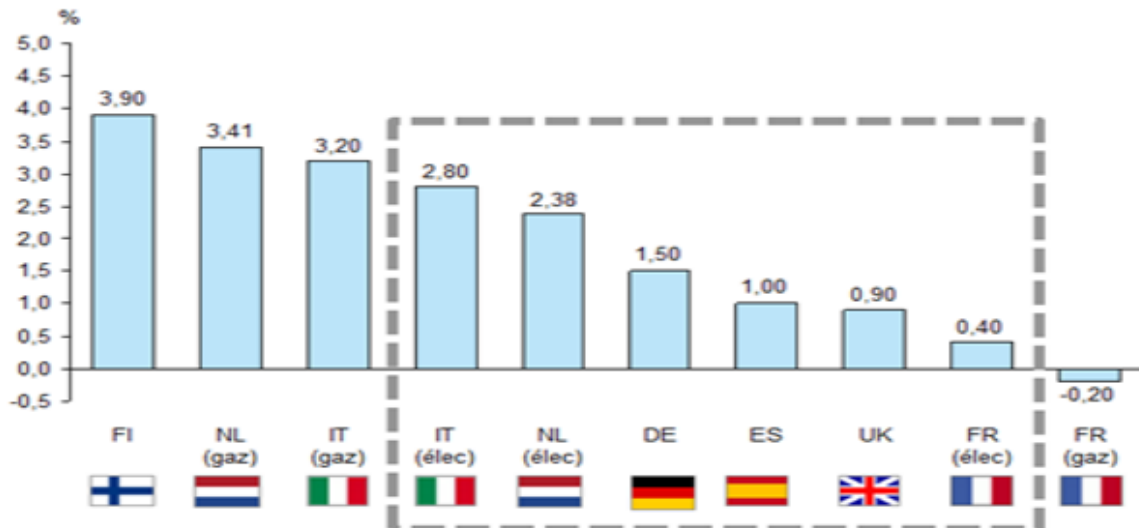
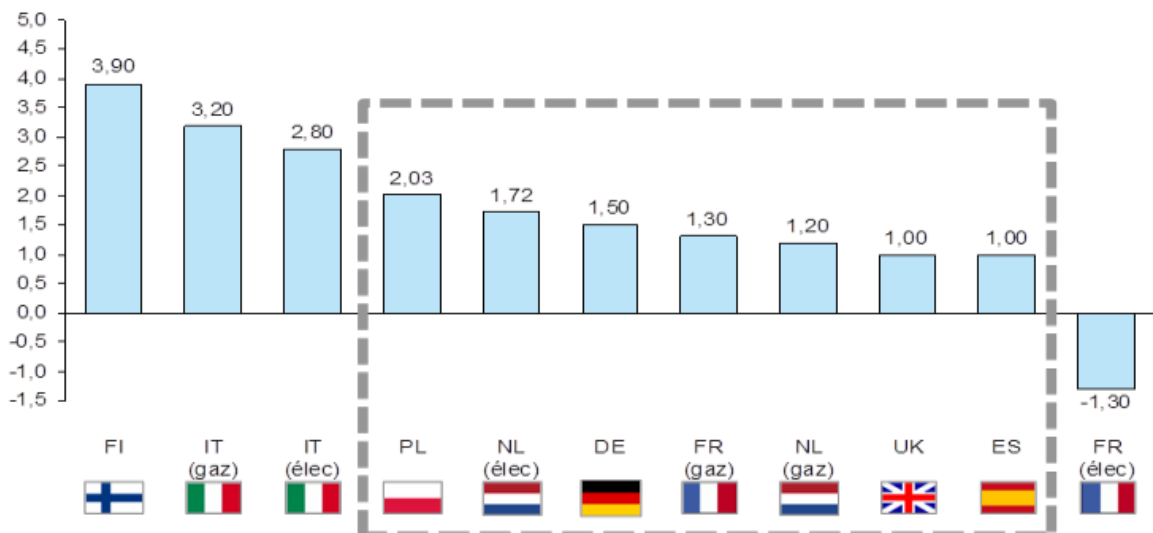


Figure 4 – Benchmark européen des facteurs de productivité

Le graphique ci-dessus avait fait l'objet de critiques de la part des GRD quant à la véracité et l'actualisation de certains chiffres. C'est la raison pour laquelle, la CWaPE a présenté un autre graphique lors de la présentation de son PMT en date du 31 mars 2017(voir ci-dessous).



Nous avons plusieurs **remarques fondamentales à formuler par rapport au facteur d'efficacité de 1.5%/an**:

- Il est assez étonnant de constater que les 2 graphiques avec des pays de référence différents donnent par hasard le même résultat (facteur X de 1.5%/an). Dans le premier graphique, la France (elec) est prise comme référence mais ne l'est plus dans le 2^{ième} graphique. Il en va de même avec la Pologne, non présent dans le 1^{er} graphique mais pris comme référence dans le 2^{ième} graphique. Manipuler l'échantillon pour arriver à un résultat escompté nous paraît être une démarche peu scientifique et donc pas crédible.
- De façon plus fondamentale, comparer des facteurs de productivité entre pays n'a pas de sens si ce facteur de productivité ne porte pas sur la même base de coûts et si l'on ne tient pas compte de l'efficacité de départ des GRD dans un pays donné.
- La CWaPE aura la faculté de rejeter un certain nombre de coûts lors de l'approbation de l'enveloppe de coûts de départ (2009). Couplé au facteur de productivité, les GRD risquent d'être confrontés à un double facteur X.
- Les coûts opérationnels contrôlables seront indexés sur l'indice santé. Or, certains coûts opérationnels évoluent dans la réalité plus vite que l'indice santé. Maintenir l'évolution de l'ensemble des coûts opérationnels contrôlables à l'évolution de l'indice santé exigera d'ores et déjà des efforts de productivité.
- Imposer un facteur de productivité élevé et identique à l'ensemble des GRD wallons pénalisera les « bons élèves » qui ont déjà dans le passé mis en œuvre des mesures de réduction de coûts.
- La CWaPE entend également imposer un facteur de productivité sur les charges nettes des obligations de services publics imposées par le Gouvernement wallon. Les obligations de services publics sociales à charge des GRD ont pour objectif de lutter contre la précarité énergétique et sont monitorés régulièrement par la CWaPE. Nous déplorons le fait que la CWaPE souhaite imposer un facteur de productivité sur le coût des missions de services publics.

Révision ponctuelle du revenu autorisé

Article 54. § 1^{er}. A la demande du gestionnaire de réseau ou de la CWaPE, le revenu autorisé budgété fixé ex ante d'une ou plusieurs années de la période régulatoire, et les tarifs qui en découlent, peuvent être révisés dans les hypothèses suivantes, pour autant qu'elles impactent durablement et significativement, à la hausse ou à la baisse (seuil fixé à 5% du revenu autorisé annuel), la situation financière du GRD:

Commentaire : Le seuil fixé à 5% du revenu autorisé annuel pour réviser le revenu autorisé est un seuil trop élevé. Si le Gouvernement wallon impose en cours de période régulatoire une nouvelle obligation de service public, les GRD doivent pouvoir revoir à la hausse leur revenu autorisé.

Article 55. En cours de période régulatoire, si l'application des tarifs apparaît comme disproportionnée et discriminatoire, ou conduit à d'importants soldes régulatoires, la CWaPE est habilitée à demander au gestionnaire de réseau de distribution de réviser le revenu autorisé budgété initial ou de demander la modification des tarifs périodiques ou des tarifs non périodiques afin que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire.

Commentaire : L'interprétation de cet article n'est pas claire.

Titre V. La fixation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport

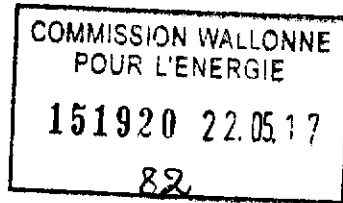
Article 127. § 1er. Les gestionnaires de réseau de **distribution organisent entre eux le mécanisme de péréquation** permettant d'assurer la neutralité financière entre les charges et les recettes liées au transport, et ce, pour tous les gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

Commentaire : La CWaPE souhaite « péréquater » les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport alors qu'aucune volonté politique n'a été exprimée dans ce sens.

Nous attirons l'attention de la CWaPE sur le fait qu'une telle péréquation ne devrait pénaliser aucun GRD en particulier. Si nous prenons par exemple le cas de l'AIESH : le poste refacturation du GRT est favorable par rapport aux autres GRD en raison des productions éoliennes qui viennent diminuer significativement les volumes entrant ainsi qu'en raison de meilleurs tarifs chez RTE.

Or, la présence de parcs éoliens (actuels et futurs) est la conséquence de la faible densité de population sur le territoire desservi par l'AIESH, alors que c'est en raison de la même faible densité de population que les coûts de GRD de l'AIESH sont parmi les plus élevés de la région Wallonne.

Dans ce cas, il nous semble que la péréquation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport risque d'être dommageable pour les utilisateurs de l'AIESH.



CWAPE

Monsieur Stéphane RENIER, Président ad interim
Monsieur Antoine THOREAU, Directeur Général
Route de Louvain-la-Neuve 4 bte 12
5001 Namur

**PAR E-MAIL ET RECOMMANDE AVEC ACCUSE DE
RECEPTION**

Nos références : DF&C/CC/170519/17015
Votre correspondant : Christophe Courcelle
Tél : 0473/62.18.80
Mail : christophe.courcelle@ores.net

Le 19 mai 2017

Monsieur le Président,
Monsieur le Directeur Général,

Objet : Remarques écrites d'ORES dans le cadre de la consultation publique relative au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en région wallonne pour la période réglementaire 2019-2023

Vous trouverez en annexe une version confidentielle et une version non confidentielle des remarques écrites d'ORES sur votre projet de méthodologie tarifaire pour la période réglementaire 2019-2023. Nous vous en souhaitons une bonne réception.

Conformément aux règles de protection des informations confidentielles inscrites à l'article 50, alinéa 3, du décret du 12 avril 2001, seule la version non confidentielle des remarques d'ORES peut être publiée par la CWaPE. A l'inverse, la version confidentielle ne peut en aucun cas être portée à la connaissance d'autres personnes qu'ORES et la CWaPE.

Ces remarques d'ORES s'inscrivent dans la procédure de concertation entre les GRD et la CWaPE qui est prévue par le décret du 19 janvier 2017 pour l'élaboration des méthodologies tarifaires. Sur cette base, ORES demande à la CWaPE de reconsidérer son projet de méthodologie tarifaire et de motiver régulièrement les positions qu'elle entend y adopter. ORES se réserve le droit d'émettre d'autres remarques écrites dans la suite de la procédure de concertation.

Toute demande de renseignements quant à ces remarques peut être adressée à la boîte fonctionnelle tarification d'ORES (tarification@ores.net) ainsi qu'à Messieurs C. Courcelle (Tél : 010.48.69.21 ; courriel : christophe.courcelle@ores.net) et F. Marijsse (Tel. : 081.24.30.13 ; courriel : frederic.marijsse@ores.net).

Nous vous prions de croire, Monsieur le Président, Monsieur le Directeur général, à nos salutations distinguées,

Dominique OFFERGELD
Directeur
Département Finances

Fernand GRIFNEE
Administrateur délégué



Annexes :

- Version confidentielle des remarques écrites d'ORES sur votre projet de méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2019-2023
- Version non confidentielle des remarques écrites d'ORES sur votre projet de méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2019-2023

Remarques écrites d'ORES à la consultation sur la décision de la CWaPE CD-17c31-CWaPE-0083 relative au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023

Observations préliminaires

[**Confidentiel** : ORES attire l'attention de la CWaPE sur le fait que le présent document contient des informations commercialement sensibles dont il convient de protéger la plus stricte confidentialité comme le stipule l'article 50, alinéa 3, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Ce traitement confidentiel imposé par le décret impose d'exclure tout accès de tiers au présent document et notamment sa publication par la CWaPE. Les informations confidentielles contenues dans ce document ne peuvent en effet pas être portées à la connaissance d'autres personnes qu'ORES et la CWaPE. ORES remet simultanément à la CWaPE une version non confidentielle du document à des fins de publication.

Les informations confidentielles apparaissent en rouge dans le document. Ces informations concernent soit les résultats d'ORES soit les relations de celle-ci avec son personnel, ses fournisseurs ou ses clients. Ces informations ne sont pas disponibles publiquement et sont en tout état de cause des informations commerciales sensibles d'ORES. Leur divulgation à des tiers serait de nature à mettre en péril les intérêts commerciaux légitimes d'ORES.]

Le présent document comprend deux parties. La première partie reprend les remarques générales qu'ORES formule à l'égard de la décision de la CWaPE CD-17c31-CWaPE-0083 relative au 'projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023' (le « **Projet de Méthodologie Tarifaire** »), considérée dans son intégralité. La seconde partie expose les remarques supplémentaires d'ORES sur les différents éléments du Projet de Méthodologie Tarifaire en suivant la structure de cette dernière.

ORES se réserve le droit d'émettre d'autres remarques écrites dans la suite de la procédure de concertation.

Résumé de la position d'ORES

Par le présent document, ORES demande à la CWaPE de reconsidérer son Projet de Méthodologie Tarifaire dans son intégralité, car ce projet prévoit une telle pression à court terme sur le revenu autorisé des gestionnaires de réseau de distribution wallons (« GRD ») qu'il ne permettra pas à ceux-ci d'exécuter leurs missions légales et réglementaires avec la même qualité de service qu'aujourd'hui, ni de réaliser les investissements nécessaires dans le contexte actuel de transition énergétique et de digitalisation de la société.

Le Projet de Méthodologie Tarifaire propose un nouveau modèle de régulation tarifaire, qui consiste en un plafonnement des revenus des GRD (également appelé « revenue-cap ») assorti d'un facteur d'efficacité (dénommé « facteur X »). Ce modèle présente la caractéristique de fixer un montant de coûts que les GRD pourront récupérer via les tarifs payés par les utilisateurs de réseau (« URD »), tout en incitant les GRD à opérer d'une manière plus efficace afin d'améliorer leurs résultats. Ce modèle incitatif de régulation impose toutefois que la CWaPE fixe le revenu autorisé de départ à un niveau suffisant, et qu'elle autorise une évolution adéquate de ce niveau de coûts en cours de période régulatoire, afin que les GRD puissent exécuter leurs missions légales et réglementaires de manière viable et assurer ainsi la qualité du service fourni aux URD.

La CWaPE ne justifie toutefois pas les choix qui fondent le Projet de Méthodologie Tarifaire, que ce soit au niveau de la composition du revenu autorisé, du facteur d'efficacité X ou de l'impact prévisible sur la qualité des services. La CWaPE ne respecte pas davantage les principes de prévisibilité et de viabilité du modèle « revenue-cap », puisqu'elle oblige les GRD à anticiper toutes leurs réductions de coûts, à subir en plus un facteur X élevé et arbitraire, et à se plier néanmoins à un reporting excessif. De ce fait, le modèle proposé est déséquilibré et ne permettra pas aux GRD de maintenir le niveau d'investissements dans les réseaux nécessaire au maintien de la qualité des services.

Toutefois, ORES inscrit la présente démarche dans la procédure de concertation entre les GRD et la CWaPE qui est prévue par le Décret Tarifaire du 19 janvier 2017 pour l'élaboration des méthodologies tarifaires. C'est dans cette optique constructive qu'ORES expose ses remarques afin d'amener la CWaPE à reconsidérer son Projet de Méthodologie Tarifaire et d'adopter en définitive une méthodologie tarifaire qui permette à la CWaPE, aux GRD et aux URD d'atteindre le triple objectif suivant :

1. assurer les missions actuelles des GRD en renforçant le niveau de qualité de leur service de manière à répondre aux exigences actuelles des clients et de tous les URD ;
2. disposer des moyens nécessaires à la transformation et à la digitalisation de l'entreprise, afin de permettre la transition énergétique voulue par les autorités, notamment en Région wallonne ; et
3. assurer l'efficacité dans un but de maîtrise raisonnable des coûts sans perte de qualité des services.

C'est parce qu'elle ne permet pas d'atteindre ces objectifs qu'ORES critique ci-dessous le Projet de Méthodologie Tarifaire, notamment sur les six points fondamentaux de désaccord qui suivent.

1 Le revenu autorisé doit être basé sur l'ensemble des coûts pertinents des GRD

Le revenu autorisé tel que défini dans le Projet de Méthodologie Tarifaire ne prend en considération que les coûts récurrents (sans définition précise de ceux-ci) de 2015 et

prévoit des critères vagues, cumulatifs et potentiellement divergents d'approbation des coûts pour définir le revenu de départ.

De plus, seules les dépenses d'exploitation (« OPEX ») sont potentiellement couvertes par des budgets spécifiques et limités aux seuls projets de compteurs communicants et promogaz. Aucune dépense d'investissement (« CAPEX ») n'est couverte par ces budgets, ce qui, même en cas d'approbation des OPEX, en rend la réalisation impossible.

En outre, les GRD ne posséderont pas des moyens de poursuivre ni de lancer de nouveaux projets innovants nécessaires dans le contexte actuel de transition énergétique et de digitalisation de la société. L'évolution de l'amortissement sur base de l'indice santé implique qu'ORES ne pourra pas maintenir le niveau d'investissements dans les réseaux qu'elle juge nécessaire au maintien de la qualité des services et encore moins de réaliser les nouveaux investissements requis par la transition énergétique et la digitalisation de la société. Ces deux éléments impliquent que les GRD investissent massivement dans l'intelligence des infrastructures (déploiement de réseaux intelligents et de compteurs intelligents) et fassent évoluer toutes les applications des systèmes de gestion d'informations qui vont de pair avec cette intelligence. Cela passe par une phase de développement associée à une forte proportion d'investissements en actifs incorporels, dont l'amortissement se fait sur une période beaucoup plus courte que celle des actifs traditionnels de réseau, suivie, en régime, de coûts de maintenance (dont les licences et le keep-it running), d'infrastructures (dont la location et la maintenance des serveurs) et d'expertise conséquents.

En raison notamment des coûts échoués qu'une telle décision représenterait, il n'est pas acceptable que la CWaPE puisse décider unilatéralement de mettre fin aux projets spécifiques, certainement lorsqu'il s'agit de projet d'une si grande envergure que le déploiement des compteurs communicants.

Dans ces conditions, les GRD ne pourront pas contribuer à la transition énergétique ni fournir les services digitaux que les URD sont en droit d'espérer.

2 Les charges financières doivent être intégralement répercutées dans les tarifs (principe d'*embedded cost*)

En vertu du Décret Tarifaire, « *les charges financières liées à un financement externe, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, sont répercutées dans les tarifs* ».

Les charges financières doivent pouvoir être répercutées dans les tarifs hors pourcentage de rendement autorisé selon le principe d'*embedded cost*, ce qui n'est pas le cas dans le Projet de Méthodologie Tarifaire.

3 La rémunération des capitaux investis sur la base du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) n'est pas suffisamment attractive, n'est pas conforme au Décret Tarifaire et est non motivée

Le Projet de Méthodologie Tarifaire prévoit un taux de CMPC de 3,573%. Ce taux, fixe et non révisable à un horizon lointain de 7 ans, est extrêmement faible et n'est en tous cas pas en ligne avec ce qui est décidé par les régulateurs des pays limitrophes.

Il n'offre pas non plus un taux de rendement stable permettant aux GRD de faire face à leurs obligations de long terme. En outre, le fait de figer de manière anticipative un taux de

rémunération faible, qui ne sera pas sujet à modifications pendant la période tarifaire, entraîne des risques importants d'inadéquation de la rémunération avec les conditions de marché.

Enfin, le Projet de Méthodologie Tarifaire est tellement contraignant quant au niveau de départ et à la trajectoire de charges (notamment au niveau du facteur X, de l'indexation des coûts contrôlables et des amortissements limitée à l'indice santé) qu'il accentue encore davantage le risque et la pression sur la rémunération des bailleurs de fonds.

Par conséquent, le CMPC n'offre pas une rémunération des capitaux investis suffisante pour que les GRD puissent réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de leurs missions, accéder aux différentes sources de financement de leurs activités et renouveler et développer les infrastructures. Dans le contexte à moyen terme de transition énergétique, c'est la viabilité même des réseaux de distribution wallons qui est ainsi mise en danger.

4 Le facteur de productivité est arbitraire et irréalisable

Le facteur de productivité, appelé facteur X, qui impose aux GRD d'améliorer leur efficacité et de maîtriser leurs coûts, est trop élevé au regard de l'évolution des coûts du secteur et ne tient pas compte des efforts de maîtrise de coûts déjà consentis par les GRD. Il vient en outre s'ajouter à d'autres mesures de limitation et/ou de réduction des enveloppes tarifaires. En particulier, l'indexation insuffisante pour couvrir l'évolution réelle des coûts constitue déjà à elle seule un effort de productivité à réaliser.

En outre, la détermination du taux du facteur X par la CWaPE appelle de nombreuses critiques méthodologiques : graphiques contradictoires, périmètres non comparables dans les pays comparés, absence de considération des coûts réels des GRD et du secteur, etc.

Or, le législateur wallon a spécifiquement voulu éviter les risques liés à un facteur X trop élevé, lorsqu'il a précisé dans le Décret Tarifaire que les efforts de productivité imposés aux GRD ne peuvent pas mettre en péril à court ou à long terme la qualité des réseaux, la sécurité des personnes ou des biens, la continuité de la fourniture ou encore la viabilité économique des GRD.

5 Les obligations de service public doivent être considérées comme des coûts non-contrôlables

Le Projet de Méthodologie Tarifaire qualifie les obligations de service public (« OSP ») comme des coûts partiellement contrôlables¹ dont les soldes régulateurs (hors effets volumes) ne peuvent être entièrement répercutés sur les URD, alors que le Décret Tarifaire prévoit que les coûts nets des missions de service public imposées par les dispositions fédérales ou régionales sont intégrés dans les tarifs.

Dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, le risque de non-couverture des coûts d'OSP est double. Premièrement, un changement de périmètre des OSP ne sera pas couvert par une révision du revenu autorisé (seuil de 5% pour la révision du revenu autorisé) et sera à charge du résultat du GRD. Deuxièmement, les coûts nets des OSP sont soumis au facteur X de 1,5%, qui est fixé sans tenir compte des efforts d'économies de coûts déjà réalisées dans le domaine par ORES ni du niveau de service public rendu.

¹ « Partiellement » car une correction pour les effets volumes est admise.

Le Projet de Méthodologie Tarifaire fait ainsi obstacle à la mise en œuvre de la politique wallonne dans le secteur de l'énergie, puisque la seule manière pour les GRD de réduire les coûts sur les OSP est de moins exécuter ces obligations ou de les exécuter moins bien.

6 Il y a lieu de prendre en compte les facteurs exogènes

De manière générale, le modèle tarifaire ne doit en aucune manière faire supporter par les GRD les coûts liés à des éléments hors de leur champ d'influence.

La méthodologie tarifaire prévoit un seuil minimum de 5% de matérialité pour introduire une demande de révision du revenu autorisé, ce qui est contraire au Décret Tarifaire. Toute modification de coûts liée notamment à de nouveaux services, à l'adaptation de services existants ou à des modifications des obligations qui pèsent sur les GRD doit conduire à une adaptation du revenu autorisé.

A nouveau, les conséquences prévisibles du Projet de Méthodologie Tarifaire sont une contraction de l'activité des GRD, une limitation aux seules tâches traditionnelles, et un manque de flexibilité, au détriment des réseaux et des services aux URD.

Force est donc de constater que le Projet de Méthodologie Tarifaire prévoit une forte pression à court terme sur les coûts des GRD (revenu de départ incertain, facteur X élevé, indexation insuffisante pour couvrir l'évolution des coûts réels, plafonnement des amortissements, etc.), qui entraîne deux conséquences majeures. D'une part, les GRD ne seront plus en mesure d'assurer le renouvellement des infrastructures existantes ni les nouveaux investissements nécessaires pour la transition énergétique et la digitalisation du secteur. D'autre part, cette pression sur les coûts met en danger la viabilité des réseaux et la qualité des services fournis aux URD. En pratique, dans de telles circonstances, ORES devra reporter ou abandonner certains projets, voire, le cas échéant, procéder à des réductions de personnel.

ORES invite dès lors la CWaPE à reconsidérer le Projet de Méthodologie Tarifaire conformément aux remarques exposées dans le présent document, et à motiver régulièrement les positions adoptées dans les méthodologies tarifaires définitives.

Table des Matières

Résumé de la position d'ORES	2
Première partie : Remarques d'ORES concernant le Projet de Méthodologie Tarifaire dans son ensemble	9
1 Contexte : un marché plus risqué et marqué par la transition énergétique.....	9
1.1 La transition énergétique	9
1.2. La digitalisation de la société	11
1.3 Les risques liés à la régulation	11
2 Le Projet de Méthodologie Tarifaire doit être motivé (article 50 du Décret Electricité) 12	
3 Le Projet de Méthodologie Tarifaire doit respecter les principes essentiels du modèle régulateur « revenue-cap »	16
4 Le Projet de Méthodologie Tarifaire doit permettre, de façon prévisible, le financement de l'exercice des obligations légales et réglementaires des GRD sans atteinte à la qualité des services (article 4, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, et § 2, 2°, 17° et 20°, du Décret Tarifaire)	18
4.1 La détermination du revenu autorisé sur la base d'un scénario « business as usual » ne prend pas en compte les changements de périmètre du secteur	20
4.2 Le paramètre d'indexation des coûts est insuffisant pour rendre compte de l'évolution réelle de ceux-ci	22
4.3 Le paramètre d'indexation des charges nettes liées aux immobilisations est insuffisant pour rendre compte de l'évolution réelle de celles-ci	24
4.4 Le gain d'efficacité de 1,5% est trop élevé au regard de l'évolution des coûts du secteur belge et des coûts qui seront budgétés par les GRD. Il ne tient pas compte des autres efforts que doivent consentir les GRD. Il n'est pas motivé.....	25
4.5 Le Projet de Méthodologie Tarifaire rend impossible le maintien d'une qualité de service identique à celle qui est fournie aujourd'hui.....	28
5 La méthodologie tarifaire doit être transparente et exhaustive (articles 3, §1^{er}, et 4, §2, 1°, du Décret Tarifaire).....	28
Deuxième partie : Remarques supplémentaires d'ORES concernant certaines dispositions du Projet de Méthodologie Tarifaire.....	31
1 Titre I. Les principes de détermination des tarifs.....	31
1.1 Articles 1 à 7 – Les principes de détermination des tarifs doivent être reconsidérés pour garantir un financement suffisant des missions légales des GRD (article 1 ^{er} , 2°, du Décret Tarifaire	31
1.2 Article 3 – Les définitions de l'article 3 du Projet de Méthodologie Tarifaire doivent être précisées	31
2 Titre II. Le revenu autorisé	32
2.1 Les éléments constitutifs du revenu autorisé	32

2.1.1	Article 8, §§ 2 et 3 – Les critères énoncés à l'article 8, §§ 2 et 3, du Projet de Méthodologie Tarifaire doivent respecter les principes de sécurité juridique, de transparence et de non-discrimination (article 4, §2, 1°, du Décret Tarifaire)...	32
2.1.2	Articles 12 et 13 – La définition des charges contrôlables et non-contrôlables prive le terme « contrôlable » de son sens	34
2.1.3	Articles 14, § 1 ^{er} , 39, § 2, et 41, § 2 – Le revenu autorisé ne peut pas être déterminé sur la base d'un scénario « business as usual »	34
2.1.4	Article 17, § 2 – Une date ultérieure doit être prévue pour le rapport annuel d'avancement des budgets spécifiques	34
2.1.5	Articles 19, § 1 ^{er} , et 116 – La CWaPE ne peut pas abandonner des projets spécifiques ni prévoir un bonus/malus sur les coûts des projets spécifiques...	35
2.1.6	Articles 25 et 26 – En ce qui concerne l'évolution de la base d'actifs régulée visée aux articles 25, §1 ^{er} , 5°, et 26, §1 ^{er} , 6°, du Projet de Méthodologie Tarifaire.....	35
2.1.7	Article 15 – La méthode de calcul de la rentabilité des projets spécifiques doit être exhaustive et transparente, respecter le principe de non-discrimination et les principes de stabilité et de prévisibilité (article 4, §2, 1°, du Décret tarifaire)	36
2.1.8	Articles 42 à 47 – Les charges nettes des obligations de service public doivent être considérées comme des coûts non-contrôlables (article 4, § 2, 10°, du Décret Tarifaire).....	38
2.1.9	Article 32 – Le pourcentage de rendement autorisé sur les fonds propres doit permettre au GRD de faire face à ses obligations sur le long terme et de réaliser les investissements nécessaires. Le pourcentage de rendement doit être calculé sur la base du rendement d'activités comparables (article 4, § 2, 8°, du Décret Tarifaire).....	40
2.1.10	Article 31 – Les charges financières doivent être répercutées dans les tarifs hors pourcentage de rendement autorisé (article 4, § 2, 12°, du Décret Tarifaire)	46
2.1.11	Article 31 – A tout le moins, le coût des dettes futures doit être fixé sur la base des prix de marché définis sur une période de long terme (article 4, § 2, 8°, du Décret Tarifaire).....	46
2.2	Les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé.....	47
2.2.1	Articles 44, 47 et 48 – Le paramètre d'indexation des coûts est trop faible pour rendre compte de l'évolution de ceux-ci	47
2.2.2	Articles 44 et 47 – Le facteur d'efficience (facteur X) doit être déterminé sur la base d'une méthode de comparaison utilisant des données homogènes, transparentes et fiables (article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire).....	47
2.2.3	Article 47 – Les charges nettes des obligations de service public ne peuvent pas être soumises à un facteur d'efficience (article 4, § 2, 10°, du Décret Tarifaire)	51
2.2.4	Article 48 – L'amortissement des actifs régulés doit procurer une capacité d'autofinancement supplémentaire (article 4, § 2, 11°, du Décret Tarifaire)	53
2.2.5	Article 52 – La quote-part des soldes réglementaires des années antérieures (article 52)	53
2.2.6	Articles 53 et 122 – La révision annuelle	54
2.2.7	Article 54 – La révision ex post avec seuil de 5% crée une absence de prévisibilité de la méthodologie et n'est pas conforme à l'article 15, § 1 ^{er} , 1°, § 2 et § 3, du Décret Tarifaire, en ce que la révision des tarifs pour cause de	

modification des impôts ou obligations de service public, de nouveaux services ou de circonstances exceptionnelles, ne peut être demandée que par le GRD et n'est pas soumise à une condition de dépassement d'un seuil de 5%.	54
2.2.8 Articles 45 et 114 – les variables de globalisation doivent être modifiées	55
Titre III. La fixation et le contrôle des tarifs de distribution	56
3.1 Les tarifs périodiques de distribution et les modèles de grilles tarifaires	56
3.1.1 Article 58 – Le Projet de Méthodologie Tarifaire doit contenir des règles d'allocation des coûts aux catégories d'URD (articles 3, § 1 ^{er} , 3 ^o , et 4, § 2, 1 ^o , du Décret Tarifaire).....	56
3.1.2 Article 61 – Il faut préciser le délai d'implémentation des tarifs par les fournisseurs.....	57
3.1.3 Article 64, § 2a) - Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution en électricité : le terme capacitaire doit être reconsidéré	58
3.1.4 Article 64, §2b – L'entrée en vigueur du tarif prosumer doit être reportée jusqu'au déploiement des compteurs intelligents	58
3.1.5 Article 64, §3 – Le terme fixe du tarif pour l'utilisation du réseau en électricité doit dépendre du type de compteur	59
3.1.6 Article 64, §4 – Le terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau en électricité.....	59
3.1.7 Article 65, §1 ^{er} – Le tarif pour les OSP.....	60
3.2 Les tarifs non périodiques de distribution.....	60
3.2.1 Article 69 à 73 – Les tarifs de prélèvements pour les projets innovants	60
3.2.2 Articles 74 à 77 et 85 à 89 – Tarifs d'injection en électricité et gaz	62
3.2.3 Article 78 – Catégories tarifaires en gaz	62
3.2.4 Article 80, §3 – Le terme fixe du tarif pour l'utilisation du réseau en gaz	63
3.2.5 Article 80, §4 – Le terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau en gaz.....	63
3.2.6 Article 84 – Le tarif CNG	63
Titre IV. Le calcul et le contrôle des écarts entre le budget et la réalité	64
4.1 Le traitement des écarts.....	64
4.1.1 Articles 107 à 110 et annexe 11 – achat d'énergie pour les pertes, les besoins propres et achat des CV	64
Titre V. La fixation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport	64
5.1 Les charges, les tarifs de refacturation et les modèles de grilles tarifaires.....	64
5.1.1 Articles 126 à 133 et 141 – Le Décret Tarifaire ne contient pas de disposition permettant de mettre en œuvre la péréquation du transport proposée par la CWaPE.....	64
Titre VI. Autres remarques inhérentes à la méthodologie tarifaire	65
ANNEXE 1 : Principaux critères de rating de l'agence Moody's.....	71
ANNEXE 2 : Actif réglementaire 2008 à 2016 par type d'effet pour la distribution d'électricité .	71
ANNEXE 3 : Comparaison des CMPC dans différents pays (limitrophes) et de Flandre	72
ANNEXE 4 : Remarques d'ORES sur les modèles de rapport	88

Première partie : Remarques d'ORES concernant le Projet de Méthodologie Tarifaire dans son ensemble

La méthodologie tarifaire doit être établie dans le respect du cadre légal établi par les législateurs européen et wallon, et en particulier le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (le « **Décret Electricité** »), le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation relatif à l'organisation du marché régional du gaz (le « **Décret Gaz** »), et le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité (le « **Décret Tarifaire** »).

ORES rappelle ci-dessous le contexte du secteur dans lequel elle opère (voyez 1 ci-dessous) et émet les quatre remarques fondamentales qui suivent par rapport au Projet de Méthodologie Tarifaire de la CWaPE :

- (i) la CWaPE doit motiver le Projet de Méthodologie Tarifaire et, en particulier, tout changement de méthodologie par rapport à la situation actuelle (voyez 2 ci-dessous) ;
- (ii) le Projet de Méthodologie Tarifaire doit respecter les principes essentiels du modèle « **revenue-cap** » que la CWaPE a choisi d'appliquer (voyez 3 ci-dessous) ;
- (iii) la CWaPE doit prendre en considération l'impact négatif que son Projet de Méthodologie Tarifaire aura nécessairement sur la qualité des services rendus par les gestionnaires de réseau de distribution wallons (« **GRD** ») (voyez 4 ci-dessous) ; et
- (iv) le Projet de Méthodologie Tarifaire doit être complété sur plusieurs points (voyez 5 ci-dessous).

1 Contexte : un marché plus risqué et marqué par la transition énergétique

ORES souhaite d'abord rappeler le contexte économique et opérationnel des secteurs de l'électricité et du gaz naturel, ainsi que les enjeux et coûts qui en résultent pour l'ensemble des GRD.

En effet, les GRD opèrent dans un marché qui a considérablement évolué depuis la dernière décennie et qui fait face à trois changements majeurs : (i) la transition énergétique, (ii) la digitalisation de la société et (iii) le recours à de nouveaux modèles de régulation inédits.

1.1 La transition énergétique

Aux risques liés à la mise en place d'une nouvelle méthodologie tarifaire (voir 1.3) vient s'ajouter la modification du secteur à la suite de la transition énergétique.

Les objectifs européens pour l'énergie (tels que la diminution des émissions de gaz à effet de serre de 40%, l'inclusion de 27% d'énergie issue de sources renouvelables dans le mix énergétique, et une efficacité énergétique accrue de 25% à l'horizon 2030)² ont un impact inévitable sur l'évolution des réseaux de distribution d'énergie et entraînent une adaptation nécessaire en matière de gestion de ces réseaux³.

² Voir Commission européenne, « Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030 », 22 janvier 2014, COM(2014) 15, pp. 4 à 9.

³ Voir notamment note 21 décembre 2015 budgets spécifiques, p. 8.

Afin de s'engager dans la transition énergétique, les GRD doivent adapter leur réseau, leurs processus et mettre en œuvre de nouveaux projets. La transition énergétique nécessite donc l'engagement de coûts importants pour les GRD.

Ainsi, la transition énergétique nécessite des GRD des investissements importants dans l'intelligence des infrastructures (déploiement de réseaux intelligents et des compteurs intelligents) et le développement des applications des systèmes de gestion d'informations qui vont de pair avec cette intelligence. Le développement de cette intelligence dans les réseaux a pour but de limiter, par des solutions innovantes/technologiques, les très fortes hausses de coûts qui découleraient, en leur absence, de la nécessité de renforcer purement et simplement les réseaux. Cette solution comporte une phase de développement associée à une forte proportion d'investissements en actifs incorporels, dont l'amortissement se réalise sur une période beaucoup plus courte que celle des actifs traditionnels de réseau suivie, en régime, de coûts de maintenance (dont les licences et le keep-it running), d'infrastructures (dont la location et la maintenance des serveurs) et d'expertise conséquents.

La transition du secteur induit également sa part de risques pour les GRD. Ceux-ci se matérialisent de différentes façons.

Tout d'abord, il existe un accroissement majeur du risque technologique et d'obsolescence (déploiement des compteurs communicants et des smart grid).

Ensuite, en ce qui concerne plus particulièrement la distribution de gaz, la concurrence d'énergies alternatives (mazout, pellets, pompes à chaleur, énergie solaire, etc.) et le fait que le réseau wallon soit proche de la saturation entraînent de grandes incertitudes sur la viabilité financière du réseau de gaz naturel à moyen terme.

Enfin, en ce qui concerne la distribution d'électricité, on constate d'ores et déjà une forte diminution des volumes distribués alors que l'utilisation des réseaux est beaucoup plus intensive, plus volatile et moins prévisible qu'auparavant. Cette diminution est liée au développement des productions décentralisées et des mécanismes de soutien mis en place en Région wallonne. Pour l'avenir, l'évolution technologique, notamment en matière de stockage, et la parité réseau du photovoltaïque, renforceront significativement ce mouvement de baisse des volumes distribués et d'accroissement de la sollicitation des réseaux.

L'évolution du marché décrite ci-dessus impose aux GRD un nouveau « business model », qui est marqué par les caractéristiques suivantes :

- une décentralisation des sources d'énergie ;
- une augmentation des coûts du réseau afin de faire face aux défis de la transition énergétique ;
- une diminution des volumes distribués ;
- une sollicitation accrue des réseaux ; et
- une rentabilité croissante de la déconnexion au réseau.

Il s'en suit un risque de cercle vicieux : alors que les coûts de réseaux augmenteront pour faire face à l'adaptation des réseaux requise par la transition énergétique (gestion dynamique des réseaux), les volumes continueront à baisser, détériorant ainsi la

compétitivité des activités de réseau et entraînant un risque réel de moins-value sur les réseaux.

En outre, les GRD doivent faire face à de nombreuses surcharges et à des obligations de service public (« OSP ») qui viennent se rajouter aux tarifs (et qui ne sont donc pas supportées si les tarifs ne sont pas payés). Cette augmentation des tarifs ne fait qu'exacerber l'incitant des URD à se déconnecter du réseau.

1.2. La digitalisation de la société

Les GRD doivent pouvoir offrir un niveau de service qui s'intègre dans le monde numérisé actuel et correspond aux attentes actuelles des clients. Ceci nécessite d'optimiser les différents canaux de communications et d'interactions avec les clients en favorisant leur autonomie, de simplifier le parcours du client, de fluidifier les interactions, d'accélérer l'exécution des services, et de permettre un suivi continu de l'état d'avancement des dossiers via les moyens de communications privilégiés par les clients.

En outre, la Région wallonne poursuit une stratégie de transformation digitale, notamment en matière de coordination des chantiers⁴. Ceci implique :

- une vectorisation du réseau ;
- d'échanger les informations de programmation avec de nombreux autres acteurs via une plateforme électronique ;
- d'échanger et de gérer les informations de coordination par chantier (plans de réalisation ou plans as-built).

A ce titre, le Gouvernement wallon va créer un portail informatique sécurisé permettant la collecte, la validation, la structuration et la circulation des informations, la gestion de la programmation, de la coordination et des autorisations d'ouverture de chantier⁵.

L'intégration dans ce monde numérisé nécessite de nouveaux processus d'exploitation de réseaux, de collecte et de traitement de données et d'informations, qui soient intégrés, agiles et fluides. Les volumes de données et la rapidité avec laquelle celles-ci doivent être traitées et échangées avec des tiers est sans commune mesure avec ce qui se faisait dans le passé. En outre ces nouveaux processus d'exploitation induisent de facto une « dette technique » d'applicatifs existants devenus obsolètes.

1.3 Les risques liés à la régulation

Les risques liés à la mise en place d'une nouvelle régulation tarifaire sont nombreux : nouveau processus sans historique, nombreux paramètres figés *ex ante*, niveau élevé du facteur X, année de départ basée sur un scénario « business as usual » jugé inadapté (obsolète) et ne prenant pas en compte des derniers développements technologiques et

⁴ Décret du 30 avril 2009 relatif à l'information, la coordination et l'organisation des chantiers, sous, sur ou au-dessus des voiries ou des cours d'eau, *M.B.*, 18 juin 2009, p. 42.597.

⁵ Art. 43 du décret du 28 novembre 2013 modifiant le décret du 30 avril 2009 relatif à l'information, la coordination et l'organisation des chantiers sous, sur et au-dessus des voiries ou des cours d'eau, *M.B.*, 24 décembre 2013, p. 102.055 ; arrêté du Gouvernement wallon du 8 octobre 2015 relatif au portail informatique prévu à l'article 43 du décret du 30 avril 2009 relatif à l'information, la coordination et l'organisation des chantiers sous, sur ou au-dessus des voiries ou des cours d'eau, *M.B.*, 20 octobre 2015, p. 64.628.

techniques, prise en compte d'une inflation insuffisante pour couvrir l'évolution réelle des coûts, prise en compte partielle des coûts de la transition énergétique, etc.

Si ces risques se matérialisent, ils peuvent conduire à un recouvrement insuffisant des coûts des GRD et à un rating défavorable des GRD, et par conséquent mettre en péril la capacité de financement externe des GRD et la qualité des services publics qu'ils fournissent. Comme le démontre le tableau repris en Annexe 1, l'agence Moody's estime que le rating d'un GRD dépend à hauteur de 40 % du contexte régulateur et du cadre de propriété des actifs. En particulier, la stabilité et la prédictibilité du régime régulateur pèsent à concurrence de 15% de la notation.

La fixation d'une méthodologie tarifaire adéquate représente donc un enjeu majeur pour les GRD et les URD.

C'est en prenant en considération ce contexte particulier et changeant que la CWaPE doit établir la méthodologie tarifaire 2019-2023. Dans ce cadre, elle se doit de bien cerner les nouveaux enjeux, de même que les coûts et les risques induits par le changement du secteur dans lequel évoluent les GRD.

2 Le Projet de Méthodologie Tarifaire doit être motivé (article 50 du Décret Electricité)

La CWaPE doit respecter l'obligation de motivation matérielle de ses décisions. Cette obligation de motivation trouve son fondement non seulement dans les textes légaux, mais aussi dans les principes généraux du droit administratif.

L'obligation de motivation des décisions du régulateur découle de l'article 37.16 de la directive 2009/72/CE et de l'article 41.16 de la directive 2009/73/CE, qui sont transposés à l'article 50 du Décret Electricité, lequel stipule que :

« La CWaPE motive et justifie pleinement ses décisions.

Les modalités applicables pour ces motivations et justifications sont précisées dans le règlement d'ordre intérieur du comité de direction, eu égard notamment aux principes suivants :

1° la motivation reprend l'ensemble des éléments sur lesquels est basée la décision ;

2° les entreprises d'électricité ont la possibilité, préalablement à la prise d'une décision les concernant, de faire valoir leurs commentaires ;

3° la suite donnée à ces commentaires est justifiée dans la décision finale ». (nous soulignons)

On notera que les travaux préparatoires du Décret Tarifaire rappellent que « *la CWaPE motive sa décision relative à la méthodologie tarifaire notamment au regard des principes énoncés [à l'article 4 du Décret Tarifaire] »⁶.*

Dans le cadre de l'adoption des méthodologies tarifaires, l'obligation de motivation matérielle veut que la CWaPE justifie les choix sous-jacents de la méthodologie tarifaire et

⁶ Doc., Parl. w., 2015-2016, n° 576/1, p. 8.

les raisons de la non-prise en compte des remarques émises par les GRD⁷. Les documents soumis à la consultation doivent se fonder sur des analyses préliminaires qui sont elles-mêmes motivées et qui donnent un effet utile à la consultation. Ainsi, lorsqu'une décision repose sur des motifs de nature économique ou technique, la motivation doit reprendre tous les éléments qui justifient cette décision. Lorsque ces choix reposent sur une comparaison, la motivation doit comprendre toutes les données prises en compte pour établir cette comparaison.

En l'espèce, le Projet de Méthodologie Tarifaire ne respecte pas l'obligation de motivation matérielle incombant à la CWaPE à plusieurs égards.

Premièrement, **la CWaPE ne justifie pas** le Projet de Méthodologie Tarifaire au regard des principes énoncés dans le **Décret Tarifaire**.

Deuxièmement, **la CWaPE n'a pas répondu aux remarques** qui ont déjà été formulées par les GRD depuis le début de la procédure d'adoption des méthodologies tarifaires.

Pour rappel, la procédure d'adoption du Projet de Méthodologie Tarifaire a débuté en date du 3 août 2015, date à laquelle la CWaPE a publié un acte préparatoire des méthodologies envisagées à l'époque pour la période 2018-2022. Entre octobre 2015 et février 2016, la CWaPE a organisé 7 groupes de travail avec les GRD sur les grandes thématiques de la méthodologie tarifaire, à savoir la typologie des coûts, le revenu autorisé, la marge bénéficiaire équitable, la structure tarifaire, les soldes régulatoires et les incitants à l'innovation. Au sein de ces groupes de travail, de nombreuses remarques ont été émises par les GRD. Force est de constater que la CWaPE n'a pas pris en compte la grande majorité des remarques émises par les GRD dans son Projet de Méthodologie Tarifaire, et que la CWaPE ne fournit aucune motivation sur ces points dans son Projet.

Troisièmement, **la CWaPE a opéré des changements de position non motivés** dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, notamment sur la question importante des budgets pour les projets spécifiques innovants ou améliorant la transition énergétique.

Dans l'acte préparatoire du 15 juillet 2015 (l'« **Acte Préparatoire** »)⁸ et dans sa note technique relative aux « budgets spécifiques » du 21 décembre 2015, la CWaPE a expliqué qu'elle souhaitait permettre aux GRD de participer ou d'entreprendre des projets couvrant différents types d'innovation, et ce tant avant que pendant la période régulatoire⁹.

⁷ Dans ce sens, Commission européenne, *Interpretative note on directive 2009/72/CE concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/CE concerning common rules for the internal market in natural gas. The regulatory authorities*, 22 janvier 2010, p. 5.

⁸ CWaPE, *Acte préparatoire CD-15g15-CWaPE du 15 juillet 2015 relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2018-2022*.

⁹ On peut lire en p. 22 de l'Acte Préparatoire : « La CWaPE souhaite permettre aux gestionnaires de réseau de participer à ou d'entreprendre des travaux de recherche, de développement et d'innovation au sein des GRD, pour autant que ces projets soient justifiés au regard des objectifs stratégiques poursuivis par la CWaPE et permettent la création et la diffusion de bonnes pratiques.

Ces projets pourront couvrir plusieurs types d'innovation portant aussi bien sur les technologies, les processus opérationnels ou les modèles d'affaires.

(...)

Avant et pendant la période régulatoire, les GRDs pourront soumettre à la CWaPE des projets d'innovation afin d'obtenir des budgets spécifiques à inclure dans leur revenu autorisé. Ces projets pourront être portés soit par un GRD seul, soit par un groupement de plusieurs GRD. La CWaPE communiquera les calendriers d'introduction des dossiers et définira les modalités de recevabilité des projets, d'analyse et d'acceptation de ceux-ci » (nous soulignons).

Dans ce sens, la CWaPE proposait de dégager des budgets spécifiques pour des projets « pilotes » ou de « mise en œuvre de solutions innovantes » en citant, par exemple, le déploiement de réseaux intelligents, la gestion active de la demande ou de l'insertion des énergies renouvelables décentralisées dans les réseaux, l'amélioration de l'équilibrage et de la commande des réseaux, l'amélioration des processus opérationnels des GRD (développements IT spécifiques, automatisation des processus) et en matière de modèle d'affaires innovant et de meilleure utilisation du réseau (accueil dans le réseau des injections bio méthane)¹⁰.

Dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, il n'est plus question de budgets pour ces différents types de projets innovants. L'article 14, § 1^{er}, du Projet de Méthodologie Tarifaire limite les budgets spécifiques à deux uniques projets : les compteurs communicants et la promotion des réseaux de gaz naturel (ou promogaz).

La CWaPE ne justifie ni son revirement de position ni la limitation du nombre de budgets spécifiques, au regard de son objectif d'inciter l'innovation et du principe selon lequel les tarifs doivent favoriser la gestion intelligente des réseaux, l'intégration des productions décentralisées, l'accès flexible, l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures ainsi que l'efficacité énergétique et promouvoir la gestion active de la demande¹¹.

De même, les charges de pensions complémentaires non capitalisées sont passées, sans aucune justification, d'un régime de coûts contrôlables dans les actes préparatoires de 2015¹², à un régime de coûts non-contrôlables dans le Projet de Méthodologie Tarifaire¹³.

En ce qui concerne le business case du projet promogaz, ORES attire l'attention de la CWaPE sur le fait que le dernier business case approuvé par la CWaPE reposait sur une valeur actualisée nette positive à 20 ans. Sans aucun motif, le Projet de Méthodologie Tarifaire revient sur l'accord précédemment donné par la CWaPE, et exige désormais que la VAN de ce projet soit positive sur 15 ans¹⁴.

CWaPE, Note technique du 21 décembre 2015 « budgets spécifiques » (...), op. cit., p. 14 : « Par projets de « Mise en œuvre de solutions innovantes », la CWaPE vise essentiellement les projets qui ne nécessitent pas de phase de recherche et développement, mais qui ont pour objectif la mise en œuvre d'un produit (bien ou service) ou d'un procédé (de production) nouveau ou sensiblement amélioré, d'une nouvelle méthode de commercialisation ou d'une nouvelle méthode organisationnelle dans les pratiques d'une entreprise.

A titre d'exemples de projets « Mise en œuvre de solutions innovantes », citons :

- *En matière de développement/déploiement de nouvelles technologies :*
 - o Déploiement de réseaux et/ou compteurs intelligents,*
 - o Gestion active de la demande ou de l'insertion des énergies renouvelables décentralisées dans le réseau,*
 - o Amélioration de l'équilibrage et de la commande du réseau*
- *En matière d'amélioration des processus opérationnels des GRD :*
 - o Développement IT spécifiques*
 - o Automatisation des processus (Atrias)*
- *En matière de modèle d'affaires innovant et meilleure utilisation du réseau :*
 - o Promotion du gaz,*
 - o Accueil dans le réseau des injections de biométhane ».*

¹⁰ CWaPE, Note technique du 21 décembre 2015 « budgets spécifiques » (...), op. cit., p. 14.

¹¹ Art. 4, §2, 5°, d) du Décret Tarifaire.

¹² CWaPE, Note technique 22 septembre 2015 relative à 'la typologie des coûts et la couverture des écarts » détaillant l'acte préparatoire référencé CD-15g15 relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2018-2022', pp. 12 et s.

¹³ Art. 12, §1^{er}, 11° du Projet de Méthodologie Tarifaire.

¹⁴ Art. 15, § 4, du Projet de Méthodologie Tarifaire.

Quatrièmement, la CWaPE ne justifie pas ses choix stratégiques en matière de régulation tarifaire, notamment en ce qui concerne (i) le mode de régulation dit « TOTEX », (ii) l'utilisation de l'indice santé comme facteur d'indexation, (iii) la détermination du facteur d'efficacité X, (iv) la détermination du CMPC, l'abandon du principe d'embedded cost, l'alignement du facteur beta gaz sur celui de l'électricité, la suppression de la prime d'illiquidité, la suppression de la rémunération primaire/secondaire, et (v) le maintien de la qualité des services fournis.

En effet, la CWaPE introduit une régulation TOTEX où les charges nettes contrôlables comprennent à la fois des charges et produits opérationnels et des charges nettes liées aux immobilisations. Cette régulation TOTEX constitue un changement majeur pour les GRD. Jusqu'à présent, seules dépenses d'exploitation (« OPEX ») pouvaient être considérées comme des charges contrôlables (« gérables » selon les termes des méthodologies tarifaires transitoires de 2015 à 2017). Le passage vers une régulation TOTEX fait passer les dépenses d'investissement (« CAPEX ») d'un statut de charges non contrôlables, répercutées dans les tarifs, à un statut de charges contrôlables qui ne seront supportées par les URD que dans les limites du plafond de charges fixé par la CWaPE.

La CWaPE ne justifie nullement ce changement majeur par rapport aux méthodologies tarifaires transitoires actuellement en vigueur.

La CWaPE ne répond pas davantage à la remarque des GRD, indiquant que l'indice santé ne peut pas être utilisé comme facteur d'indexation car il ne correspond pas à l'évolution réelle de la majorité des coûts et des charges nettes liées aux immobilisations supportées par les GRD. Comme expliqué au point 4.2 ci-dessous, le niveau trop bas du facteur d'indexation a pour conséquence de faire supporter aux GRD un facteur d'efficacité supplémentaire.

Ensuite, le Projet de Méthodologie Tarifaire ne présente pas de manière claire et précise le mode de détermination du facteur d'efficacité imposé aux GRD, appelé « facteur X ». Les documents mis à la disposition des GRD par la CWaPE et les données justifiant le choix de la CWaPE sont lacunaires, inexacts et ne citent pas leurs sources d'informations¹⁵.

Il en va de même pour les décisions des paramètres du CMPC où, a contrario des pratiques des pays limitrophes, la CWaPE ne s'est pas fondée sur une analyse détaillée des différents paramètres et n'a pas proposé, pour chacun d'entre eux, des fourchettes de valeurs sur lesquelles un jugement prudent est finalement opéré pour décider des valeurs finales¹⁶. Pour le CMPC aussi, les informations mises à la disposition des GRD par la CWaPE et les données justifiant le choix de la CWaPE sont lacunaires, inexacts et en contradiction avec les actes préparatoires. En outre, le principe d'embedded cost est abandonné contrairement aux principes du Décret Tarifaire.

Enfin, ORES relève encore qu'il n'existe aucune motivation sur la possibilité de maintenir la qualité du service au regard des réductions de coûts énormes qu'impose le Projet de Méthodologie Tarifaire aux GRD. Il s'agit pourtant d'un risque que la CWaPE avait identifié dès le début de la procédure dans l'acte préparatoire du 15 juillet 2015 :

¹⁵ Voir la section 2.2.2 de la deuxième partie.

¹⁶ Voir la section 2.1.9 de la deuxième partie.

« le principe du « revenue-cap » ne peut, en effet, pas conduire à une attitude de court terme au détriment du développement et de l'amélioration durable des réseaux »¹⁷.

La CWaPE n'apporte, dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, aucune justification sur la manière dont elle a pris en compte ce risque.

Dans son Projet, la CWaPE n'a donc pas respecté son obligation de fonder la méthodologie tarifaire sur des motifs explicites, exacts, pertinents et admissibles en fait comme en droit. Il appartient à la CWaPE de rectifier son approche et de motiver ses décisions adoptant les méthodologies tarifaires 2019-2023 au regard des choix qu'elle opère et de l'ensemble des remarques émises par les GRD.

3 Le Projet de Méthodologie Tarifaire doit respecter les principes essentiels du modèle régulateur « revenue-cap »

La manière dont un régulateur exerce sa compétence tarifaire dépend fortement du modèle de régulation en vigueur.

Dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, la CWaPE souhaite changer de modèle de régulation et opter pour un régime « revenue-cap » pluriannuel afin de maîtriser les enveloppes budgétaires des GRD.

Lorsqu'il applique le modèle « revenue-cap », le régulateur fixe *ex ante* un plafond de coûts que les GRD peuvent récupérer auprès des URD par le biais de leurs tarifs. Comme l'indique la CWaPE, cette méthode « garantit aux [GRD] un revenu autorisé connu à l'avance pour la durée de la période régulateur »¹⁸ (nous soulignons).

Selon cette méthode, le régulateur n'étudie les coûts du GRD qu'au début de la période régulateur. Une formule d'évolution permet ensuite au régulateur de calculer le plafond de coûts de chaque année de la période. Tout écart positif entre le plafond de coûts et les coûts réels supportés par le GRD constitue un profit pour le GRD. Au contraire, tout écart négatif entraîne une perte pour le GRD.

Le modèle « revenue-cap » a donc pour objectif d'inciter le GRD à opérer d'une manière plus efficiente en limitant ses coûts. En effet, toute économie de coûts en-dessous du plafond fixé améliore le résultat du GRD¹⁹. Dans ce modèle, le contrôle *ex post* ne crée pas de solde tarifaire et n'impacte pas davantage le plafond de coûts. Il conduit seulement à constater dans quelle mesure le GRD est parvenu à améliorer son résultat d'exploitation en réalisant des gains d'efficacité. Une indexation permet de calculer le plafond de coûts de chaque année de la période régulateur. Si un potentiel de gains de productivité est identifié, on applique un facteur d'efficacité (le facteur X) qui oblige le GRD à réaliser ces gains année après année.

S'il appartient à une autorité de régulation comme la CWaPE de choisir le modèle régulateur qui lui semble le plus adéquat, le régulateur doit toutefois veiller à ce que sa régulation tarifaire soit prévisible et transparente pour les GRD et les URD, et qu'elle

¹⁷ Acte Préparatoire, p. 8.

¹⁸ Projet de Méthodologie Tarifaire, p. 7.

¹⁹ C. DECKER, *Modern Economic Regulation. An Introduction to Theory and Practice*, Cambridge University Press, 2015, pp. 114-116.

garantisse aux GRD un niveau de revenu autorisé suffisant pour exécuter leurs missions légales et réglementaires (article 4, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, et § 2, 2^o, du Décret Tarifaire).

Pour être mise en place dans de bonnes conditions de prévisibilité et de viabilité pour les GRD, une régulation « revenue-cap » nécessite le respect de certaines conditions préalables, à savoir (i) une stabilisation de la structure des charges régulées et (ii) une appropriation par le régulateur du retour d'expérience sur les performances et les coûts des gestionnaires de réseau²⁰. Une fois ces conditions acquises, l'évolution des charges sur la période régulatoire retenue peut être correctement évaluée.

L'avantage de cette méthode est, selon la CWaPE, qu'elle permet de réduire les coûts administratifs étant donné que les « besoins en contrôle pour le régulateur sont bien moins importants que dans la méthode « Cost+ »²¹. Cet avantage doit également bénéficier aux GRD.

Par contre, le danger de ce type de régulation est de conduire à une attitude de court terme au détriment de la qualité, la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau. Il s'agit d'ailleurs d'un risque dont la CWaPE est consciente depuis le début des réflexions sur la nouvelle méthodologie tarifaire. Ainsi, l'acte préparatoire du 15 juillet 2015 confirme que « le principe du « revenue-cap » ne peut, en effet, pas conduire à une attitude de court terme au détriment du développement et de l'amélioration durable des réseaux »²².

En l'espèce, **les éléments essentiels du modèle tarifaire « revenue-cap » ne sont pas respectés par le Projet de Méthodologie Tarifaire** qui, contrairement aux intentions annoncées initialement par la CWaPE, adopte une approche injustifiée de réduction des tarifs à court terme au détriment des réseaux et des services.

Tout d'abord, ORES rappelle que la structure des charges des GRD est changeante comme démontré à la section 1 ci-dessus. Dans ce contexte, il convient que la CWaPE soit prudente dans l'évaluation des charges des GRD et des investissements requis pour que ceux-ci puissent répondre de manière optimale aux missions légales et réglementaires qui leur sont confiées.

Ensuite, lors de la fixation du revenu autorisé initial, la CWaPE souhaite disposer de « business plan du futur sur cinq ans introduits par les GRD identifiant les économies potentielles de coûts que le GRD entend mettre en œuvre »²³. ORES s'interroge sur l'usage qu'entend faire la CWaPE de ces informations²⁴. Tenir compte de ces économies de coûts dans la détermination du revenu-initial serait en contradiction totale avec le modèle « revenue-cap ».

En effet, ce qui distingue un modèle « revenue-cap » d'un modèle « cost+ » est le fait que le revenu autorisé est dissocié des coûts réels contrôlables pendant une certaine période de temps. Au début de la période régulatoire suivante, le régulateur réajuste les tarifs sur la base des coûts réels sous-jacents. C'est à ce moment que les économies de coûts de la première période régulatoire bénéficient aux URD. Le caractère incitatif du modèle réside justement dans le fait que les GRD peuvent garder une économie de coûts pendant une période plus ou moins longue de temps. Ce caractère incitatif est d'autant plus important

²⁰ *Ibid.*, pp. 118-121.

²¹ Projet de Méthodologie Tarifaire, p.15.

²² Acte Préparatoire, p. 8.

²³ Art. 38 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

²⁴ Notamment au regard du critère visé à l'article 8, § 2, al. 2^o, du Projet de Méthodologie Tarifaire, selon lequel le coût entrant dans le revenu autorisé du GRD ne doit pas pouvoir être évité par celui-ci.

que la période régulatoire est longue et que le GRD peut garder une part importante de l'économie de coûts.

Intégrer sur le revenu de départ autorisé une anticipation des réductions de coûts durant la période régulatoire aurait deux conséquences majeures : premièrement, d'imposer une contrainte supplémentaire d'économie de coûts aux GRD (en sus des autres contraintes déjà présentes) en imposant directement ces économies aux GRD et en empêchant leur prise en compte pour atteindre le facteur X, deuxièmement, de déséquilibrer le modèle en lui enlevant son caractère incitatif car le bénéfice des économies de coûts est répercuté entièrement aux URD et n'est pas partagé équitablement et symétriquement entre les URD et les actionnaires des GRD.

Enfin, le Projet de Méthodologie Tarifaire impose une charge administrative énorme sur le GRD, notamment en termes de reporting, alors que le modèle « revenue-cap » veut justement éviter cette lourdeur administrative.

Pour rappel, l'essence de la méthodologie « revenue-cap » est le respect par le GRD d'une enveloppe globale plafonnée, ce qui lui laisse une liberté de manœuvre quant à l'affectation des coûts faite au sein de cette enveloppe.

Le Projet de Méthodologie de la CWaPE comprend un reporting très détaillé des coûts²⁵, ce qui entraîne une surcharge de travail, et donc des coûts supplémentaires, tant pour les GRD que pour la CWaPE. Un tel niveau de détail ne peut s'envisager que pour les coûts où un solde régulatoire à l'égard des URD doit être calculé et non dans le cas où le solde profite au ou est supporté par le GRD.

De manière générale, le modèle de rapport devrait prévoir le calcul d'une enveloppe globale autorisée (empilement de rémunération de capitaux investis (« RemCI »), charges financières, amortissements, coûts contrôlables et coûts non-contrôlables) et non pas considérer un plafonnement individuel de chaque composante et imposer aux GRD de détailler les coûts sous le plafond de chaque composante (RemCI, charges financières, amortissements, coûts contrôlables et coûts non-contrôlables).

Au regard de ce qui précède, ORES demande à la CWaPE de reconsidérer son Projet de Méthodologie Tarifaire dans son intégralité afin que celui-ci respecte les principes essentiels de prévisibilité et de viabilité du modèle « revenue-cap » tels que développés ci-dessus. Dans un contexte de maîtrise des coûts et étant donné la méthodologie de type revenue-cap que la CWaPE souhaite introduire, il faut également prévoir un modèle de rapport allégé.

4 Le Projet de Méthodologie Tarifaire doit permettre, de façon prévisible, le financement de l'exercice des obligations légales et réglementaires des GRD sans atteinte à la qualité des services (article 4, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, et § 2, 2^o, 17^o et 20^o, du Décret Tarifaire)

En vertu de l'article 4 du Décret Tarifaire, la méthodologie tarifaire doit respecter plusieurs principes :

« § 1^{er}. La CWaPE établit la méthodologie tarifaire et exerce sa compétence tarifaire de manière à favoriser une régulation stable et prévisible contribuant au bon fonctionnement

²⁵ Voir les remarques formulées ci-dessous dans le titre VIII de la deuxième partie.

du marché partiellement libéralisé, et permettant au marché financier d'évaluer les gestionnaires de réseau de distribution avec une sécurité raisonnable.

(...)

§ 2. La méthodologie tarifaire respecte les principes suivants :

(...)

2° la méthodologie tarifaire permet, de manière raisonnable, aux gestionnaires de réseaux de distribution de financer l'exercice des obligations légales et réglementaires qui leur incombent de la manière la plus avantageuse par rapport aux coûts:

(...)

17° les efforts de productivité éventuellement imposés ou réalisés par les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent pas mettre en péril à court ou à long terme la qualité des réseaux, la sécurité des personnes ou des biens ni la continuité de la fourniture ou encore la viabilité économique des gestionnaires de réseau de distribution » (nous soulignons).

Il ressort des dispositions susmentionnées que les efforts demandés aux GRD afin de répondre aux enjeux de l'efficacité économique ne doivent pas remettre en cause la sécurité du réseau et la qualité du service. Ainsi, les réseaux doivent être sûrs, fiables et performants et assurer un service public de qualité.

Les travaux préparatoires du Décret Tarifaire confirment d'ailleurs que « (l)a sécurité, la continuité de la fourniture et la viabilité économique des GRD ne peuvent être mises en péril par des efforts de productivité. Conformément à l'art. 37, 6, a) de la directive 2009/72 qui traite des conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution ou leurs méthodes, ces tarifs ou méthodes permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux »²⁶ (nous soulignons).

En l'espèce, le Projet de Méthodologie Tarifaire ne permet pas aux GRD de financer l'exercice de leurs obligations légales et réglementaires sans porter atteinte à la qualité des services qu'ils doivent fournir.

L'impossibilité pour les GRD de maintenir une qualité de service équivalente dans le Projet de Méthodologie Tarifaire (voyez **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessous) résulte de l'application cumulative des règles suivantes :

- (i) le Projet de Méthodologie Tarifaire détermine le revenu autorisé sur la base d'un scénario « business as usual », sans prendre en considération les coûts supplémentaires dus à la transition énergétique et à la digitalisation de la société (voyez 4.1 ci-dessous) ;
- (ii) il utilise un taux d'indexation insuffisant, qui ne couvre pas l'évolution des coûts réels des travailleurs et des fournisseurs (voyez 4.2 ci-dessous) ;
- (iii) les charges nettes liées aux immobilisations font également l'objet d'un plafonnement, qui ne garantit pas le renouvellement des infrastructures existantes (voyez 4.3 ci-dessous) ; et
- (iv) il met en place un gain d'efficacité substantiel de 1,5% non justifié (voyez 4.4 ci-dessous).

²⁶ Doc., Parl. w., 2015-2016, n° 576/1, p. 8.

Ce faisant, le Projet de Méthodologie Tarifaire exerce une pression telle sur les coûts des GRD que cela met nécessairement en danger la qualité du service et la capacité des GRD à investir dans les réseaux.

4.1 La détermination du revenu autorisé sur la base d'un scénario « *business as usual* » ne prend pas en compte les changements de périmètre du secteur

Le Projet de Méthodologie Tarifaire prévoit que les charges nettes opérationnelles sont budgétées à partir d'une situation historique « *business as usual* ». Il en ressort que le niveau de départ et la trajectoire des charges nettes opérationnelles seront établis de la manière suivante :

- (i) ce sont les charges nettes opérationnelles récurrentes de 2015 et l'évolution annuelle de ces coûts entre 2016 et 2019 qui serviront à déterminer l'enveloppe de départ sur les coûts contrôlables²⁷. Le GRD devra aussi identifier les éléments qui au cours de la période 2016-2019 ont entraîné des variations à la hausse et à la baisse par rapport à l'année 2015 ;
- (ii) des business plan du futur sur cinq ans introduits par les GRD identifieront les économies potentielles de coûts que le GRD entend mettre en œuvre²⁸ ;
- (iii) les charges nettes opérationnelles récurrentes évolueront ensuite en fonction de l'indice santé²⁹ et, hormis sur les charges nettes liées aux immobilisations, d'un facteur X de 1,5% par an³⁰.

Concrètement, le système mis en place se base, *in fine*, sur les charges contrôlables de 2008, soit 11 années avant l'entrée en vigueur de la méthodologie tarifaire.

En effet, en vertu de l'article 41, §2, du Projet de Méthodologie Tarifaire, les charges nettes opérationnelles contrôlables, à l'exclusion des charges nettes liées aux immobilisations, sont déterminées sur la base des coûts gérables et des coûts des OSP rapportés par le GRD à travers le rapport tarifaire *ex-post* de l'année 2015 (soit les coûts des OSP réels récurrents de l'année 2015). Les coûts contrôlables budgétés de 2015 qui constituaient le plafond de coûts alors acceptés sont, dans les faits, les coûts contrôlables de 2012

²⁷ Lecture combinée de l'article 41, §2 du Projet de Méthodologie Tarifaire et des articles 32, § 3, des méthodologies tarifaires transitoires 2015-2016 (CWaPE, Décision CD-14h16-CwaPE du 14 août 2014 relative à 'la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Wallonie pour la période 2015-2016' ; CWaPE, Décision CD-14h16-CWaPE du 14 août 2014 relative à 'la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel actifs en Wallonie pour la période 2015-2016').

²⁸ Art. 38 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

²⁹ Art. 44 et s. du Projet de Méthodologie Tarifaire.

³⁰ Art. 44 et 47 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

indexés³¹, ces derniers découlant du respect des budgets dont l'élaboration remonte à 2008³².

Dans ces circonstances, la détermination du revenu autorisé sur la base d'un scénario « business as usual » appelle plusieurs remarques.

Tout d'abord, la réalité du secteur est que **les GRD ne peuvent plus opérer uniquement dans un scénario « business as usual » comme dans le passé**. Comme expliqué dans la section 1, les GRD opèrent dans un marché dont la structure change, notamment en raison de la transition énergétique et de la digitalisation de la société. Dans ce cadre, les GRD doivent investir dans des projets innovants afin de prendre en compte ces changements du périmètre du secteur.

Concrètement, ORES a déjà intégré les objectifs de la transition énergétique dans son Plan stratégique 2015-2020³³. Dans le cadre de ce plan, ORES a lancé différents programmes : 1) Atrias, 2) Cap Clients, 3) Smart metering & Smart Users, 4) Smart grid, 5) Domo³⁴. Elle a également lancé un département « Stratégie opérationnelle » pour assurer le pilotage des programmes axés sur l'adaptation à la transition énergétique et à l'évolution de marché. Dans le prolongement du Plan stratégique, ORES a lancé en 2015 le plan Optimum qui a pour but une amélioration de performance via une plus grande maîtrise des coûts et une plus grande création de valeur. Ce plan vise une recherche permanente d'efficacité, tant en investissement qu'en exploitation, en veillant au bon équilibre des efforts sur ces deux sources de dépenses.

Le projet de méthodologie décidé par la CWaPE postule clairement que ces nouvelles initiatives pourraient être considérées comme non récurrentes et dès lors soustraites de l'enveloppe de revenu autorisé, pénalisant ainsi tous les efforts pro-activement réalisés par ORES pour contribuer à l'évolution de l'entreprise (transition et digitalisation) au sein d'une enveloppe contrainte et fixée dans la stricte continuité du passé.

Ensuite, **la CWaPE limite fortement la prise en compte de nouveaux coûts**, puisque le revenu autorisé pour l'année 2019 hors charges nettes relatives aux projets spécifiques et hors soldes régulateurs ne peut excéder l'enveloppe budgétaire 2017 approuvée le 15 décembre 2016 par la CWaPE indexée, hors adaptations du plafond des coûts gérables et

³¹ Les méthodologies tarifaires transitoires 2015-2016 fixent le plafond des coûts gérables sur la base de la réalité des coûts gérables de l'année 2012, voy. : CWaPE, Décision CD-14h16-CwaPE du 14 août 2014, art. 32, §3 ; CWaPE, Décision CD-14h16-CWaPE du 14 août 2014, art. 32, §3.

³² Art. 32, §3, de l'arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité, *M.B.*, 12 septembre 2008, p. 47.502 : « Les coûts gérables autorisés sont ainsi plafonnés aux coûts gérables tels que repris aux propositions tarifaires 2008 approuvées ou imposées par la Commission hors report des soldes des années antérieures et adaptés en fonction du calcul du coefficient réel d'inflation de 2008 et du coefficient prévisionnel d'inflation pour 2009.

Le plafond des coûts gérables autorisés pour les années 2010 à 2012 est celui fixé pour 2009 et adapté au coefficient d'inflation de ces années ».

Dans le même sens pour le secteur du gaz : article 32, § 3, de l'arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel, *M.B.*, 12 septembre 2008, p. 47.529.

³³ ORES, Plan stratégique 2015-2020, pp. 17 et 20, disponible sur :

https://netoresorchardcms.blob.core.windows.net/media/Transversal/Documents/Informations_Financieres/Plan%20strat%C3%A9gique_DEF.pdf

³⁴https://netoresorchardcms.blob.core.windows.net/media/Default/Informations_Financieres/Divers/Plan_strat%C3%A9gique_etat_d_avancement_2016.pdf

hors acompte³⁵. Le budget 2017 est lui-même dans la continuité des coûts historiques indexés³⁶, comme expliqué ci-dessus.

Enfin, en vertu de l'article 14, §1^{er} du Projet de Méthodologie Tarifaire, la CWaPE limite également les enveloppes budgétaires complémentaires à deux uniques projets spécifiques, à savoir les compteurs communicants et promogaz. Il est dès lors impossible pour les GRD d'investir dans d'autres projets jusqu'en 2023. La décision de la CWaPE de limiter les budgets spécifiques au seul déploiement des compteurs communicants et à la promotion des réseaux de gaz naturel implique que les GRD ne seront pas en mesure de mener à bien leurs missions légales et réglementaires, notamment celles rendues nécessaires par la transition énergétique et par la digitalisation de la société. En particulier, cela signifie qu'ORES devra considérer l'abandon ou la suspension de tout ou partie des projets mentionnés ci-dessus.

En outre, ces budgets spécifiques ne portent que sur des OPEX et pas sur des CAPEX alors que ces dernières constituent la majeure partie des coûts de ce type de projets. Cela signifie donc que (i) ces dépenses d'investissements devront être supportées par l'enveloppe d'investissement de départ « business as usual » du GRD et que (ii) les amortissements devront ensuite respecter un trajet d'évolution limité à l'indice santé. En d'autres termes, l'amortissement ne procurera pas aux GRD la capacité de financement requise pour faire face à l'ensemble des investissements nécessaires à la réalisation de leurs missions. Avec de telles contraintes, un projet de l'importance du déploiement des compteurs intelligents n'est purement et simplement pas réalisable.

Par conséquent, le revenu autorisé tel que déterminé par le Projet de Méthodologie Tarifaire ne permet pas aux GRD d'investir dans la transition énergétique ni de répondre aux nouvelles contraintes environnementales.

ORES demande à la CWaPE de reconsidérer le revenu autorisé initial et sa trajectoire afin qu'il reflète l'évolution réelle des coûts des GRD et des changements de périmètre anticipés d'ici 2019, pour la période régulatoire 2019-2023, voire même ultérieurement. Si la CWaPE ne procède pas de la sorte, le revenu autorisé permettra à peine aux GRD de faire face à ses missions de base, sans permettre le développement de son activité dans un contexte de transition énergétique et de digitalisation de la société.

4.2 Le paramètre d'indexation des coûts est insuffisant pour rendre compte de l'évolution réelle de ceux-ci

Selon le Projet de Méthodologie Tarifaire, le revenu autorisé évoluera, en ce qui concerne les charges opérationnelles contrôlables, selon un facteur d'indexation, l'indice santé³⁷, et un facteur d'amélioration de productivité, le facteur X³⁸. En ce qui concerne les charges nettes liées aux immobilisations des actifs régulés, seul l'indice santé sera appliqué (voir section 4.3).

³⁵ Art. 39, § 2, du Projet de Méthodologie Tarifaire.

³⁶ Articles 32, § 3, des méthodologies tarifaires transitoires 2017 (CWaPE, Décision CD-16b11-CWaPE-0002 relative à la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Wallonie pour l'année 2017, 10 février 2016 ; CWaPE, Décision CD-16b11-CWaPE-003 relative à la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel actifs en Wallonie pour l'année 2017, 10 février 2016).

³⁷ Art. 44, 47 et 48 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

³⁸ Art. 44 et 47 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

En règle, il convient que le facteur d'indexation du revenu autorisé reflète l'évolution réelle des coûts des GRD. A défaut, cela revient à imposer aux GRD un facteur d'amélioration de productivité supplémentaire.

A plusieurs reprises et dès ses premières remarques sur le projet de nouvelle méthodologie tarifaire, ORES a attiré l'attention de la CWaPE sur le fait que les indices proposés par la CWaPE, soit initialement l'indice des prix à la consommation et par après l'indice santé, ne reflètent pas l'évolution des coûts qui sont réellement supportés par les GRD³⁹.

En effet, l'indexation sur la base de l'indice santé est clairement insuffisante pour couvrir tant (i) l'évolution réelle des coûts des salaires que (ii) l'évolution réelle des coûts des matières et des co-contractants (tels les entrepreneurs).

La masse salariale constitue un peu plus de 50% des charges opérationnelles nettes contrôlables d'ORES. Or, l'évolution des salaires est plus rapide que celle de l'indice santé en raison d'éléments hors du contrôle des GRD. Les évolutions salariales d'ORES dépendent :

- (i) de l'indice santé ;
- (ii) des augmentations, selon les accords sectoriels [Confidentiel] ;
- (iii) des augmentations de salaires liées aux promotions, selon les accords sectoriels : [Confidentiel] ; et
- (iv) des augmentations de salaires liées à l'accord interprofessionnel (AIP) (décision sectorielle), à définir le cas échéant.

[Confidentiel] Au regard de ce qui précède, l'utilisation de l'indice santé constitue une première et très importante obligation d'amélioration de productivité qui devra, le cas échéant, être atteinte par une diminution du personnel des GRD.

ORES souligne donc que l'indexation sur la base de l'indice santé est largement insuffisante pour tenir compte des augmentations salariales dont la grande majorité est déterminée par les accords sectoriels. Les effets de ces augmentations sont non-contrôlables dans le chef d'ORES et doivent donc être neutralisés, soit par le biais d'une indexation majorée, soit en la considérant comme un coût non-contrôlable.

Les contrats conclus entre ORES et ses entrepreneurs, soumis aux marchés publics, sont revus tous les six mois sur la base de coefficients reflétant notamment l'évolution des salaires des entrepreneurs, des matières utilisées et du diesel. Cet indice traduit une inflation de base des prix. Il a augmenté, par exemple, pour les contrats de poses souterraines qui viennent d'être prolongés du 1^{er} avril au 31 décembre 2017, de 2% sur six mois de temps.

En sus de cet indice viennent s'ajouter les hausses constatées des prix des travaux des entrepreneurs. [Confidentiel]. Ces hausses demandées s'expliquent principalement par les contraintes administratives – en particulier au niveau des travaux – qui sont sans cesse croissantes⁴⁰.

³⁹ CWaPE, GRD – Remarques formulées sur l'acte préparatoire, « Remarques d'ORES du 14 septembre 2014 », p. 10 et s.

⁴⁰ [Confidentiel]

Comme ORES devra opérer dans le cadre d'une enveloppe fermée, le volume de travaux ne pourra pas être maintenu, ce qui aura deux conséquences : 1) une augmentation des prix unitaires des entrepreneurs, et 2) une baisse de qualité de réseau et des services rendus aux URD.

ORES demande à la CWaPE de considérer une indexation qui reflète plus fidèlement les évolutions des facteurs de production des GRD (principalement les salaires et les évolutions des coûts des entrepreneurs et des matières).

A titre subsidiaire, ORES propose que la valeur prévisionnelle de l'indice santé soit la valeur prévisionnelle de l'indice santé annuelle en lieu et place de la moyenne de l'indice santé 2019-2022. Pour l'année 2023, ORES propose de prendre la valeur moyenne de la période 2019-2022. Cela permettra de mieux prendre en considération l'évolution réelle des coûts. Alternativement, la CWaPE pourrait considérer les charges salariales comme un coût non-contrôlable.

4.3 Le paramètre d'indexation des charges nettes liées aux immobilisations est insuffisant pour rendre compte de l'évolution réelle de celles-ci

Selon la formule de l'article 48, §2, du Projet de Méthodologie Tarifaire, les charges nettes liées aux immobilisations des actifs régulés ne peuvent évoluer au cours des années 2020 à 2023 qu'à hauteur de l'indice santé.

En pratique, les GRD ne pourront pas maintenir le niveau d'investissements dans les réseaux qu'ORES juge nécessaire au maintien de la qualité des services et encore moins de réaliser les nouveaux investissements requis par la transition énergétique et la digitalisation de la société.

Le plafonnement des charges nettes liées aux immobilisations est en contradiction avec d'autres obligations légales parmi lesquelles l'Arrêté Royal de 2012⁴¹ qui, pour des raisons de sécurité, impose une accélération du rythme de remplacement du matériel concerné et dont le coût sera supérieur aux actifs remplacés. Au-delà de cet aspect et des aspects qui sont évoqués ci-dessus au point 4.2 (augmentations des salaires et des prix des entrepreneurs supérieures à l'indice santé), il faut tenir compte du fait que l'évolution du prix des immobilisations et, par conséquent des amortissements, augmente plus rapidement que l'inflation et ce pour plusieurs raisons.

La première tient à la **maturité des immobilisations**. A fonctionnalité égale, les immobilisations de type « transports de fluide » (câbles, transformateur, compteur, etc.) sont à un haut taux de maturité technologique. Pour celles-là, toutes les sources possibles d'économie ont été utilisées et leur prix suit l'évolution du prix des matières premières et de la main d'œuvre. En outre, le secteur est profondément modifié par la transition énergétique, notamment en raison de la décentralisation de la production et de l'intermittence des sources d'énergie verte. La transition énergétique et la digitalisation de la société nécessitent dès lors d'investir dans des réseaux intelligents (d'où les projets « smart grid » et « smart meter »). Ces investissements présentent toutefois un taux de maturité technologique inférieur. La mise en place de ces technologies nécessite, d'une part, des investissements supérieurs à ceux requis pour le renouvellement des actifs existants, d'autre part, des coûts de maintenance (dont les licences et le keep-it running),

⁴¹ Arrêté royal du 4 décembre 2012 concernant les prescriptions minimales de sécurité des installations électriques sur les lieux de travail, *M.B.*, 21 décembre 2012, p. 87.040.

d'infrastructures (dont la location et la maintenance des serveurs) et d'expertises conséquents.

La deuxième raison tient à la **durée de vie des nouveaux actifs**. Les compteurs qui permettent d'acquérir les données nécessaires à la compréhension des flux ont des cycles de vie beaucoup plus courts que les équipements « classiques ».

La troisième raison réside dans le fait que les réseaux des GRD sont constitués d'actifs qui s'amortissent sur de très longues périodes (jusqu'à 50 ans pour certains actifs). Cela implique qu'aujourd'hui la valeur des amortissements reflète des valeurs d'actifs qui datent parfois d'il y a 50 ans et **dont les valeurs sont automatiquement beaucoup moins élevées** que celles des actifs qui viennent en remplacement.

Il est donc illusoire de penser que la transition énergétique se fera dans les prochaines années dans un contexte de diminution des coûts d'investissement (et de moindres charges d'amortissement) par rapport au scénario « business as usual ». A cet égard, il est également important de souligner que la tendance historique d'évolution des amortissements démontre une croissance supérieure à celle décidée par la CWaPE. La transition énergétique et la digitalisation de la société impliquent que les GRD investissent massivement dans l'intelligence des infrastructures (déploiement de réseaux intelligents et de compteurs intelligents) et fassent évoluer toutes les applications des systèmes de gestion d'informations qui vont de pair avec cette intelligence.

ORES demande à la CWaPE de reconsidérer le Projet de Méthodologie Tarifaire pour approuver un trajet d'investissements qui prend en compte les plans d'investissements ainsi que les projets et les budgets spécifiques qu'elle doit soutenir pour la transition énergétique (compteurs communicants, promogaz, smart grid, etc.) et d'adopter un amortissement de départ et une trajectoire d'amortissement qui vont de pair avec ce trajet d'investissements.

4.4 Le gain d'efficience de 1,5% est trop élevé au regard de l'évolution des coûts du secteur belge et des coûts qui seront budgétés par les GRD. Il ne tient pas compte des autres efforts que doivent consentir les GRD. Il n'est pas motivé.

Conformément à la méthode « revenue-cap », la CWaPE applique dans le Projet de Méthodologie Tarifaire un facteur de productivité unique : le facteur X.

D'un point de vue économique, ce facteur X n'est incitatif que si son niveau réalise un équilibre juste entre les intérêts des clients et ceux des actionnaires du GRD.

En outre, le facteur X unique ne peut que refléter les gains de productivité réalisables par l'ensemble du secteur dans le futur (en neutralisant les changements des périmètres d'activité). Ce facteur X doit être nul lorsque le secteur est capable d'atteindre la même croissance de productivité avec la même inflation des facteurs de production que les autres secteurs de l'économie⁴². Un facteur X nul ne signifie donc pas qu'aucune amélioration de productivité du secteur n'est attendue⁴³ :

"if producers in the regulated industry faced the same input price growth rate and could reasonably be expected to achieve the same rate of productivity growth as other firms in

⁴² Bernstein et al. How to determine the X in RPI-X regulation : a user's guide, Telecommunication Policy 24 (2000) 63-68, page 64.

⁴³ Nera Consulting, Octobre 2012, The General Efficiency Assumption: Setting X in RPI-X, A Report for Water UK.

the economy, then expected profits in the regulated industry, as elsewhere, could be held at zero simply by allowing regulated output prices to rise at exactly the economy-wide rate of output price inflation.

In this situation setting an X factor of zero does not mean that no productivity improvements are expected. Rather it means that the regulated firm still needs to make productivity improvements at the same rate as the economy as a whole, so that the firm's revenues growing by RPI will be enough to cover the input price growth experienced by the firm and in the whole economy."

En l'espèce, la CWaPE n'a pas démontré comment, dans un contexte de transition énergétique et de digitalisation de la société, les GRD pourraient réaliser des gains de productivité plus importants de 1,5%/an que l'économie dans son ensemble. Dans une étude concernant la distribution d'électricité et de gaz en Allemagne, Oxera conclut en tous cas que de tels gains de productivité supérieurs à l'économie dans son ensemble ne sont pas atteignables actuellement⁴⁴. En tout état de cause, l'imposition d'un facteur X surévalué pénalise les GRD qui ont réalisé des efforts importants d'efficacité dans le passé. Le facteur X doit être déterminé scientifiquement et avec la plus grande prudence, sans quoi il enlèverait aux GRD tout incitant aux investissements et mettrait à mal la fiabilité et la sécurité, voire même la viabilité économique des activités de distribution. La CWaPE doit s'assurer, lorsqu'elle impose un facteur X, que les gains peuvent être effectivement réalisés par les GRD belges pour la période régulatoire.

Dans ce contexte, la CWaPE doit aussi respecter l'article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire qui dispose que *« toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers. Toute décision utilisant des techniques de comparaison des coûts tient compte de la qualité des services rendus et est basée sur des données homogènes, transparentes et fiables. Toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisée entre des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues »*.

Au regard de l'article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire, si la CWaPE utilise des méthodes de comparaison de coûts entre GRD, elle doit notamment s'assurer que les différences objectives entre GRD et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers soient neutralisées. En outre, elle doit réaliser ces comparaisons en considérant des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues.

En l'espèce, le facteur X fixé dans le Projet de Méthodologie Tarifaire est unique et applicable à l'ensemble des GRD sans distinction. Il est fixé, sans justification transparente, à 1,5%⁴⁵. Il ressort du peu d'informations fournies par la CWaPE que ce facteur X a été déterminé arbitrairement en extrapolant des gains d'efficacité et de productivité qui sont imposés dans différents pays pour différentes énergies (voyez la section 2.2.2. de la deuxième partie ci-dessous).

Sur le plan des principes, les gains d'efficacité des pays choisis par la CWaPE ne sont clairement pas extrapolables à la Belgique.

Tout d'abord, ils ne tiennent aucunement compte de la réalité de l'évolution des coûts du secteur belge ni des coûts qui seront budgétés par les GRD pour 2019 conformément au

⁴⁴ Oxera, Small number, big impact : the productivity factor for energy networks in Germany, Mach 2017.

⁴⁵ Art. 44 et 47 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

Projet de Méthodologie Tarifaire. Le facteur X proposé dans le Projet de Méthodologie Tarifaire est totalement dissocié des évolutions des coûts du passé des GRD wallons et de la hauteur des revenus de départ qui seront budgétés par chaque GRD en 2019.

De plus, ils ne tiennent pas non plus compte des autres dispositions du Projet de Méthodologie Tarifaire qui imposent de réaliser la transition énergétique à partir d'une enveloppe « business as usual » insuffisante⁴⁶.

Ce faisant, la CWaPE impose un triple effort d'efficacité. Premièrement, les GRD doivent réaliser la transition énergétique et la digitalisation de la société (et de manière générale supporter les changements de périmètres) dans un scénario « business as usual » et donc supporter les coûts de cette transition énergétique et de cette digitalisation de l'entreprise. Deuxièmement, l'indexation des charges nettes contrôlables est insuffisante pour couvrir l'évolution réelle des coûts. Troisièmement, elle impose en sus des gains de productivité. De tels objectifs sont évidemment intenables sans dégradation de la qualité de service.

En ce qui concerne les OSP, la CWaPE doit contrôler le caractère raisonnable des coûts (réels) d'OSP comme elle prévoit de le faire dans la méthodologie pour les coûts non-contrôlables qui sont soumis à un solde⁴⁷. Elle ne peut pas appliquer aveuglément un facteur X qui, sur l'année de départ, est fixé indépendamment des coûts des GRD (et a fortiori donc des coûts d'OSP) et dont la trajectoire, par essence même de la méthode de revenue-cap, implique un décrochage entre les coûts réels et la trajectoire de coûts budgétée et soumise au facteur X. Il est en outre indéniable que mettre un facteur X de la hauteur de celui prévu par la CWaPE (1,5% par an)⁴⁸ risque de mettre à mal la réalisation des OSP imposées aux GRD via la législation.

A ce sujet, ORES fait remarquer que la CWaPE exerce depuis plusieurs années un examen très approfondi des coûts d'OSP, examen assorti de contrôles sur place. Ces enquêtes ont débouché sur des mesures de rationalisation des coûts qui ont déjà été mises en œuvre par ORES. A nouveau, le facteur X ne peut être fixé sans tenir compte de la réalité des coûts des secteurs ; et son imposition ne peut pas pénaliser les GRD qui ont rationalisé leurs coûts et qui respectent strictement les obligations légales en la matière.

Tout comme elle le prévoyait pour les budgets spécifiques dans le cadre d'obligations légales ou de missions ponctuelles, elle doit libérer ces coûts d'OSP du facteur X.

Au regard de ce qui précède, si la CWaPE désire appliquer un facteur X unique mesurant des gains de productivité – ce sur quoi ORES n'est pas opposée sur le principe –, la CWaPE doit tenir compte de la réalité de l'évolution des coûts du secteur belge et des coûts qui seront budgétés par les GRD pour 2019. Elle doit sur cette base réaliser une analyse méthodologique démontrant que les gains de productivité qu'elle entend imposer au secteur wallon de la distribution d'électricité et de gaz naturel sont bien atteignables. Si elle veut mesurer l'efficacité relative des différents GRD, elle doit tenir compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers.

Elle doit libérer les coûts d'OSP du facteur X.

⁴⁶ Voyez la section 4.1 ci-dessus.

⁴⁷ Art. 122 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

⁴⁸ Art. 44 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

4.5 Le Projet de Méthodologie Tarifaire rend impossible le maintien d'une qualité de service identique à celle qui est fournie aujourd'hui

Au regard de ce qui précède, ORES expose clairement qu'il ne lui sera pas possible, si le Projet de Méthodologie Tarifaire est adopté en l'état, d'exécuter ses missions légales et de maintenir la qualité du service, et ce en raison de la pression qui serait exercée sur ses coûts.

Pour preuve de cette impossibilité, ORES fait remarquer qu'en réalisant le plan d'adaptation approuvé par la CWaPE et en respectant la proposition tarifaire 2017 approuvée, les charges nettes liées aux immobilisations dépassent le plafond d'indexation fixé par la CWaPE à partir de 2019.

En outre, le Projet de Méthodologie Tarifaire prévoit un revenu calculé sur la base des coûts de 2015 avec un taux d'inflation trop bas pour couvrir l'augmentation des salaires et des rémunérations des fournisseurs, et avec un facteur d'efficacité substantiel de 1,5% par an en plus.

ORES demande donc à la CWaPE d'adapter le Projet de Méthodologie Tarifaire dans son intégralité afin de tenir compte de l'ensemble des remarques susmentionnées, et de prévoir une régulation tarifaire permettant, de façon prévisible, le financement de l'exercice des obligations légales et réglementaires des GRD sans atteinte à la qualité des services.

5 La méthodologie tarifaire doit être transparente et exhaustive (articles 3, §1^{er}, et 4, §2, 1^o, du Décret Tarifaire)

Conformément à l'article 4, §2, 1^o, du Décret Tarifaire :

« la méthodologie tarifaire est exhaustive et transparente, de manière à permettre aux gestionnaires de réseau de distribution d'établir leurs propositions tarifaires sur cette seule base ».

Dans ce cadre, l'article 3, §1^{er}, du Décret tarifaire prévoit que :

« (l) la méthodologie tarifaire précise :

1° les catégories de charges couverts par les tarifs et leur définition;

2° les règles d'évolution au cours du temps des volumes et des catégories de charges visées au 1^o, y compris la méthode de détermination des variables et des paramètres figurant dans les formules d'évolution;

3° les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs du réseau dans le respect, le cas échéant, des principes précisés par le Gouvernement conformément à l'article 5;

4° la structure tarifaire générale et les composantes tarifaires dans le respect, le cas échéant, des principes précisés par le Gouvernement conformément à l'article 5;

5° les paramètres utiles à la détermination des tarifs et leur définition. »

La raison d'être de ces dispositions est de permettre aux GRD d'établir leurs propositions tarifaires sur la seule base de la méthodologie tarifaire. Elle garantissent que la CWaPE respectera une ligne de conduite bien établie (la méthodologie tarifaire) dans l'exercice ultérieur de sa compétence d'approbation et de contrôle des tarifs annuels des GRD.

En l'espèce, ORES constate que trois des cinq éléments mentionnés à l'article 3, §1^{er}, du Décret Tarifaire sont absents du Projet de Méthodologie Tarifaire.

Premièrement, **le Projet de Méthodologie Tarifaire ne précise pas les catégories de charges devant être couvertes par les différents tarifs** conformément à ce que prévoit l'article 3, § 1^{er}, 1°, du Décret Tarifaire.

Par exemple, en ce qui concerne le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, la décision de la CWaPE prévoit un terme fixe, un terme proportionnel et un terme capacitaire. La décision de la CWaPE reste toutefois muette quant aux catégories de coûts à couvrir par les différents tarifs. Les GRD sont dès lors dans l'incapacité de déterminer si, par exemple, tous leurs coûts fixes doivent être repris dans le terme fixe.

Deuxièmement, **le Projet de Méthodologie Tarifaire ne précise pas les règles d'évolution au cours du temps des volumes** conformément à ce que prévoit l'article 3, § 1^{er}, 2°, du Décret Tarifaire. Or, cette évolution est fondamentale pour la hauteur des tarifs. ORES rappelle que par le passé, les hypothèses prises sur les volumes ont été revues par le régulateur au moment du contrôle *ex post* des tarifs, avec pour effet de créer des soldes réglementaires importants qui sont liés aux effets de volumes et qui sont à l'origine de la récupération actuelle de ces soldes sur les URD.

ORES produit en Annexe 2 le détail de ses actifs réglementaires issus de la période 2008 à 2016 pour la distribution d'électricité, classés par type d'effet ayant causé l'apparition de ces soldes. Il en ressort que les effets de volume constituent encore et toujours la majeure partie des soldes à récupérer aujourd'hui sur les URD pour la période de 2008 à 2016.

Troisièmement, **le Projet de Méthodologie Tarifaire ne précise pas les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs du réseau** conformément à ce que prévoit l'article 3, § 1^{er}, 3°, du Décret Tarifaire.

Certes, le Projet de Méthodologie Tarifaire stipule que le revenu autorisé est imputé, pour l'électricité aux différents niveaux de tension, et pour le gaz aux différentes catégories tarifaires ; mais elle ne précise pas les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs.

Vu ces éléments manquants du Projet de Méthodologie Tarifaire, la CWaPE reporte sur les GRD la tâche de compléter les choix de régulation dans leurs propositions tarifaires, et de supporter tous les risques de contestation qui en découlent. Cette situation n'est pas conforme au Décret Tarifaire et aux principes de bonne gouvernance qui doivent encadrer l'exercice des compétences de régulation.

Par ailleurs, ORES constate que **des définitions essentielles pour la bonne compréhension et la bonne application de la méthodologie tarifaire sont absentes** du Projet de Méthodologie Tarifaire. ORES relève par exemple l'absence de définition des concepts de charges fixes et de charges variables. Il s'agit de concepts importants pour les GRD pour deux raisons. D'une part, ils interviennent dans le cadre de l'élaboration des business case pour les budgets spécifiques et pour les budgets des OSP. D'autre part, la répartition entre charges fixes et charges variables a un impact financier pour les GRD dans le cadre des soldes tarifaires.

A défaut de définition et de critères objectifs dans la méthodologie tarifaire, il faut considérer que l'appréciation de la définition de ces différents coûts est laissée à la discrétion des GRD.

En outre, le Projet de Méthodologie Tarifaire n'est pas suffisamment élaboré pour permettre aux gestionnaires de distribution d'établir leurs propositions tarifaires sur cette seule base conformément à ce que prévoit l'article 4, § 2, 1°, du Décret Tarifaire, notamment en ce qui concerne le calcul de la valeur actualisée des différents projets spécifiques, la péréquation des tarifs de transport qui requiert au préalable la mise en place d'une structure organisationnelle ou les tarifs péréquats d'injection qui requierent la réalisation d'un exercice de benchmarking.

ORES est d'avis que la méthodologie tarifaire doit être complétée pour se conformer aux dispositions du Décret Tarifaire. Au vu de ces manquements importants, le projet de méthodologie tarifaire complété devra être soumis à nouveau à la concertation avec les GRD.

Deuxième partie : Remarques supplémentaires d'ORES concernant certaines dispositions du Projet de Méthodologie Tarifaire

Les remarques qui suivent concernent des parties spécifiques du Projet de Méthodologie Tarifaire. Elles s'ajoutent aux remarques générales qui ont été exposées dans la première partie du document.

1 Titre I. Les principes de détermination des tarifs

1.1 Articles 1 à 7 – Les principes de détermination des tarifs doivent être reconsidérés pour garantir un financement suffisant des missions légales des GRD (article 1^{er}, 2°, du Décret Tarifaire)

En vertu de l'article 1^{er}, 2°, du Décret Tarifaire, le revenu total doit comprendre les charges d'exploitation et financières nécessaires à la réalisation des missions du GRD, les obligations de service public, les amortissements et désaffectations, la rémunération équitable des capitaux investis, les taxes et les surcharges. Comme exposé ci-dessus, les principes de détermination du revenu autorisé doivent être reconsidérés par la CWaPE pour garantir un financement suffisant de l'exercice des missions légales des GRD.

1.2 Article 3 – Les définitions de l'article 3 du Projet de Méthodologie Tarifaire doivent être précisées

Définition de « puissance nette développable » :

Il conviendrait de préciser si la notion de « Puissance nette développable de l'installation » fait référence à la puissance de l'installation photovoltaïque (« PV ») ou à la puissance de l'onduleur PV, tenant compte que la donnée doit être également disponible dans les systèmes informatiques des GRD. La CWaPE pourrait-elle préciser les règles de calcul de cette puissance dans le cas où celle-ci serait modifiée en cours d'exercice ?

Définition de charges nettes récurrentes ou non récurrentes :

Les notions de charges nettes récurrentes ou non récurrentes ne sont pas précisément définies et donc les GRD ne sont aucunement en mesure de juger la portée de cette distinction. Dans le procès-verbal de la réunion du 2 février 2017, la CWaPE confirme bien qu'elle estime avoir une marge d'appréciation dans la qualification d'un coût considéré comme récurrent ou non récurrent et que le travail de ventilation des coûts gérables entre coûts récurrents et non récurrents devra être réalisée en collaboration avec la CWaPE⁴⁹.

ORES note en outre une contradiction possible entre la définition donnée à l'article 3 du Projet de Méthodologie Tarifaire où les dotations aux provisions pour risques et charges sont reprises comme un exemple de charge non récurrente et le tableau T2 du modèle de rapport où les provisions peuvent figurer dans les contrôlables récurrents.

Comme précisé au point 5 ci-dessus, les notions de coûts fixes/variables qui sont des notions centrales de la méthodologie tarifaire doivent également être définies.

⁴⁹ CWaPE, Procès-verbal de la 'Réunion du 2.02.2017 relative à la méthodologie tarifaire 2019-2023 Grilles tarifaires et principes de détermination du revenu autorisé', p. 5.

2 Titre II. Le revenu autorisé

2.1 Les éléments constitutifs du revenu autorisé

2.1.1 Article 8, §§ 2 et 3 – Les critères énoncés à l'article 8, §§ 2 et 3, du Projet de Méthodologie Tarifaire doivent respecter les principes de sécurité juridique, de transparence et de non-discrimination (article 4, §2, 1°, du Décret Tarifaire)

Le principe de sécurité juridique est un principe de bonne administration contraignant l'autorité administrative à ne pas tromper la confiance qu'elle a pu créer dans le chef du sujet de droit ou, à tout le moins, à s'expliquer sur les motifs l'amenant à ne pas suivre la voie précédemment tracée⁵⁰. Ce principe « *emporte la confiance légitime des citoyens dans la stabilité de la situation créée par un acte juridique et suppose le caractère prévisible, lisible et accessible des lois et réglementations* »⁵¹.

De plus, l'article 4, § 2, 1°, al. 2, du Décret Tarifaire impose que « *(l)es éventuels critères de rejet de certains coûts sont non-discriminatoires et transparents* ». La raison d'être de cette disposition est de permettre aux GRD d'établir leurs propositions tarifaires sur la seule base de la méthodologie tarifaire et de pouvoir anticiper le rejet de certains coûts par le régulateur.

Le principe de transparence veut que les GRD reçoivent l'information nécessaire afin de connaître les critères de rejet des coûts et leur application, tandis que le principe de non-discrimination interdit que ces critères et leur application puissent fluctuer au choix de la CWaPE.

L'article 8, § 2, du Projet de Méthodologie Tarifaire ne respecte pas ces principes, car il établit 7 critères vagues, cumulatifs et potentiellement divergents qui serviraient à déterminer le caractère raisonnablement justifié d'un coût. En outre, l'article 8, §3, renverse la charge de la preuve, puisqu'en cas de contrôle, il appartiendrait aux GRD de faire la démonstration que les coûts contrôlés respectent ces 7 critères cumulatifs.

Ces dispositions suscitent deux points de désaccord fondamentaux.

Premièrement, **ces critères sont non-transparentes et discriminatoires et ne respectent pas le principe de sécurité juridique**. Ces critères sont rédigés de manière vague ; ils permettent des interprétations multiples ; et ils peuvent conduire à des résultats potentiellement divergents dans leur application pratique.

Par exemple, sur quelle base la CWaPE déterminera-t-elle si un coût est justifié par rapport à l'intérêt général ? Que décidera la CWaPE lorsque des critères justifieront des solutions divergentes, par exemple si un projet est une moins bonne alternative économique mais que d'autres considérations jouent en sa faveur au regard de l'intérêt général ?

Deuxièmement, ORES souligne le fait que le législateur a doté le régulateur d'outils et de pouvoirs pour juger du caractère raisonnable des coûts. Relevons à cet égard la méthode de comparaison des coûts précisée à l'article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire.

⁵⁰ J. JAUMOTTE, E. THIBAUT et J. SALMON, *Le conseil d'Etat de Belgique*, Bruxelles, Bruylant vol. 1, p. 858.

⁵¹ *Ibidem*.

La CWaPE a décidé de ne pas recourir à cette disposition pour juger du caractère raisonnable des charges opérationnelles qui sont budgétées dans le revenu de départ par chaque GRD. Elle n'instaure aucune méthodologie de comparaison de coûts. Dans la note technique sur le Revenu autorisé, la CWaPE indique :

« Compte-tenu de l'article 12bis de la loi du 29 avril 1999, applicable en Wallonie via le Décret du 12 avril 2001 (modifié en avril 2014), il semble difficile d'appliquer en Wallonie, dans des conditions satisfaisantes, des méthodes de benchmark couramment utilisées dans d'autres pays européens »⁵².

Par contre, elle impose cette technique aux GRD. Ainsi, pour qu'un élément de coût soit à ses yeux accepté comme raisonnable dans le revenu de départ autorisé, la CWaPE impose aux GRD de faire la preuve que celui-ci respecte le critère de la comparaison des coûts : *« lorsque cette comparaison est possible, soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions analogues »* (article 8, § 2, 5°, du Décret Tarifaire).

Cette disposition soulève un nombre considérable de questions pratiques et confirme le caractère impraticable de ce critère. Relevons de manière non exhaustive les questions suivantes :

- A partir de quel niveau de coût cette comparaison sera-t-elle réalisée ?
- Qui mettra à disposition les données (notamment des coûts !) des autres GRD ?
- Comment l'analyse comparative des coûts sera-t-elle réalisée ?
- Avec quelle méthode et sur la base de quelles variables l'analyse comparative des coûts sera-t-elle réalisée ?

Eu égard à ce qui précède, les GRD ne peuvent pas déterminer avec une sécurité suffisante si un coût pourrait être considéré comme raisonnablement justifié au regard des 7 critères cumulatifs établis par la CWaPE dans le Projet de Méthodologie Tarifaire.

En outre, la CWaPE ne peut pas se décharger de ses responsabilités et reporter la charge de la preuve de la démonstration du caractère raisonnable des coûts sur les GRD comme elle le fait à l'article 8, § 3, du Projet de Méthodologie Tarifaire.

En tant qu'autorité administrative, la CWaPE est soumise à l'obligation de motivation formelle des actes administratifs. Ainsi, lorsque la CWaPE prend une décision, tel que le refus de prise en compte de certains coûts jugés « déraisonnables » dans le calcul du revenu autorisé, elle doit indiquer les motifs de fait sur lesquels elle se fonde. Il revient dès lors à la CWaPE de préciser de manière concrète et précise les éléments de fait qui sont à la base de sa décision. C'est donc à la CWaPE de démontrer concrètement le caractère déraisonnable des coûts qu'elle refuse. En d'autres termes et conformément au droit commun, la charge de la preuve du caractère déraisonnable des coûts repose sur la CWaPE ;

⁵² CWaPE, Note technique du 16 novembre 2015 relative au « Revenu autorisé » détaillant l'acte préparatoire référencé CD-15g15 relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2018-2022', p. 19.

et celle-ci ne peut en aucun cas se décharger de son obligation de motivation matérielle en tentant de reporter la charge de la preuve sur les GRD.

ORES demande à la CWaPE de reconsidérer et préciser davantage les critères de rejets de coûts de sorte qu'il soient transparents et non-discriminatoires, et de retirer le §3 de l'article 8 du Projet de Méthodologie Tarifaire qui renverse à tort la charge de la preuve.

2.1.2 Articles 12 et 13 – La définition des charges contrôlables et non-contrôlables prive le terme « contrôlable » de son sens

Les articles 12 et 13 du Projet de Méthodologie Tarifaire définissent respectivement les charges et produits non-contrôlables et les charges et produits contrôlables. Il ressort toutefois du contenu de ces dispositions que les charges et les produits des GRD ne sont pas répartis entre ces deux catégories en fonction du degré de contrôle que les GRD pourraient exercer sur ces résultats.

L'article 12 énumère certaines charges et certains produits considérés comme « non-contrôlables » ; et l'article 13 indique que toutes les autres charges et tous les autres produits sont dits « contrôlables ». Par le biais de cette fiction, le régime de régulation « TOTEX » répute comme « contrôlables » des charges que les GRD ne peuvent en réalité pas maîtriser, et ce dans le seul but d'inclure ces charges dans la catégorie de coûts qui est plafonnée et qui n'est pas susceptible de révision ex post.

A titre d'exemple, les différentes réductions de valeur sur immobilisés sont considérées par la CWaPE comme des charges nettes liées aux immobilisations, c'est-à-dire comme des charges contrôlables, alors qu'elles constatent une dépréciation de valeur sur des actifs qui est par essence imprévisible et qui devrait donc figurer parmi les charges non-contrôlables.

ORES demande à la CWaPE de reconsidérer ces définitions des articles 12 et 13 du Projet de Méthodologie Tarifaire, qui privent le terme « contrôlable » de son sens.

2.1.3 Articles 14, § 1^{er}, 39, § 2, et 41, § 2 – Le revenu autorisé ne peut pas être déterminé sur la base d'un scénario « business as usual »

Comme déjà indiqué dans la première partie, ORES demande à la CWaPE de reconsidérer le revenu autorisé initial et sa trajectoire afin qu'il reflète l'évolution réelle des coûts des GRD et des changements de périmètre anticipés d'ici 2019, pour la période régulatoire 2019-2023, voire même ultérieurement.

2.1.4 Article 17, § 2 – Une date ultérieure doit être prévue pour le rapport annuel d'avancement des budgets spécifiques

La comptabilité et les comptes ne pourront pas être clôturés au 15 février, date de la remise du rapport d'avancement. Une date ultérieure devrait être prévue.

2.1.5 Articles 19, § 1^{er}, et 116 – La CWaPE ne peut pas abandonner des projets spécifiques ni prévoir un bonus/malus sur les coûts des projets spécifiques

Sur base de l'article 19, §1^{er}, du Projet de Méthodologie Tarifaire, la CWaPE peut décider unilatéralement de mettre fin à un projet spécifique. L'article 116 fait peser tous les risques de prévisibilité des coûts sur le GRD via le système de bonus/malus entre les coûts budgétés et les coûts réalisés.

ORES ne pourra réaliser un projet de l'ampleur de celle d'un déploiement des compteurs communicants que si elle obtient une sécurité juridique/financière quant à l'acceptation sociétale du projet et la répercussion de l'entièreté de ses coûts dans les tarifs (tant en OPEX qu'en CAPEX).

Or, force est de constater qu'aujourd'hui ORES n'a aucune certitude en la matière. ORES se trouve actuellement dans une position difficile liée au fait qu'elle investit du temps et des moyens dans l'élaboration d'un projet de comptage intelligent qu'elle estime indispensable pour répondre à ses obligations légales et que, parallèlement, le parlement et le gouvernement wallons ont un discours porteur d'incertitude par rapport à ce projet. Il est donc essentiel que le travail d'actualisation de la CWaPE soit suivi d'une prise de position claire du gouvernement wallon, au risque de créer une incohérence entre les impératifs légaux et opérationnels d'ORES et la position du gouvernement, ce qui ne peut que générer des surcoûts significatifs et inutiles.

ORES souligne que, pour des projets de l'envergure de celle du déploiement des compteurs communicants qui s'étalera en principe sur au moins trois périodes réglementaires, une régulation spécifique avec une vision de long terme, couvrant l'ensemble de l'opération doit être envisagée si l'on veut atteindre la sécurité juridique et financière demandée par ORES ainsi qu'une intégration harmonieuse dans les tarifs (coûts au début du projet et bénéfiques en fin de projet). En outre, la régulation tarifaire de ce projet doit être envisagée dans son ensemble en tenant compte des différents paramètres en jeu et notamment les risques pour les GRD. A ce titre nous soulignons que la régulation des compteurs intelligents en France tient compte, à travers de nombreux paramètres, d'un équilibre entre les intérêts des GRD et ceux des utilisateurs de réseaux, tel que :

- une bonification des CMPC lié à l'atteinte des objectifs ;
- une marge de dérive sur les coûts permettant de maintenir une rémunération partiellement bonifiée ;
- un plancher sur la rémunération des capitaux investis permettant de protéger l'actionnaire d'éventuelles dérives sur les coûts/calendrier des déploiement des compteurs intelligents ;
- un calendrier de déploiement des compteurs intelligents sur l'ensemble de la période assorti de pénalités moindre en début de période ;
- une évaluation bi-annuelle du rythme de déploiement permettant des glissements entre deux années.

2.1.6 Articles 25 et 26 – En ce qui concerne l'évolution de la base d'actifs régulée visée aux articles 25, §1^{er}, 5°, et 26, §1^{er}, 6°, du Projet de Méthodologie Tarifaire

Il convient de préciser que la déduction de la plus-value iRAB relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service est prise en compte de manière forfaitaire à hauteur de 2% de ces plus-values, conformément à l'article 28 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

2.1.7 Article 15 – La méthode de calcul de la rentabilité des projets spécifiques doit être exhaustive et transparente, respecter le principe de non-discrimination et les principes de stabilité et de prévisibilité (article 4, §2, 1°, du Décret tarifaire)

Les principes de transparence, de non-discrimination ainsi que de stabilité et de prévisibilité de la régulation garantissent aux GRD que la méthode de calcul de la rentabilité des projets spécifiques soit définie de manière claire et précise afin que les GRD puissent établir leur proposition de budget spécifique sur la seule base de la méthodologie tarifaire.

Ces principes sont consacrés par l'article 4, § 2, 1°, du Décret tarifaire qui dispose que :

« 1° la méthodologie tarifaire est exhaustive et transparente, de manière à permettre aux gestionnaires de réseau de distribution d'établir leurs propositions tarifaires sur cette seule base. [...] Les éventuels critères de rejet de certains coûts sont non-discriminatoires et transparents ».

Dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, la CWaPE ne précise pas la méthode de calcul de la valeur actualisée des différents projets spécifiques.

Or, l'expérience a démontré qu'il est primordial que la méthodologie tarifaire fixe au préalable la méthode de calcul de la rentabilité d'un projet. En effet, la rentabilité d'un projet peut être appréciée selon différentes méthodes : rentabilité en termes de valeur actualisée nette (« VAN »), selon la méthode des discounted cash-flow, ou en vertu de son impact tarifaire.

Par ailleurs, la CWaPE ne précise pas non plus les catégories de charges et de produits pouvant entrer dans les analyses de rentabilité. A titre d'exemple, lors de la séance de présentation de la méthodologie tarifaire du 31 mars 2017, la CWaPE a indiqué que la VAN positive à considérer est la VAN pour l'URD. Dans le cadre du comité d'accompagnement de la mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices du déploiement des compteurs communicants, la CWaPE a indiqué que la VAN à considérer doit être positive au niveau sociétal. Cela démontre que la CWaPE peut apprécier l'impact des projets selon des méthodes différentes et qu'en l'absence de précision dans la méthodologie tarifaire, les GRD ne peuvent pas prévoir la méthode que la CWaPE utilisera. La CWaPE ne peut pas se réserver le pouvoir arbitraire d'utiliser ultérieurement la méthode qui sied le plus ses intérêts lorsqu'elle décidera de rejeter les coûts d'un projet.

Plus fondamentalement, ORES est d'avis que l'approche sociétale est l'approche correcte à considérer. Limiter l'appréciation du caractère raisonnable d'un investissement au seul profit que peuvent en retirer les URD sous forme de réduction des tarifs, s'oppose à la législation applicable et en particulier aux dispositions relatives aux missions des GRD et aux principes énoncés à l'article 4, § 2, du Décret Tarifaire.

Le projet promogaz aussi doit être évalué à l'aune de ses bénéfices sociétaux. En effet, la rentabilité de ce projet pour le GRD est grevée par l'absence de recettes sur le tarif de raccordement gaz, puisque le raccordement standard gratuit constitue par ailleurs une OSP sur la base du décret gaz. Cette imposition de raccordement gratuit découle d'une volonté politique hors périmètre de promogaz dans le but de promouvoir le développement du gaz naturel en Wallonie.

En effet, le caractère raisonnable ou non d'un investissement doit être évalué à l'aune de la gestion des missions du GRD et non seulement sur la base du seul aspect de l'impact tarifaire pour l'URD.

D'ailleurs, la CWaPE le soulignait elle-même dans sa note technique relative aux « budgets spécifiques » du 21 décembre 2015 : « *La CWaPE examine si le projet présente une valeur ajoutée (valeur actuelle nette du projet positive), dans le périmètre du GRD et hors périmètre du GRD, dont une valeur ajoutée pour les URD ou une valeur ajoutée en matière de contribution aux objectifs de la politique énergétique* »⁵³.

Il convient aussi de préciser le périmètre des coûts pouvant entrer dans l'analyse de rentabilité en ce qui concerne les évolutions des applications et des systèmes de gestion des données. Les projets Smart Meter et Smart Grid par exemple sont des projets autonomes mais se soutiennent et se renforcent mutuellement. Le déploiement des compteurs communicants nécessitera par exemple la mise à jour des applications informatiques comme le GIS. Ces coûts ainsi que ceux de la maintenance (dont les licences et le keep-it running), des infrastructures (dont la location et la maintenance des serveurs) et de l'expertise doivent être inclus dans les budgets spécifiques.

Il convient en outre de définir le scénario de référence par rapport auquel la VAN d'un projet sera jugée. Ce scénario de référence doit être comparable en termes de service rendu ; ou la différence de service rendu doit être valorisée (dans la mesure du possible) et prise en compte comme bénéfice du projet. L'exemple du Smart Grid illustre par ailleurs bien la difficulté pour les GRD de faire approuver des charges supplémentaires même pour des projets sur lesquels la CWaPE se dit elle-même convaincue de l'utilité. Le Projet de Méthodologie Tarifaire ne prévoit pas de budget spécifique pour le Smart Grid car, malgré tous les efforts réalisés par ORES en ce sens, la CWaPE estime ne pas disposer de business case des GRD donnant une vision claire sur les phases de déploiement et le timing lié au déploiement de ces réseaux⁵⁴. ORES est pourtant venu présenter à différentes reprises ses business case mais elle n'a pas été en mesure de convaincre la CWaPE de l'acceptation de ces coûts, notamment parce que les bénéfices pour l'URD ne sont pas suffisamment identifiés aux yeux de la CWaPE.

Ainsi, dans le cas du « Smart grid », la situation de référence par rapport à laquelle le projet doit être évalué est une situation où l'on décide de construire des réseaux qui permettent d'absorber toutes les puissances et les flux d'énergie dans les différentes directions et dans toutes les circonstances. Alternativement, il convient

⁵³ CWaPE, *Note technique du 21 décembre 2015 « budgets spécifiques » (...)*, op. cit, p. 18.

⁵⁴ Voir, procès-verbal de la réunion du 2.02.2017 relative à la méthodologie tarifaire 2019-2023, Grilles tarifaires et principes de détermination du revenu autorisé, page 6. <http://www.cwape.be/?dir=7.7.1>

de prendre en compte la qualité incrémentale du service rendu dans les bénéfices du projet.

Le Projet de Méthodologie Tarifaire prévoit également le suivi d'indicateurs de performance mais ne les définit pas⁵⁵. Il n'est pas non plus précisé comment l'atteinte ou non des objectifs sera prise en compte dans l'évaluation du projet ou pourra mener à un abandon de celui-ci.

Il ressort de ce qui précède que la CWaPE doit définir, en concertation avec les GRD, les méthodes de calcul de la rentabilité des projets spécifiques et des indicateurs de suivi de manière claire et précise. L'approche doit tenir compte des bénéfices sociétaux des projets et des modifications de services rendus aux URD.

2.1.8 Articles 42 à 47 – Les charges nettes des obligations de service public doivent être considérées comme des coûts non-contrôlables (article 4, § 2, 10°, du Décret Tarifaire)

En vertu de l'article 4, § 2, 10° du Décret Tarifaire, « *les coûts nets des missions de service public imposées par les dispositions fédérales ou régionales non couverts par des surcharges ou droits spécifiques sont intégrés dans les tarifs de manière transparente et non-discriminatoire. La CWaPE contrôle le caractère raisonnable de ces coûts* ».

Il ressort des travaux préparatoires que le législateur a souhaité traiter les impôts et charges et les coûts nets des OSP non couverts par des surcharges de la même manière en assurant que ceux-ci soient couverts par les tarifs⁵⁶.

En qualifiant les charges des GRD pour les OSP de « contrôlables », la CWaPE fait obstacle à la mise en œuvre de la politique wallonne dans le secteur de l'énergie. En effet, ce choix implique que le GRD devra supporter une partie du risque lié à ces charges. Dès lors, cela aura un impact sur la qualité du service rendu, puisque la seule manière de réduire les coûts sur les OSP sera de moins exécuter ces obligations ou de les exécuter moins bien.

Sur le fond, le GRD n'a aucun ou très peu de contrôle sur les coûts des OSP. Ces coûts sont imposés par des législations, précisant jusqu'aux processus et façons de remplir les OSP, et dépendent de facteurs exogènes aux GRD.

Une première illustration est celui de la pose des compteurs à budget imposée par les Décrets Electricité et Gaz. Les coûts et les délais de pose de compteurs à budgets sont fortement tributaires de la variabilité et du nombre de demandes de pose par les fournisseurs ainsi que de la proportion d'annulation des demandes. ORES doit en effet fournir aux entrepreneurs des agendas complets et donc le nombre d'équipes employées doit correspondre aux demandes de travail. Si les agendas ne sont pas complets, les entrepreneurs augmentent leur prix afin de couvrir leur risque. La gestion des vides dans les agendas, laissés par les annulations (en moyenne, 40%) sont dans la mesure du possible constamment comblés par la réintroduction de nouveaux chantiers. Cela doit parfois se faire au

⁵⁵ Art. 35 et 36 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

⁵⁶ Doc., Parl. w., 2015-2016, n° 576/1, p. 7.

détriment du respect des délais, ce qui entraîne le paiement d'indemnités par le GRD.

Dans d'autres cas, c'est le nombre trop important de demandes qui a pour effet d'augmenter les délais de pose. Par exemple, en 2016, ORES a eu, en moyenne mensuelle, 5.287 demandes de placement de compteurs à budget électricité avec une pointe en septembre de 6.406 demandes (+21%). En gaz, les chiffres correspondants sont de 2.255 demandes en moyenne avec une pointe en septembre de 2.803 demandes (+24%).

Dans d'autres cas encore, c'est, malgré l'effort constant d'information du client, l'hostilité de ce dernier à la pose du compteur à budget et la nécessité de faire intervenir un huissier qui est à l'origine d'un allongement du délai de pose.

En conclusion, les demandes des fournisseurs ne sont pas constantes et les volumes varient de façon aléatoire avec une répercussion sur les coûts dont le GRD n'a pas la maîtrise. Le seul moyen d'avoir une meilleure maîtrise des coûts est d'avoir des quotas de demandes de pose à respecter par les fournisseurs. En l'absence de tels quotas, il conviendrait de tenir compte de l'effet volume et de l'irrégularité des demandes dans le calcul de l'indemnité.

Une deuxième illustration de facteurs exogènes de coûts d'OSP est l'obligation d'incorporer de nouvelles technologies ou l'arrêt de certaines technologies, généré notamment par :

- l'abandon des cabines Belgacom et le remplacement par Atos qui a eu pour effet une baisse des coûts de rechargement mais avec un coût IT important;
- le passage en 2018 du Xenta vers la technologie Yomani (253 modules à convertir). Il s'agit d'une obligation imposée par les banques ; et
- l'arrêt de la fabrication des compteurs à budget en 2019 et la suppression du programme Talexus en 2023.

Une troisième et dernière illustration est celle des impayés et des réductions de valeur et irrécouvrables qui dépendent du nombre de demandes de placements de compteurs à budget, des commissions et des taux de récupération offerts par les sociétés de recouvrement ainsi que des règles comptables (montants et rythme des frais pouvant être passés en réduction de valeur et irrécouvrables).

Ces exemples démontrent que les GRD ne détiennent pas un contrôle suffisant sur leurs missions de service public pour que les coûts y relatifs puissent être qualifiés de contrôlables.

En qualifiant les charges nettes des OSP comme des coûts non-contrôlables, la CWaPE conserve un contrôle suffisant sur ces coûts, puisqu'ils devront être raisonnables et ce contrôle sera effectué ex ante et ex post lors de la vérification des soldes tarifaires.

ORES demande donc à la CWaPE de reconsidérer sa position et de qualifier les charges nettes des obligations de service public comme des coûts non-contrôlables.

2.1.9 Article 32 – Le pourcentage de rendement autorisé sur les fonds propres doit permettre au GRD de faire face à ses obligations sur le long terme et de réaliser les investissements nécessaires. Le pourcentage de rendement doit être calculé sur la base du rendement d'activités comparables (article 4, § 2, 8°, du Décret Tarifaire)

La RemCI doit être suffisante, attractive, prévisible et stable afin de permettre au GRD de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures.

A cet égard, l'article 4, § 2, 8°, du Décret tarifaire dispose que :

« la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permet au gestionnaire de réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures. La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement stable et suffisant afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme. Cette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes ».

La CWaPE reconnaît d'ailleurs que la rémunération des GRD doit leur permettre de *« financer leurs activités régulées de manière stable, prévisible, efficiente et de favoriser les investissements nécessaires à la maintenance et à l'extension des réseaux »*⁵⁷.

Pour plusieurs raisons, les méthodes de calcul de la RemCI et les valeurs des paramètres retenus pour ce calcul par la CWaPE ne respectent pas le prescrit de l'article 4, § 2, 8°, du Décret Tarifaire.

En effet, après analyse des données disponibles sur le marché et analyse de la proposition de la CWaPE concernant la RemCI⁵⁸, ORES ne peut que remarquer que : i) cette rémunération n'est pas suffisante et pas attractive, ii) elle n'est pas conforme aux pratiques des pays limitrophes, iii) elle ne répond pas aux attentes de marché, iv) elle n'est pas stable.

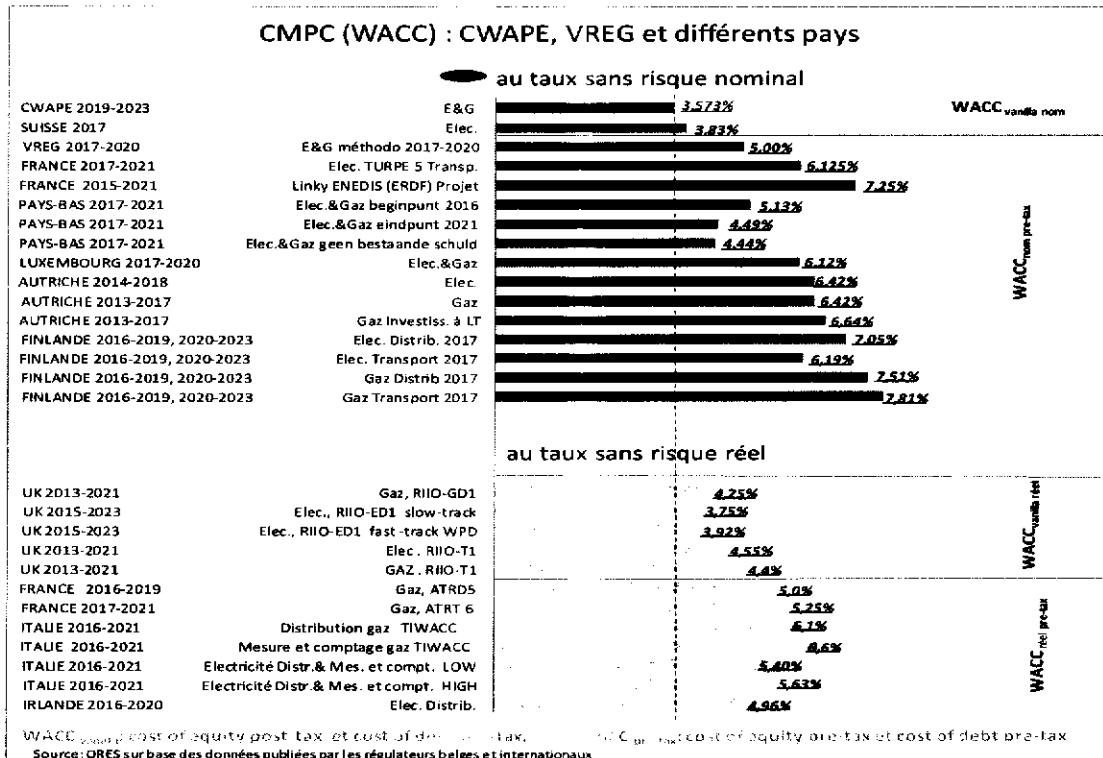
i. La RemCI n'est pas suffisante et pas attractive

Le Projet de Méthodologie Tarifaire prévoit une rémunération des capitaux investis applicable à partir de 2019 et jusqu'en 2024 à un taux de 3,573%. Ce taux, fixe et non révisable à un horizon lointain de 7 ans, est extrêmement faible et n'est pas en ligne avec ce qui est proposé par les régulateurs des pays limitrophes, la Flandre et les autres pays (voir Graphique A.1. et suivants en Annexe 3).

⁵⁷ CWaPE, Note technique du 3 novembre 2015 relative à « la marge équitable » détaillant l'acte préparatoire référencé CD-15g15 relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période réglementaire 2018-2022', p. 20.

⁵⁸ Annexe 2 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

Graphique 1 – Comparaison des CMPC dans différents pays et Flandre



La RemCI est particulièrement faible en Wallonie, ce qui est le reflet d'une rémunération des fonds propres très faible, ou plus exactement, la plus faible des pays comparés (4,491%). Ce taux est inférieur de 200 points de base (pb) à la rémunération des sociétés avec un profil de risque similaire (6,45% en moyenne, voir Graphique A.2. en Annexe 3). ORES souligne que le taux nominal wallon est même en-dessous du taux réel utilisé dans certains pays.

L'estimation de la RemCI par la CWAPE est biaisée vers le bas, tout d'abord, en raison d'un choix incohérent des paramètres (notamment une période de référence courte pour le taux sans risque et pour l'equity beta et une période de référence très longue pour la prime de risque de marché), ensuite, par l'absence de d'ajustements/validations des paramètres tels qu'opérés dans les pays limitrophes (voir point ii ci-dessous) et, enfin, l'absence de validation par une approche qui reflète les attentes de marché (voir point iii ci-dessous).

En outre, par rapport à la période régulatoire précédente, l'ampleur de la baisse de la rémunération des fonds propres proposée par la CWAPE apparaît totalement injustifiée. Cette baisse est principalement due à la combinaison des effets de trois choix opérés par la CWAPE qu'elle ne motive pas : 1. l'alignement du beta gaz sur celui de l'électricité ; 2. la suppression de la prime d'illiquidité ; 3. la suppression de la rémunération différenciée sur les actifs primaires (d'avant 2014) à un taux sans risque figé à 2,43% et sur les actifs secondaires (à partir de 2014) à un taux majoré de 100pb.

En ce qui concerne le facteur beta, ORES constate que les autres pays ont revu à la hausse le facteur bêta reflétant le risque spécifique du secteur alors que la

CWaPE propose sans le motiver d'aligner le beta de la distribution du gaz sur celui de l'électricité, plus faible dans la méthodologie tarifaire actuelle.

Sur le fond, en ce qui concerne le gaz, ORES ne voit aucun élément qui pourrait justifier que le facteur beta (0,85) soit diminué par rapport aux périodes tarifaires précédentes. Au contraire, depuis la fixation des coefficients beta par la CREG, ORES est d'avis que le risque de ces deux activités a considérablement augmenté par rapport au contexte qui les avait justifiés, et ce pour les deux raisons suivantes. D'une part, la transition énergétique entraîne l'apparition de nouveaux risques pour les GRD, comme expliqué dans la première partie. D'autre part, l'abandon d'une méthodologie tarifaire de type « Cost+ » pour une méthodologie de type « revenue-cap » constitue une aggravation sensible et non contestable du risque lié à l'activité. Cette remarque vaut tant en gaz qu'en électricité. Dès lors, le facteur beta doit être adapté pour tenir compte que des risques nouveaux induits par les risques liés à l'activité et au changement de périmètre du secteur.

Ensuite, la CWaPE a supprimé, sans motivation, la correction pour prendre en compte l'illiquidité d'ORES. Or il est clairement établi (i) qu'un investisseur exige un rendement additionnel pour compenser l'illiquidité d'un investissement et (ii) que cet élément n'est pas reflété dans le coefficient « beta ». Il y a donc lieu, sans contestation possible, d'appliquer une correction pour prendre en considération cet élément en intégrant une prime d'illiquidité dans le coût des fonds propres. Ce principe est, au demeurant, appliqué par la CREG à des sociétés qui, bien que cotées, sont très peu ou relativement peu liquides. A fortiori, il devrait trouver à s'appliquer à une société non cotée telle qu'ORES. Il est, dans cette optique, surprenant et inacceptable que la prime d'illiquidité soit abandonnée par la CWaPE et ce sans démontrer en quoi le titre d'ORES est devenu plus liquide qu'avant. La prime d'illiquidité de 20% constitue un élément essentiel à l'équilibre de la rémunération des capitaux investis.

Enfin, la suppression de la distinction entre la rémunération primaire et secondaire entraîne deux conséquences : d'une part, une perte de rémunération injustifiée sur les investissements du passé, d'autre part, une perte d'incitant sur les investissements du futur.

ORES souligne enfin qu'en prenant une lecture globale du Projet de Méthodologie Tarifaire et de la pression sur les coûts qu'il induit (structure de financement normative, facteur X élevé, plafond sur l'amortissement, revenu autorisé initial limité à un scénario « business as usual » dans un contexte de transition énergétique, indexation insuffisante et coûts et risques sectoriels accrus), la RemCI se situera à un taux moindre, rendant le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz non attractif pour les investisseurs.

[Confidentiel]

Si le GRD veut continuer à investir dans ses réseaux, en l'absence d'une rémunération des capitaux investis attractive, il ne pourra le faire qu'en empruntant et donc en dégradant ses ratios financiers. Par conséquent, la RemCI est insuffisante pour faire face à la transition énergétique et à la digitalisation de la société et fait peser tous les risques sur les GRD et leurs actionnaires.

ii. La méthode de détermination des paramètres de la RemCI n'est pas conforme aux pratiques dans les pays limitrophes

La pratique des régulateurs des pays limitrophes (voir Annexe 3) démontre une approche plus justifiée et plus prudente pour la fixation des paramètres de la rémunération des capitaux investis.

Les méthodologies des pays limitrophes sont fondées sur des analyses très circonstanciées et détaillées des différents paramètres et une proposition, pour chacun d'entre eux, de fourchettes de valeurs sur lesquelles un jugement prudent est finalement opéré pour décider des valeurs finales. Ce n'est pas le cas du Projet de Méthodologie Tarifaire, où les informations mises à la disposition des GRD par la CWaPE et les données justifiant le choix de la CWaPE sont lacunaires, inexacts et en contradiction avec les actes préparatoires.

Alors que la CWaPE a une marge de manœuvre pour éviter le risque de pertes injustifiées du côté des GRD et pour récompenser davantage les investissements réalisés et en cours de réalisation, elle adopte les (combinaisons des) valeurs les plus basses pour les différents paramètres :

- Tout d'abord, en ce qui concerne le **taux sans risque**, la pratique des régulateurs des pays limitrophes est de protéger les GRD par différentes méthodes contre les taux anormalement bas des dernières années, afin de leur garantir une rémunération de long terme raisonnable et non volatile. L'historique des cinq dernières années (2012 à 2016) qui est choisi par la CWaPE n'est pas représentatif des cycles économiques futurs (crise économique et programme de Quantitative Easing) ; voir Graphique A.5 en Annexe 3. Le taux sans risque devrait refléter les perspectives futures, et notamment la forte probabilité d'une remontée des taux nominaux, surtout à l'horizon 2024 qui est concerné dans le présent projet.

En outre, sur base d'une méthode de validation suivie par d'autres régulateurs (voir Tableau 1), la combinaison des paramètres taux sans risque et prime de risque de marché considérés par la CWaPE donne un rendement sur fonds propres (rendement total implicite) incohérent par rapport à une approche de type rendement total de marché historique (RTM).

Tableau 1 - Comparaison du Rendement Total implicite de la CWaPE (réel, Belgique) et Rendement Total du Marché DMS actuel (réel, Belgique)

		CWAPE	DMS***
[1]	Taux sans risque, nominal	1,697%	
[2]	Prime de Risque de Marché	4,3%	
[3]	Inflation*	1,37%	
[4]	Taux sans risque, réel**	0,33%	
[5]	Rendement Total de Marché	4,63%	5,3%
[6]	Différence (DMS-CWAPE)		0,67%

Source : *, ** calcul ORES sur base de données statistiques SPF Economie General Index et statistiques BNB, *** Dimson, Marsh, Staunton Research Institute Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2017, février 2017 page 14

La différence entre le RTM actuel sur base des données DMS 1900-2016 et le RTM implicite sur base des paramètres et la période de référence proposée par la CWaPE est de 67pb, ce qui illustre l'incohérence soulevée ci-dessus.

- Ensuite, en ce qui concerne la **prime de risque de marché**, le Projet de Méthodologie Tarifaire est uniquement basé sur une approche historique alors qu'une approche prudente et robuste requiert la validation de l'approche par la prise en compte de différentes approches de type plutôt *forward looking*. La CWaPE aurait aussi dû davantage prendre en considération dans son évaluation la présumée corrélation entre le taux sans risque et la prime de risque du marché en considérant également les rendements totaux sur les marchés financiers (Implied Equity Risk Premium). En outre, la zone de référence à privilégier est l'Euro-zone et non pas seulement la Belgique.
- Enfin, en ce qui concerne le **facteur beta**, les régulateurs d'autres pays (et de la Flandre) se basent sur une observation des equity beta de différentes sociétés (groupe de référence des sociétés listées en bourse) pour en déduire l'asset beta en prenant en compte le gearing et le taux de taxation de chaque pays. La CWaPE n'a pas appliqué de correction pour calculer « l'asset beta » des sociétés concernées et n'a pas procédé ensuite au calcul d'un « equity beta » se basant sur le ratio d'endettement normatif déterminé. La CWaPE considère elle directement une moyenne d'un equity beta, ce qui est contraire à la méthodologie qu'elle expose elle-même⁵⁹ et contraire à la pratique courante internationale car l'equity beta est une valeur observable mais pas extrapolable en raison des différentes politiques financières d'endettement de l'entreprise et des politiques fiscales très différentes d'un pays à l'autre. Par ailleurs, le beta des sociétés reprises dans l'échantillon a été calculé par rapport à des indices locaux et non par rapport un indice européen alors que, comme mentionné ci-dessus, la prime de risque de marché devrait se calculer par rapport à un indice européen. Par ailleurs, la CWaPE a retenu la moyenne

⁵⁹ Voir CWaPE, 3 novembre 2015, Note technique relative à « la marge équitable » détaillant l'acte préparatoire référencé CD-15g15 relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période réglementaire 2018-2022', page 55.

des « beta » de l'échantillon alors qu'une médiane eut été nettement plus pertinente en vue d'éliminer les extrêmes.

Lorsque la CWaPE a calculé ses différents paramètres, elle n'a pas, à l'instar des pratiques d'autres pays, introduit de correction permettant de stabiliser les résultats de ses calculs dans une approche de long terme cohérente avec les caractéristiques et les politiques d'investissement des GRD.

iii. La RemCI ne répond pas aux attentes de marché

Dans le cas particulier de la Wallonie, le Décret Tarifaire dispose que la RemCI doit répondre aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Le projet de la CWaPE est uniquement basé sur une approche mécanique historique alors qu'une approche prudente et robuste, conforme au Décret Tarifaire, requérait la validation des différents paramètres de la rémunération des capitaux investis et le résultat de ces calculs par une approche de type *forward looking*. Comme indiqué ci-dessus, l'approche historique suivie par la CWaPE présente des incohérences, par exemples, l'écart non justifié entre le RTM DMS et le RTM implicite et les facteurs beta revus à la baisse alors que les risques encourus par ORES augmentent considérablement. Le Capital Asset Pricing Model (CAPM) étant un modèle prévisionnel, il y a en effet lieu de tester la robustesse des estimations de la CWaPE par une approche qui utilise des données actuelles qui reflètent les attentes des investisseurs. Dans cette approche, la prime de risque de marché doit être calculée de manière « ex ante ». Or, la CWaPE utilise exclusivement une méthode « ex post » basée sur des rendements historiques. Cette approche est critiquable en ce qu'elle revient à ignorer les conditions de marché actuelles et les attentes de rendement des investisseurs qui en découlent. Celle-ci devrait, au demeurant, être calculée par rapport au marché européen (Euro Stoxx). Dans la perspective d'un portefeuille diversifié, la seule prime de risque belge n'est, en effet, pas représentative du risque de marché en général.

A titre subsidiaire, nous constatons que la CWaPE a calculé la prime de risque historique sur base de la moyenne arithmétique de primes de marché belge calculée sur la période 1900-2016 par Dimson, Marsh et Staunton. Or, comme indiqué, la référence au seul marché belge n'est pas pertinente. Dès lors, le calcul aurait dû s'effectuer sur base d'une moyenne de pays de la zone euro repris dans cette étude (voir les différentes références à ce sujet en Annexe 3).

iv. La RemCI n'est pas stable pour faire face aux obligations de long terme

Le résultat de la méthode mécanique historique de la CWaPE et qui ne tient pas compte des attentes de marché est un taux de RemCI volatile en fonction du moment de son estimation, qui ne tient pas compte de l'augmentation du risque intrinsèque du secteur, que la rémunération est figée sur un horizon extrêmement long de 7 ans et qui est fortement tributaire des taux bas des dernières années. Il n'offre pas ainsi un taux de rendement stable permettant aux GRD de faire face à leurs obligations de long terme.

ORES en veut pour preuve que sur base de la même méthode de calcul, la proposition de la CWaPE aurait donné il y a un an un taux de 4,59% au lieu de 3,57% aujourd'hui, soit 100pb de plus. En conséquence, si la CWaPE avait finalisé un an plus tôt sa méthodologie tarifaire pour l'appliquer sur la période tarifaire

2018-2022 comme cela était initialement prévu, les GRD se seraient vus rémunérés à un taux de 4,59% jusqu'en 2022 au lieu du taux actuel proposé de 3,57%.

En outre, le fait de figer de manière anticipative un taux de rémunération faible, qui ne sera pas sujet à modifications pendant la période tarifaire, entraîne des risques importants d'inadéquation de la rémunération avec les conditions de marché. Cette inadéquation sera répercutée dans les tarifs lors de la prochaine période régulatoire.

ORES demande que la RemCI soit suffisante, suffisamment attractive, prévisible et stable sur le long terme afin de lui permettre de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions, d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, et de renouveler et développer les infrastructures.

2.1.10 Article 31 – Les charges financières doivent être répercutées dans les tarifs hors pourcentage de rendement autorisé (article 4, § 2, 12°, du Décret Tarifaire)

En vertu de l'article 4, § 2, 12°, du Décret Tarifaire, « *les charges financières liées à un financement externe, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, sont répercutées dans les tarifs* ».

Il ressort de ce principe que toutes les charges financières, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, doivent être supportées par les URD.

Or, la méthodologie tarifaire décidée par la CWaPE intègre dans le calcul du coût moyen pondéré du capital (WACC) un coût de la dette théorique (2,59% p.a. augmenté de 0,15% p.a. pour frais d'emprunts), fixé pour l'ensemble de la période tarifaire et ce indépendamment du coût réel, supporté par les différents GRD sur leurs dettes historiques et sur leurs nouvelles dettes.

Par ailleurs, les taux d'intérêts applicables aux dettes dépendent des conditions de marché prévalant au moment où la dette est contractée. Ces conditions de marché sont fonction de paramètres de marché (taux IRS et spreads crédit) qui fluctuent fortement dans le temps et sur lesquels les GRD n'ont aucune emprise. Appliquer un taux forfaitaire aux dettes revient, en fonction de la date à laquelle la dette est contractée, à rémunérer trop ou trop peu ladite dette. De ce fait, cette méthodologie contredit la disposition de l'article 4, 12°, du décret tarifaire.

ORES demande donc que, conformément à la disposition précitée, les charges financières liées à un financement externe, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, sont répercutées dans les tarifs.

2.1.11 Article 31 – A tout le moins, le coût des dettes futures doit être fixé sur la base des prix de marché définis sur une période de long terme (article 4, § 2, 8°, du Décret Tarifaire)

En aucun cas la CWaPE ne peut revenir sur les charges financières des dettes contractées dans le passé, conformément au principe de non-rétroactivité. Dans l'hypothèse où la CWaPE s'estimerait compétente pour modifier les règles d'inclusion des dettes financières futures – *quod non* –, et soumettrait ces dettes financières à un mécanisme de benchmark qui n'offrirait plus de garantie au GRD que le coût de sa dette est couvert par les tarifs, le risque du GRD s'en trouverait augmenté et donc son coût de financement. Il conviendrait par conséquent d'en tenir compte dans les primes de risque du modèle.

2.2 Les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé

2.2.1 Articles 44, 47 et 48 – Le paramètre d'indexation des coûts est trop faible pour rendre compte de l'évolution de ceux-ci

Comme il a été démontré dans la première partie, une indexation sur la base de l'indice santé est largement insuffisante pour tenir compte des augmentations salariales et des augmentations des coûts des fournisseurs.

ORES demande à la CWaPE de reconsidérer le revenu autorisé initial et sa trajectoire afin qu'il reflète l'évolution réelle des coûts des GRD.

Dans ce cas, ORES propose également que la valeur prévisionnelle de l'indice santé soit la valeur prévisionnelle de l'indice santé annuelle en lieu et place de la moyenne de l'indice santé 2019-2022. Pour l'année 2023, ORES propose de prendre la valeur moyenne de la période 2019-2022. Cela permettra de mieux prendre en considération l'évolution réelle des coûts. Alternativement, la CWaPE pourrait considérer les charges salariales comme un coût non-contrôlable.

2.2.2 Articles 44 et 47 – Le facteur d'efficience (facteur X) doit être déterminé sur la base d'une méthode de comparaison utilisant des données homogènes, transparentes et fiables (article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire)

L'article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire dispose que :

« toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers. Toute décision utilisant des techniques de comparaison des coûts tient compte de la qualité des services rendus et est basée sur des données homogènes, transparentes et fiables. Toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisée entre des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues »

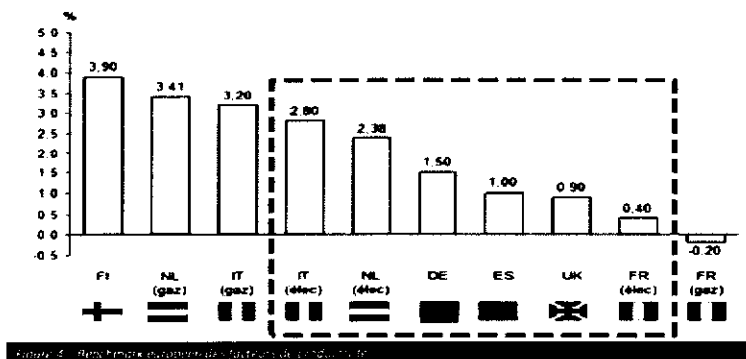
Il ressort de cette disposition que si la CWaPE utilise une méthode de comparaison des coûts, celle-ci doit assurer l'objectivité de la comparaison.

Concrètement, la CWaPE a décidé de fixer le facteur X à 1,5%, taux qu'elle justifie en annexe 1 du Projet de Méthodologie Tarifaire de la manière suivante :

« La plupart des pays européens utilisent des méthodologies statistiques basées sur des benchmarks et des approches stochastiques et économétriques (méthode des frontières, notamment) pour déterminer les marges d'efficacité des

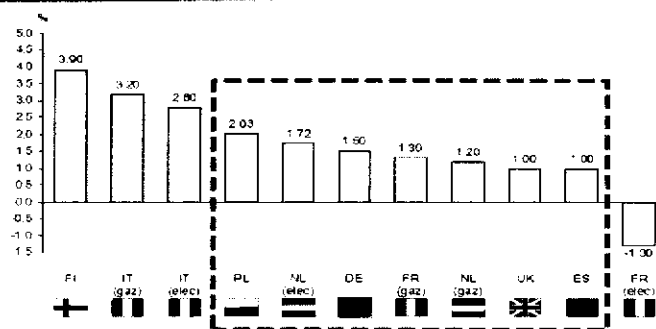
gestionnaires des réseaux de distribution. Cette analyse a permis à la CWaPE de déterminer un facteur d'efficacité (facteur X) des coûts opérationnels contrôlables de 1,5% par an pour la période réglementaire 2019-2013. »

Graphiques 2a et 2b – Extrapolation du facteur X par la CWaPE



Lors de la réunion de présentation de la méthodologie tarifaire du 31 mars 2017, la CWaPE a justifié le même facteur X, 1,5% à l'aide du graphique suivant.

Le facteur d'efficacité (facteur X)



La valeur du facteur d'efficacité est fixée à 1,5% par an, ce qui correspond au milieu de fourchette des facteurs X actuellement pratiqués par les autres pays européens

ORES constate que les deux graphiques reproduits dans les deux documents publiés le même jour par la CWaPE (i) affichent des chiffres différents pour les mêmes pays et (ii) se basent sur des échantillon de pays différents pour établir le même taux d'efficacité de 1,5%.

Pour le reste, les motifs de la CWaPE à cet égard sont lacunaires. La CWaPE n'explique notamment pas :

- le mode de détermination des pays repris dans son benchmark alors que le résultat est entièrement tributaire des pays considérés ;
- le mode de détermination des énergies prises en compte dans son benchmark. Par exemple, on remarque que la CWaPE retient le facteur X pour le gaz français mais ne reprend pas le facteur X pour l'électricité française dans le second graphique ; dans le premier graphique, la CWaPE

retient l'électricité française alors qu'elle la rejette dans le second graphique ;

- pourquoi la CWaPE a développé deux benchmarks et pourquoi ceux-ci changent d'un graphique à l'autre pour justifier le même chiffre de 1,5% ? ;
- pourquoi les chiffres des différents pays ne sont pas les mêmes d'un graphique à l'autre ? Pour reprendre l'exemple de la France, dans le premier graphique le facteur X de l'électricité est de 0,40 pour l'électricité et de -0,20 pour le gaz. Dans le deuxième graphique, le facteur X est de 1,30 pour l'électricité et celui du gaz -1,30 ;
- ce que recouvrent précisément ces chiffres (par exemple, gains d'efficacité ou de productivité, voir infra.) ;
- quels sont les sources des chiffres repris dans ces graphiques et sur quelles périodes de régulateurs s'appliquent-ils ? ;
- en quoi et comment ces chiffres sont applicables aux GRD belges ? ;
- comment sont mesurés les facteurs X dans les autres pays ? ; et
- sur quelle base de coûts s'appliquent ces chiffres dans les autres pays ?

En l'absence de telles informations, il est impossible pour les GRD de comprendre le calcul du facteur X repris dans le Projet de Méthodologie Tarifaire et de vérifier son exactitude.

Il est important de rappeler que le facteur X est une des variables clefs dans le modèle de régulation, dont la hauteur doit être fixée de façon scientifique et avec la plus grande prudence.

Pour calculer le facteur X, il convient de distinguer le concept « d'efficacité » de celui de « productivité ». Ces deux concepts reflètent des réalités différentes, les méthodologies et les données pour les chiffrer étant également différentes.

L'efficacité individuelle est mesurée lorsque le régulateur estime que les GRD d'un pays ne se situent pas au même niveau d'efficacité et qu'une remise à niveau est nécessaire. Définir des gains d'efficacité individuels passe donc logiquement par une comparaison des coûts de la distribution des GRD du pays, en général réalisé sur la base de coûts historiques. Lorsqu'un tel exercice est réalisé, il doit se faire de manière scientifique et prudente et doit tenir compte des différences objectivables entre les GRD, même à l'intérieur d'un seul pays.

Les gains de productivité sont mesurés pour chiffrer l'effet potentiel du progrès technologique ou de l'amélioration de la productivité du travail. Le chiffre retenu doit être atteignable par l'ensemble du secteur dans le futur, même par le GRD le plus efficace. La manière de le chiffrer n'est pas une comparaison des coûts de la distribution mais bien des analyses des gains de productivité des facteurs (TFP) du secteur dans le pays concerné.

En l'espèce, le facteur X fixé par la CWaPE repose sur une extrapolation de la moyenne des facteurs X de différents pays⁶⁰. Comme l'indique la CWaPE elle-

⁶⁰ La Pologne, des Pays-Bas, de l'Allemagne, de la France (gaz) du Royaume-Uni et de l'Espagne dans un des graphiques. L'Italie (élec.), les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Espagne, le Royaume-Uni et la France (élec.) dans le deuxième graphique.

même, ces facteurs X sont calculés dans les différents pays par « des approches stochastiques et économétriques (méthode des frontières, notamment) ».

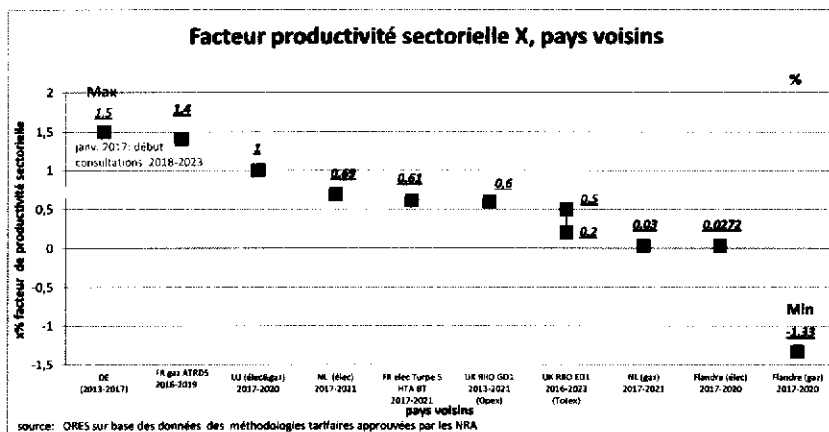
ORES a analysé les documents sources cités par la CWaPE mais y a trouvé, dans certains cas, des chiffres différents de ceux repris par la CWaPE dans ses graphiques. Ces différences qu'ORES avait par ailleurs déjà identifiées et détaillées dans ses remarques relatives à la note technique sur le revenu autorisé ne sont pas analysées et motivées par la CWaPE.

Plusieurs critiques de fond peuvent en outre être adressées au mode de détermination du facteur X. En effet, la manière dont le facteur X est fixé par la CWaPE soulève de nombreuses questions méthodologiques, notamment au regard des données contradictoires publiées par la CWaPE et du résultat entièrement tributaire des pays considérés.

Tout d'abord, au regard du Graphique 3, ORES conclut que les chiffres utilisés par la CWaPE concernent à la fois des gains d'efficacité et de productivité.

Il ressort de ce graphique que la moyenne du facteur X basé sur la productivité sectorielle des GRD dans les pays limitrophes est proche de 0,6 %. On en déduit donc que la CWaPE a intégré dans le calcul du facteur X uniforme à tous les GRD, des gains d'efficacité individuels s'appliquant à des GRD d'autres pays, ce qui est méthodologiquement incorrect.

Graphique 3 – facteur sectoriel de productivité dans les pays voisins



Par ailleurs, en utilisant les valeurs trouvées dans d'autres pays, la CWaPE considère que des mesures d'efficacité dégagées de comparaisons de coûts des GRD des Pays-Bas, par exemple, doivent pouvoir être réalisées en Belgique. Ceci est méthodologiquement erroné.

Conformément à l'article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire, si la CWaPE veut réaliser un benchmarking des coûts de distribution (international) pour déterminer l'efficacité des GRD belges, elle doit le faire de manière empirique sur la base d'un échantillon des coûts des GRD belges (le cas échéant, intégré dans un échantillon international de coûts des GRD) et neutraliser les différences entre les GRD. Elle pourra ainsi démontrer qu'un GRD belge a des efforts d'efficacité à réaliser par rapport à un autre GRD belge (ou par rapport à d'autres GRD internationaux). Elle ne peut en aucun cas décréter que l'effort à réaliser par des GRD étrangers qui ne

sont pas jugés efficaces dans leur pays (les Pays-Bas par exemple) doivent pouvoir être réalisés par ORES ou un autre GRD belge. Les gains d'efficacité identifiés par les régulateurs sont très variables d'un pays à l'autre et sont spécifiques à chaque pays et à chaque GRD du pays. Dans chaque pays, des GRD sont jugés efficaces et d'autres ne le sont pas. La preuve en est aussi la variabilité des scores d'efficacité que l'on retrouve dans le graphique de la CWaPE, allant par exemple de 3,90% à -1,30% par an dans le second graphique de la CWaPE.

En outre, ces mesures sont totalement tributaires du contexte dans lequel les GRD opèrent dans les différents pays. En Italie par exemple, le facteur de 2,80% pour la distribution d'électricité porte sur la période 2012-2015 et est un facteur qui sert uniquement au transfert aux URD des gains de productivité réalisés dans les périodes réglementaires antérieures et non encore transférés aux clients, en fait, ne nécessitant pas de réductions en termes réels dans les coûts d'exploitation, en plus de ceux déjà réalisés par les entreprises jusqu'en 2010⁶¹.

Par conséquent, il ne fait aucun doute que les GRD opèrent dans des conditions très différentes d'un pays à l'autre en raison notamment de différences de contexte de la taille des GRD, de qualité de services offerts différentes, de systèmes réglementaires, fiscaux et légaux spécifique à chaque pays. Cela rend dès lors impossible toute comparaison de la performance des GRD d'un pays⁶².

ORES demande dès lors à la CWaPE de reconsidérer sa méthode de détermination du facteur X, d'établir celui-ci selon une méthode admise par les meilleures pratiques réglementaires, et de motiver régulièrement le choix de la méthode appliquée.

2.2.3 Article 47 – Les charges nettes des obligations de service public ne peuvent pas être soumises à un facteur d'efficacité (article 4, § 2, 10°, du Décret Tarifaire)

Comme démontré à la section 2.1.2, les coûts des obligations de service public doivent être considérés comme des coûts non-contrôlables soumis à un contrôle de leur caractère raisonnable par la CWaPE. Par conséquent, les coûts des obligations de service public ne peuvent pas être soumis à un facteur d'efficacité.

En tout état de cause, la nature des OSP ne s'accommode pas avec l'application d'un facteur d'efficacité qui ne prend pas en compte la nature spécifique de ces obligations et les efforts déjà réalisés par chaque GRD.

Sur le fond, même si un facteur d'efficacité pouvait être appliqué, *quod non*, le facteur X prévu dans le Projet de Méthodologie Tarifaire poserait plusieurs problèmes.

Tout d'abord, la hauteur du facteur X (1,5% par an), sans tenir compte des efforts de maîtrise de coût déjà réalisés par ORES, va mettre à mal la réalisation des obligations légales et réglementaires imposées aux GRD.

⁶¹ Rapporto IEFE- Università Bocconi Progetto di ricerca promosso da ANIE Federazione, La regolazione delle reti elettriche in Italia, giugno 2014.

⁶² Refe, Mercados, Indra, *Study on tariff design for distribution systems*, Final Report, Prepared for Directorate-General For Energy – Directorate B – Internal Energy Market, page 8.

Ensuite, en ce qui concerne ORES, la CWaPE exerce depuis des années un examen très approfondi des coûts d'OSP, examen assorti de contrôles sur place. Ces examens combinés avec la proactivité d'ORES en la matière ont permis de déboucher sur des mesures de rationalisation des coûts. Ainsi, ORES peut notamment citer les exemples ponctuels suivants :

- à l'issue du contrôle effectué par la CWaPE en 2011, une recommandation avait été faite à ORES concernant la prise en charge des dossiers de demande de pose de compteur à budget chez les clients non protégés à J+2 au lieu de J+10, ce qui a permis après plusieurs semaines/mois de limiter le nombre de passages sous fournisseur X ;
- à l'issue de ce même contrôle, ORES a reçu la recommandation de ne plus planifier les premières visites à J+7 jours ouvrables mais à J+3 jours ouvrables pour permettre une prise en charge plus rapide des demandes et donc une possibilité d'éviter certains passages sous fournisseur X. Cette recommandation a été mise en œuvre par ORES ;
- suite à une analyse des coûts imputés sur le processus MOZA et les résultats peu encourageants des visites administratives, ORES a imaginé un aménagement du processus – tout en respectant l'obligation imposée – portant sur une enquête téléphonique en remplacement de la visite administrative. L'évolution des coûts à charge des OSP démontre une baisse des coûts de moitié en quatre ans ;
- c'est à l'initiative d'ORES que l'abandon du fournisseur X dans le cadre des poses de compteurs à budget chez les clients non-protégés a été accepté par l'ensemble des acteurs du marché. En effet, c'est à nouveau en analysant ses coûts d'OSP qu'ORES a pointé l'opportunité – sans léser le client – de modifier le processus en le remplaçant par le versement d'une indemnité au fournisseur commercial en cas de dépassement des délais fixés. En 2010, lorsqu'ORES a défendu le dossier vis-à-vis du marché, le gain avait été chiffré à 1,2k€ ;
- étant donné l'imposition qui avait été faite à ORES de prendre en charge les demandes de poses de compteur à budget à J+2 au lieu de J+10, ORES s'est questionnée sur l'opportunité d'envoyer au client le courrier dit « B0 » au moment de la réception de la demande du fournisseur commercial. A la suite du test positif, l'envoi de ce courrier a été supprimé ;
- dans le même ordre d'idée, ORES a – sur la base d'une analyse du nombre élevé de retours de courriers recommandés non réclamés par les clients – décidé de remplacer les envois recommandés par des envois simples. Cela a permis, d'une part, une diminution des coûts postaux et d'autre part, qu'un plus grand nombre de clients reçoivent ce courrier. In fine, l'envoi de courriers simples a amélioré le recouvrement des impayés ;
- récemment, la suppression des paiements en liquide pour le rechargement des compteurs à budget a permis de dégager des gains sur la relève de fond via Sécuritas.

Pour tous ces motifs, ORES propose de remplacer le facteur X sur les OSP par un mécanisme d'incitant positif de bonus en cas de bonnes prestations sur les OSP, à l'instar du système mis en place au Royaume-Uni.

2.2.4 Article 48 – L'amortissement des actifs régulés doit procurer une capacité d'autofinancement supplémentaire (article 4, § 2, 11°, du Décret Tarifaire)

Le Décret Tarifaire prévoit à l'article 4, § 2, 11°, que « *l'amortissement de la valeur des actifs régulés procure au gestionnaire de réseau une capacité d'autofinancement supplémentaire pour faire face à l'ensemble des investissements nécessaires à la réalisation de ses missions* ».

Comme constaté à la section 4.3 de la première partie, l'adaptation de la charge d'amortissement sur la base de l'indice santé a pour conséquence concrètement qu'ORES ne pourra pas réaliser les investissements de développement des infrastructures (réseaux et hors réseaux) nécessaires à la transition énergétique ; elle pourra tout au plus, dans un scénario « business as usual », procéder au renouvellement de l'infrastructure existante. A cet égard, il convient de souligner que l'évolution historique des amortissements dépasse la simple indexation prévue par la CWaPE. Pour le gaz en particulier, il faut tenir également du fait que les raccordements standards sont gratuits. L'augmentation annuelle du nombre de raccordements, dont l'accélération est recherchée via le projet promogaz, et les différentes extensions de réseau induisent une augmentation de l'amortissement supérieure à l'indexation.

La CWaPE doit approuver un trajet d'investissements qui va de pair avec les projets/budgets spécifiques qu'elle entend ou pas soutenir (compteur intelligent, promogaz, smart grid, etc.) et adopter un amortissement de départ et une trajectoire d'amortissement qui va de pair avec ce trajet d'investissements. La CWaPE ne peut pas vouloir d'un côté que la RAB évolue en fonction des investissements découlant du plan d'adaptation qu'elle aura approuvé mais d'un autre côté, imposer un niveau d'amortissements ne découlant pas des investissements cités ci-dessus mais de l'application d'un pourcentage d'indexation. Il s'agit là d'une contradiction totale de principes.

Si elle ne procède pas de la sorte, l'amortissement ne procurera pas aux GRD la capacité d'autofinancement supplémentaire pour faire face à l'ensemble des investissements nécessaires à la réalisation de ses missions, ce qui est contraire à l'article 4, 11°, du Décret Tarifaire.

2.2.5 Article 52 – La quote-part des soldes régulateurs des années antérieures

L'article 52, §1^{er}, prévoit que le budget du revenu-autorisé fixé *ex-ante* peut inclure la répercussion des soldes régulateurs 2008 à 2016. Les §2 et §3 prévoient plus précisément l'apuration des soldes 2008 à 2014. La CWaPE ne fait pas état des mécanismes d'apuration des soldes 2015 et 2016. La méthodologie tarifaire devrait être complétée sur ce point et prévoir un mécanisme général par défaut, à tout le moins dans souci un stabilité et de prévisibilité.

Comme nous l'avons déjà mentionné dans nos remarques du 10 janvier 2016 sur la note technique relative aux « soldes régulateurs », la règle de répartition dans le temps de la CWaPE nous semble satisfaisante comme règle de base mais nous suggérons, avec pour motif la stabilité tarifaire, qu'il puisse y être dérogé dans certains cas de figure particuliers et moyennant commun accord explicite et transparent des GRD et de la CWaPE.

2.2.6 Articles 53 et 122 – La révision annuelle

Le processus de révision annuelle du revenu autorisé décrit à l'article 53 n'est prévu que pour les années 2020 à 2023 et ne précise pas de quels soldes régulateurs du passé il s'agit. Les soldes 2015 et 2016 sont-ils ici concernés ?

Par ailleurs, dans la note technique sur le Revenu autorisé du 9 octobre 2015, la CWaPE avait défini de manière très précise quels étaient les soldes à répercuter, dans les tarifs de quelles années ainsi que le timing à suivre. Dans le présent projet, il est prévu que cela soit concomitant avec la procédure de contrôle des écarts entre budget et réalité reprise à l'article 122. Sous quelle forme ORES doit elle transmettre sa demande de révision de tarifs pour soldes régulateurs ? Quels soldes de quelles années devront-ils être répercutés sur quelles années ?

Aucun alinéa de l'article 122, ne prévoit en outre de procédure à suivre en cas d'approbation de la demande de révision de tarifs pour soldes régulateurs.

2.2.7 Article 54 – La révision ex post avec seuil de 5% crée une absence de prévisibilité de la méthodologie et n'est pas conforme à l'article 15, § 1^{er}, 1°, § 2 et § 3, du Décret Tarifaire, en ce que la révision des tarifs pour cause de modification des impôts ou obligations de service public, de nouveaux services ou de circonstances exceptionnelles, ne peut être demandée que par le GRD et n'est pas soumise à une condition de dépassement d'un seuil de 5%.

Deux enseignements peuvent être tirés de l'article 15, § 1^{er}, 1°, § 2 et § 3, du Décret Tarifaire :

- seul le GRD peut (demander de) modifier les tarifs. Le Décret Tarifaire ne permet pas à la CWaPE de modifier d'initiative les tarifs en cours de période régulatoire ; et
- les coûts résultants de toute modification des OSP doivent être répercutés dans les tarifs.

L'impossibilité pour le Régulateur de modifier les tarifs approuvés se comprend à la lecture de l'article 4, § 1^{er}, du Décret Tarifaire, selon lequel la compétence tarifaire doit s'exercer de manière à favoriser une régulation stable et prévisible contribuant au bon fonctionnement du marché libéralisé et permettant au marché financier de déterminer avec une sécurité raisonnable la valeur du GRD.

Le Projet de Méthodologie Tarifaire stipule qu'à la demande du GRD ou de la CWaPE, le revenu autorisé budgété fixé *ex-ante* et les tarifs qui en découlent

pourraient être révisés notamment en cas de passage à de nouveaux services ou adaptation de services existants ainsi qu'en cas de circonstances exceptionnelles.

Cette disposition doit être mise en conformité avec l'article 15, §§ 2 à 4, du Décret Tarifaire qui dispose que, à son initiative, le GRD peut introduire une demande d'adaptation du revenu autorisé. Cette disposition ne prévoit pas que la demande de révision se fait à l'initiative de la CWaPE.

Le seuil de 5% du revenu autorisé pour réviser les tarifs n'est pas conforme au Décret Tarifaire.

En vertu de l'article 54 du Projet de Méthodologie Tarifaire, les coûts résultant de la modification des OSP ou de tout autre impôt, taxe, contribution ou surcharge imposée au GRD ne pourront justifier une révision du revenu autorisé que dans la mesure où elles impactent le revenu autorisé annuel à hauteur de 5 %.

Cette disposition n'est pas conforme à l'article 15, § 1er, 1°, § 2 et § 3, du Décret Tarifaire qui prévoit que les coûts résultants de toute modification des OSP doivent être répercutés dans les tarifs.

En outre, sur le plan de la régulation tarifaire, il n'est pas correct que les GRD doivent supporter des coûts liés à des éléments hors de leur champ d'influence tels que les coûts de transport, les modifications des OSP imposées aux GRD, des nouveaux services ou adaptations de services existants (telle que par exemple la mise en conformité du réseau pour la conversion du gaz pauvre vers le gaz riche), ainsi que des effets de prix de marché de l'énergie dans la gestion des OSP et des pertes.

D'un point de vue économique, ORES estime le seuil de 5 % du revenu autorisé annuel n'est économiquement pas viable. [Confidentiel]. Cela représente pas loin de 50 % de la rémunération des fonds propres qui sera accordée dans le futur à ORES, et ce sans tenir compte des pressions sur les coûts qu'impose le Projet de Méthodologie Tarifaire.

Dans le Décret Tarifaire, le seuil de 5% du produit annuel de l'année précédente ne concerne que l'actif ou le passif régulateur cumulé (article 15, § 1^{er}, 2°). Ce seuil de 5% a pour seul effet de déterminer ce qu'est un solde régulateur « important » permettant à la CWaPE de demander une révision des tarifs en vertu de l'article 55 du Projet de Méthodologie Tarifaire et de l'article 15, § 5, du Décret Tarifaire. Ce seuil ne peut pas être légalement prévu à l'article 54 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

L'article 54 du Projet de Méthodologie Tarifaire doit être amendé pour supprimer la modification des tarifs à l'initiative de la CWaPE ainsi que le seuil de 5% du revenu autorisé.

En matière d'achat d'électricité pour les pertes de réseau et les besoins propres, les paramètres de la décision de la CWaPE définissent un couloir de prix trop restrictif qui expose un GRD comme ORES - qui diversifie pourtant correctement ses offres d'achats sur base d'un indice de prix de marché identique à celui proposé par la CWaPE - à un malus.

2.2.8 Articles 45 et 114 – les variables de globalisation doivent être modifiées

ORES formule les remarques suivantes sur les variables de globalisation :

- « Charges nettes liées à la gestion des compteurs à budget » et « Charge nettes liées à la gestion des MOZA et EOC ».

La variable proposée par la CWaPE est le nombre de placements de compteurs à budget ou de demandes de MOZA/EOC traitées par le GRD.

Il convient de préciser que par « traitées » on entend le nombre de points régularisés et coupés au niveau du marché dans le cadre du processus de compteurs à budgets ou des processus MOZA/EOC. Il conviendrait également de tenir compte du nombre de demandes introduites car en prenant uniquement en compte le nombre de demandes traitées, la CWaPE ne tient pas compte du nombre et de la forte variabilité des demandes de placement par les fournisseurs qui ont un impact sur les coûts et les délais de poses de compteurs à budgets. En outre, la définition précise qui sera finalement retenue par la CWaPE devra figurer dans la décision de la CWaPE ; et

- « Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables ».

La variable proposée par la CWaPE est le nombre de dossiers « qualiwatt » et « solwatt » traités par le GRD.

Etant donné que la principale charge variable que nous retrouverons dans cette rubrique est le paiement des primes, ORES souhaite que la variable soit remplacée par le nombre de primes payées.

ORES demande donc de prévoir comme variables de globalisation le nombre de demandes de placement de compteurs à budget ou de demandes de MOZA/EOC qui ont été introduites ainsi que le nombre de primes « qualiwatt » et « solwatt » qui ont été payées.

Titre III. La fixation et le contrôle des tarifs de distribution

3.1 Les tarifs périodiques de distribution et les modèles de grilles tarifaires

3.1.1 Article 58 – Le Projet de Méthodologie Tarifaire doit contenir des règles d'allocation des coûts aux catégories d'URD (articles 3, § 1^{er}, 3°, et 4, § 2, 1°, du Décret Tarifaire)

En vertu de l'article 4, § 2,1° du Décret Tarifaire, la méthodologie tarifaire doit être exhaustive. Or, comme expliqué à la Section 5 de la première partie, le Projet de Méthodologie Tarifaire ne prévoit pas de pas de règles d'allocation des coûts aux catégories d'URD alors qu'il s'agit d'un des éléments imposé par l'article 3, §1^{er}, 3°, du Décret Tarifaire.

Contrairement à la disposition de l'article 3 du Décret Tarifaire, le projet de la CWaPE ne précise pas les catégories de charges devant être couvertes par les différents tarifs, ni les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs, ni encore les règles d'évolution des volumes. Elle laisse donc toutes les options ouvertes quant à la hauteur des tarifs pour les différentes catégories d'utilisateurs de réseau et l'équilibre entre terme fixe/capacitaire/proportionnel.

La décision de la CWaPE doit également clairement préciser les catégories de charges couvertes par les tarifs et leur définition. La répartition des charges entre termes fixes/capacitaires/proportionnels est une dimension essentielle de la méthodologie tarifaire, voire même de la politique énergétique wallonne, qui a été au centre des discussions au Parlement lors de l'adoption du Décret Tarifaire⁶³.

Enfin, le projet de la CWaPE devrait prévoir que les grilles tarifaires peuvent être complétées par les TOC/Tarifs ID. Cette communication ainsi que les tables de conversion entre les tarifs actuels et le service catalogue ATRIAS/MIG6 nous semble essentielle pour la bonne information des fournisseurs. Par ailleurs, toutes les options de facturation disponibles actuellement ne se trouvent pas dans les nouvelles grilles tarifaires. Notamment en prélèvement électricité, par exemple, les tarifs suivants :

- T02 et T16 (50%)
- T15 (BT) et celui de la facturation de la pointe
- T33 et T39 avec exonération de la redevance de voirie pour les tarifs d'échange entre GRD

Les GRD doivent-ils considérer que ces options ne sont plus ouvertes ?

La méthodologie ne reprend pas explicitement la volonté de la CWaPE de supprimer les ristournes, volonté exprimée par la CWaPE lors de la présentation de la méthodologie le 31 mars 2017 (voir présentation, slide 54). ORES pratique les ristournes suivantes :

- Prélèvement Distribution et Transport : Prix plafond ;
- Prélèvement Distribution et Transport E1 – Coefficient de dégressivité
- Exonération de la taxe de voirie pour les bâtiments publics
- Convention de facturation 75% pour le transit entre GRD

Si la volonté de la CWaPE est de supprimer ces ristournes, la méthodologie tarifaire pourrait-elle prévoir explicitement cet aspect ?

En conséquence, la CWaPE doit compléter son Projet de Méthodologie Tarifaire avec des règles d'allocation des coûts aux catégories d'URD. Elle doit préciser les éléments pouvant figurer dans les grilles tarifaires et la suppression ou le maintien de certains tarifs ainsi que du principe de ristourne.

3.1.2 Article 61 – Il faut préciser le délai d'implémentation des tarifs par les fournisseurs

Le projet de la CWaPE stipule que l'entrée en vigueur des tarifs périodiques doit tenir compte d'un délai d'implémentation raisonnable pour les fournisseurs. La décision de la CWaPE devrait préciser ce qu'elle estime comme étant un délai raisonnable. En outre, ORES souligne qu'un change request devra être introduit en ATRIAS dans le mesure où les modifications nécessitent un développement non prévu initialement. Il convient donc également de tenir compte d'un délai raisonnable d'implémentation pour les GRD.

⁶³ C.R.A.C., Parl, w., 2016-2017, n°21.

3.1.3 Article 64, § 2a) - Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution en électricité : le terme capacitaire doit être reconsidéré

ORES avait souligné lors de la réunion du groupe de travail du 2 février 2017 que cette mesure allait générer une recette beaucoup moins prévisible pour les GRD qu'auparavant. Pour calculer le tarif, ORES devra se baser sur une puissance maximale mensuelle résultant de la moyenne des puissances maximales mensuelles mesurées historiquement. La nouvelle méthode de tarification a pour but d'inciter à une meilleure gestion (et donc une réduction) des pointes maximales mensuelles. Les pointes historiques risquent donc d'être surestimées. Il conviendra d'intégrer un facteur de correction pour tenir compte de cet effet sous peine de générer un actif régulateur important dans le chef du GRD. En outre, la CWaPE indique qu'il s'agit de la pointe maximale mesurée pendant les heures de pointes. La CWaPE peut-elle préciser ce qu'elle entend par les heures de pointes, s'agit-il des heures pleines ? ORES souligne également que l'impact de l'implémentation de ce tarif au niveau d'ATRIAS doit encore être étudié.

ORES rappelle qu'il est indispensable de préparer dès maintenant l'intégration de nouvelles charges électriques (véhicules électriques, pompes à chaleur, croissance du photovoltaïque) dans le réseau. Sans une approche tarifaire adéquate, l'arrivée de ces nouvelles charges électriques risque d'accroître sensiblement le gridfee du client final. ORES est convaincue que cette augmentation n'est pas inéluctable et a présenté à la CWaPE, en date du 14 février 2017, une vision tarifaire à long terme en la matière. ORES soutient une évolution fondamentale des tarifs vers des tarifs incitatifs et reflétant les coûts engendrés chez le GRD. La proposition d'ORES prévoit, pour la période 2019-2023, un terme fixe accru pour l'ensemble de la clientèle basse tension, terme fixe permettant de faire contribuer déjà partiellement les prosumers. L'approche présente le gros avantage d'être non discriminatoire et compatible avec l'étape ultérieure de la vision exprimée, vision également compatible avec la transition vers un compteur intelligent. ORES a compris que la CWaPE n'est pas favorable à la vision présentée par ORES dans sa phase 2019-2023. Celle-ci est pourtant toujours possible dans le cadre du présent projet qui ne définit en rien ce que sont les équilibres entre les termes fixes/capacitaires/proportionnels des tarifs.

le Projet de Méthodologie Tarifaire devrait préciser les catégories de charges qui peuvent être reprises sous les termes fixes/capacitaires/proportionnels. ORES demande aussi à la CWaPE de reconsidérer son projet de tarif capacitaire.

3.1.4 Article 64, §2b – L'entrée en vigueur du tarif prosumer doit être reportée jusqu'au déploiement des compteurs intelligents

La tarification du prosumer risque d'inciter fortement celui-ci à demander le placement d'un compteur à double sens. Ce sera principalement le cas des URD pour lesquels la consommation est supérieure ou largement supérieure à la production. Ceux-ci ont en effet une forte probabilité d'auto-consommer davantage que les 37% mentionnés à l'article 64.

ORES s'attend donc à devoir gérer un nombre important de demandes dès l'entrée en vigueur du tarif prosumer, voire préalablement à celle-ci.

Afin de permettre aux prosumers d'exercer leur droit d'être tarifés sur base de leur auto-consommation réelle, il est indispensable de faire le parallèle entre le timing du déploiement des compteurs communicants et l'entrée en vigueur du tarif prosumer. De plus, cela réduira d'autant le coût du déploiement des compteurs communicants chez les prosumers. Dans le cas présent, le compteur électronique non-smart (qui ne peut de toute manière pas être disponible dans les volumes et délais requis) risque de n'être utilisé que quelques années. ORES demande dès lors une discussion avec la CWaPE sur le report de l'entrée en vigueur de ce tarif.

En outre, ORES souligne qu'il n'est pas clair à ses yeux si la notion de « Puissance nette développable de l'installation exprimée en kW_e » fait référence à la puissance de l'installation PV ou à la puissance de l'onduleur PV⁶⁴. La phrase « *Un prosumer, pour autant qu'il dispose d'un compteur réseau permettant d'enregistrer ses prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau, peut faire le choix chez son gestionnaire de réseau de distribution d'une tarification de réseau applicable sur la base de ses prélèvements bruts mesurés* » permet à un client disposant d'un compteur double sens d'être facturé néanmoins sur base du forfait. Cette possibilité risque de complexifier fortement la gestion marché si l'on autorise le changement de régime à tout moment. ORES demande à ce qu'il soit précisé que, dès l'instant où un client demande un compteur double sens, c'est le prélèvement réel - et non plus le forfait - qui lui est facturé. Il pourrait par exemple être envisagé de renverser le raisonnement : le prélèvement réel est facturé par défaut. En l'absence de mesure du prélèvement réel, un prélèvement forfaitaire est calculé.

ORES demande à la CWaPE de reporter l'entrée en vigueur du tarif prosumer et de supprimer la possibilité de changement de régime et toute possibilité d'appliquer un tarif forfaitaire en cas de nouvelle demande de placement d'un compteur double sens.

3.1.5 Article 64, §3 – Le terme fixe du tarif pour l'utilisation du réseau en électricité doit dépendre du type de compteur

En électricité, selon les tarifs tels qu'ils sont constitués actuellement, seul le tarif mesure et comptage est exprimé sous la forme d'un terme fixe en EUR/an. Il s'agit cependant d'un terme fixe qui varie en fonction du type de compteur et non pas en fonction du niveau de tension. Les URD appartenant au même niveau de tension ne disposent actuellement pas tous du même type de compteur (AMR/MMR/YMR). ORES propose de restaurer la dimension type de compteur pour le terme fixe dans les grilles tarifaires proposées par la CWaPE.

Comme souligné ci-dessus, le Projet de Méthodologie Tarifaire devrait en outre préciser les catégories de charges qui peuvent être reprises sous les termes fixes/capacitaires/proportionnels.

3.1.6 Article 64, §4 – Le terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau en électricité

⁶⁴ Voir la section 1.1.2 ci-dessus.

A nouveau, la remarque formulée ci-dessus est également d'application : la méthodologie tarifaire devrait préciser les catégories de charges qui peuvent être reprises sous les termes fixes/capacitaires/proportionnels. Le terme proportionnel couvre-t-il les tarifs actuels qui correspondent aux pertes en réseau, gestion système ainsi que la surcharge pour les pensions complémentaires non capitalisées ? Peut-il couvrir d'autres aspects ? Actuellement ces tarifs ne sont pas différenciés en fonction des périodes tarifaires. Est-ce bien l'intention de la CWaPE d'introduire cette différenciation ? Cette différenciation est-elle obligatoire, sur quelle base doit-elle être réalisée ? ORES n'applique pas de tarif proportionnel au groupe de clients TransMT. Sur base du projet de la CWaPE, ORES peut-elle appliquer un tarif nul comme c'est le cas actuellement ? La décision de la CWaPE devrait préciser ces différents aspects.

ORES demande également que, pour assurer la transparence de la facture et si la CWaPE maintient sa position selon laquelle ces charges sont non-contrôlables dans le chef des GRD, que la surcharge pour les pensions complémentaires capitalisées soit reprise séparément des autres tarifs.

En conséquence, la CWaPE doit compléter son Projet de Méthodologie Tarifaire sur le terme proportionnel.

3.1.7 Article 65, §1^{er} – Le tarif pour les OSP

ORES attire l'attention de la CWaPE sur le fait qu'imputer les frais d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique aux niveaux de tension en amont de la basse tension constitue une rupture par rapport à la pratique du passé où tous les coûts d'OSP étaient imputés à la basse tension. Cela va avoir pour effet d'augmenter les tarifs de ces groupes de clients. Comme pour les autres coûts, la méthodologie tarifaire doit préciser les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs du réseau (conformément à ce que prévoit l'article 3, §1^{er}, 3°, du Décret Tarifaire). En bonne gouvernance, cette décision ne peut pas être laissée aux GRD.

3.2 Les tarifs non périodiques de distribution

3.2.1 Articles 69 à 73 – Les tarifs de prélèvements pour les projets innovants

Le Décret Tarifaire prévoit, en son article 21, que :

« La CWaPE peut adopter, pour une durée limitée dans le temps, des règles de marché et des règles tarifaires spécifiques pour des zones géographiques ou électriques délimitées développées spécifiquement pour la réalisation de projets pilotes innovants et en particulier pour le développement de solution à la problématique de connexion des productions décentralisées aux réseaux de distribution. ».

Dans sa méthodologie tarifaire, la CWaPE donne une interprétation très restrictive de cet article qui pourrait uniquement déboucher sur des règles tarifaires spécifiques de prélèvement basées sur les concepts de capacité flexible et de capacité permanente. Cette interprétation restrictive appelle au minimum les commentaires suivants :

Premièrement, l'absence de justification suffisante de la CWaPE permettant de comprendre pourquoi une interprétation unique est donnée de cet article.

Deuxièmement, une absence de justification concernant la manière dont ces règles spécifiques permettent « le développement de solution à la problématique de connexion des productions décentralisées aux réseaux de distribution. »

Troisièmement, le fait que par cette interprétation la CWaPE détermine a priori le type de projets pilotes innovants qui pourraient être menés sur base de l'article 21, et disqualifie *de facto* des projets innovants actuels ou futurs qui répondraient aux critères de l'article 21 du décret mais pas à la proposition tarifaire de la CWaPE.

Selon ORES, l'interprétation donnée par la CWaPE de l'article 21 du décret n'est au mieux qu'une des interprétations possibles de ce décret et ne doit en rien préjuger des décisions que la CWaPE prendrait par rapport à des demandes d'application de l'article 21 pour des projets répondants aux critères de l'article 21.

A titre illustratif, ORES souhaite citer le projet pilote E Cloud soutenu par la Région wallonne dans le cadre du Plan Marshall qui répond aux critères de l'article 21 (et nécessite une application de celui-ci). Ce projet a pour objectif de tester, dans le cadre d'un projet pilote, une règle de marché spécifique, à savoir le calcul de l'autoconsommation de manière locale et agrégée entre plusieurs entreprises partenaires.

Concernant la pertinence d'une application éventuelle des notions de capacité permanente et de capacité flexible aux tarifs de prélèvement, il convient de souligner qu'étant donné que, à ce jour, aucun risque de congestion causé par des URD n'a été détecté, il n'y a donc aucun besoin en capacité flexible de prélèvement chez les URD, sur base de la notion existant actuellement. Financièrement parlant, ce besoin est également inexistant : d'une part tout consommateur à qui le GRD proposerait un tel tarif serait donc tenté de choisir le tarif le plus faible, c'est-à-dire 100% de capacité flexible, sachant que le risque de limitation de la capacité est nul. D'autre part, ORES ne dispose pas de budget complémentaire pour couvrir la perte de revenus liée à un tel tarif. En conclusion, le tarif proposé nous semble, complémentairement aux remarques de principe ci-dessous, inadéquat au niveau technique et financier. Dès lors, bien que l'Arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière prévoit les concepts de capacité permanente et de capacité flexible dans le cadre du raccordement d'unités de production et de leur injection sur le réseau, une application « pure et simple » de ces concepts au prélèvement ne nous semble pas pertinente. Enfin, le fait que la proposition de la CWaPE se limite à la moyenne tension ne tient pas compte du fait que les défis liés à l'électrification future du réseau se feront ressentir principalement en basse tension. Sans compteur intelligent ni tarif incitatif à rester dans une capacité pré-contractée, des surcoûts très importants à charge de la collectivité sont pressentis. Cet état de fait a déjà été

présenté par ORES à la CWaPE. Les notions de capacité permanente et flexible telles qu'imaginées dans la proposition tarifaire de la CWaPE ne sont donc ni pertinentes ni applicables.

Pour ces motifs, il y a lieu pour la CWaPE de reconsidérer sa position sur les tarifs pour projets innovants.

3.2.2 Articles 74 à 77 et 85 à 89 – Tarifs d'injection en électricité et gaz

A nouveau, toute la charge du benchmarking (tarif électricité) est mise chez les GRD sans même spécifier la méthodologie de benchmarking et sans savoir comment celui-ci sera organisé (récolte des données, etc.) entre GRD.

ORES souligne en outre que les tarifs d'injection et les volumes concernés doivent être connus au moment de l'élaboration des enveloppes de revenus autorisés - et donc dans le courant du dernier trimestre 2017 si les GRD veulent pouvoir ventiler correctement celles-ci entre prélèvement et injection.

ORES souligne à ce sujet que malgré le travail en deux étapes (budgets des revenus autorisés pour le 1^{er} janvier et élaboration des tarifs une fois ces budgets approuvés), les tarifs non périodiques devront également être connus (et approuvés ?) au moment de l'établissement des enveloppes de revenu autorisés puisqu'ils influencent ces dernières. Alternativement, ces aspects doivent être reportés à une phase ultérieure de la procédure. La méthodologie de la CWaPE doit préciser la procédure à suivre en la matière.

La définition des tarifs d'injection en gaz fait appel à de nouvelles notions (par exemple, notion de rebours) qu'il conviendra de définir plus précisément.

La méthodologie de la CWaPE doit préciser la procédure à suivre en la matière.

3.2.3 Article 78 – Catégories tarifaires en gaz

L'article 78 semble indiquer un passage d'une catégorisation par groupe de clients (au sein desquels plusieurs tranches tarifaires et plusieurs types de compteur existent) à une catégorisation par groupe tarifaire. La catégorisation actuelle est la suivante :

	YMR	MMR	AMR
0 - 5.000	T1	T1	
5.001 - 150.000	T2	T2	
150.001 - 1.000.000	T3	T3	
1.000.000 - 10.000.000	T4	T4	T5 = T4o
> 10.000.000		T4	T6

GC1 < 1 GWh/an

GC2 entre 1 GWh/an et 10 GWh/an

GC3 > 10 GWh/an

La catégorisation décrite à l'article 78 de la méthodologie ne prévoit pas tous les cas de figure existants actuellement. Qu'en est-il par exemple d'un client T4 avec consommation > à 10 GWh/an avec appartenance au groupe de clients 3 comme possible actuellement ?

3.2.4 Article 80, §3 – Le terme fixe du tarif pour l'utilisation du réseau en gaz

En gaz, selon les tarifs tels qu'ils sont constitués actuellement, une partie du tarif d'acheminement pour toutes les tranches de consommation ainsi que le tarif mesure et comptage sont exprimés sous la forme d'un terme fixe en EUR/an.

Pour le tarif mesure et comptage, il s'agit cependant d'un terme fixe qui varie en fonction du type de compteur et non pas en fonction de la catégorie tarifaire. Les utilisateurs du réseau appartenant à la même catégorie tarifaire ne disposent actuellement pas tous du même type de compteur.

ORES propose de restaurer la dimension type de compteur pour le terme fixe dans les grilles tarifaires proposées par la CWaPE.

3.2.5 Article 80, §4 – Le terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau en gaz

La CWaPE pourrait-elle confirmer que tous les tarifs existants et facturés actuellement mais non repris aux articles 80 à 82 de la présente méthodologie sont inclus, par déduction, dans le tarif pour utilisation du réseau de distribution (terme proportionnel) repris à l'article 80, §3, de la présente méthodologie ? ORES peut-il inclure d'autres éléments dans ce terme fixe ?

3.2.6 Article 84 – Le tarif CNG

La décision de la CWaPE doit préciser selon quelle méthodologie le calcul du tarif CNG uniforme doit être réalisé. A nouveau, le niveau de tarif doit être connu afin de déterminer le revenu autorisé qui sera affecté à ce tarif.

Titre IV. Le calcul et le contrôle des écarts entre le budget et la réalité

4.1 Le traitement des écarts

4.1.1 Articles 107 à 110 et annexe 11 – achat d'énergie pour les pertes, les besoins propres et achat des CV

ORES adopte une approche d'opportunité pour ses achats : sur base d'un suivi du marché, ORES passe des ordres d'achat à des moments jugés favorables. Afin de lisser les risques, ORES répartit la fixation des prix d'une année sur 20 à 30 ordres d'achats. L'indice Endex est une référence adéquate qu'ORES utilise dans tous ses marchés d'achat d'électricité. Il s'agit de l'indice Cal, année calendrier.

ORES est cependant d'avis que les formules proposées par la CWaPE sont trop restrictives pour les deux raisons suivantes :

1. La CWaPE comparera les prix des achats à une moyenne *a posteriori* sur deux ans. ORES doit donc battre le marché et gérer le risque dans ce contexte pour éviter un malus ; et
2. [Confidentiel]

ORES souligne finalement que le risque financier qui serait supporté par le GRD en cas de décision ultérieure de la CWaPE de permettre un processus de réconciliation des certificats verts devra être considéré comme non maîtrisable par le GRD, tant pour le rest-term que pour la réconciliation du fournisseur social et X.
--

Titre V. La fixation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport

5.1 Les charges, les tarifs de refacturation et les modèles de grilles tarifaires

5.1.1 Articles 126 à 133 et 141 – Le Décret Tarifaire ne contient pas de disposition permettant de mettre en œuvre la péréquation du transport proposée par la CWaPE

Dans son étude CD-16j19-CWaPE-0016 sur 'la possibilité d'harmoniser progressivement les tarifs de distribution et le coût des obligations de service public et les prélèvements publics régionaux en visant à rationaliser les coûts et à préserver les investissements sur l'ensemble du territoire' du 26 octobre 2016, la CWaPE a proposé d'introduire une péréquation tarifaire du transport dans un délai de 5 ans. Pour ce faire, la CWaPE avait en outre attiré l'attention sur la nécessité d'adapter le cadre législatif (à savoir le Décret Tarifaire aujourd'hui), les dispositions du Décret Electricité ne permettant pas de mettre en œuvre la péréquation du transport proposée par la CWaPE. Concernant le transport, la CWaPE avait en outre souligné la nécessité de prendre des hypothèses prévisionnelles uniformes sur l'ensemble du territoire wallon : les taux de pertes en réseau, les volumes d'injections locales et le taux de foisonnement. Dans sa proposition, la CWaPE aurait été responsable, sur base des hypothèses communiquées par les acteurs de marché (GRD et ELIA), de convertir les tarifs ELIA en tarifs uniques applicables à l'ensemble des GRD wallons.

ORES avait émis pour principales remarques que :

1. la péréquation des tarifs de transport constitue avant tout un choix politique sur lequel il ne lui appartient pas de se prononcer ;
2. au-delà de l'adaptation du Décret Tarifaire suggérée par la CWaPE, une analyse juridique approfondie du Décret Tarifaire s'impose ;
3. la préoccupation principale d'ORES reste que les tarifs de transport permettent de couvrir au plus juste les coûts supportés par ORES et que l'opération de cascade soit neutre et transparente au niveau des coûts des GRD. Sans aller jusqu'à la péréquation, ORES soutient tout effort d'harmonisation des tarifs entre les GRD ; et
4. les soldes qui se créent individuellement au sein de chaque GRD doivent être répercutés le plus rapidement possible dans les tarifs et les soldes doivent être minimiser lors de l'élaboration de ces tarifs.

ORES s'étonne par conséquent de lire dans le Projet de Méthodologie Tarifaire que la responsabilité d'organiser l'ensemble des modalités de la péréquation des tarifs de transport incombe entièrement aux GRD, dans un délai imparti extrêmement court et, à la connaissance d'ORES, en l'absence de toute modification du cadre législatif sollicitée par la CWaPE auprès des autorités compétentes.

En outre, l'article 141 du Projet de Méthodologie Tarifaire fait référence à des lignes directrices qui seront édictées par la CWaPE pour tout ce qui concerne le contenu de la proposition du solde régulateur global de transport, d'affectation et de révision du tarif pour les soldes régulateurs de transport.

ORES rappelle que les budgets liés au transport sont des budgets très importants. [Confidentiel]. ORES ne peut supporter aucun risque financier ou juridique lié à la cascade des coûts de transport.

Le Projet de Méthodologie Tarifaire doit organiser les modalités du mécanisme de péréquation : organisation des responsabilités entre GRD, calendriers réalistes pour les GRD, échanges d'informations entre GRD et ELIA et règles de calculs. Notamment, comme pour les autres tarifs et les autres coûts, les règles d'évolution des volumes et des répartitions des coûts entre groupes de clients doivent être reprises dans la méthodologie tarifaire afin de ne pas biaiser *ex-post* la répartition des soldes entre GRD.

En ce qui concerne les lignes directrices, ORES rappelle que la méthodologie tarifaire doit être exhaustive et transparente de manière à permettre aux GRD d'établir leurs propositions tarifaire sur cette seule base. L'élaboration de simples lignes directrices tarifaires n'est pas conforme à ce principe.

Titre VI. Autres remarques inhérentes à la méthodologie tarifaire

Comme l'indique la CWaPE dans son étude à propos de 'la régulation tarifaire des gestionnaires de réseau wallons par la CWaPE'⁶⁵, la méthode revenue-cap doit mener à des besoins d'informations moins importants, ce qui doit réduire les coûts administratifs pour le régulateur et les entreprises régulées. La pratique en Flandre va en tous cas dans ce sens. Or ORES constate

⁶⁵ CWaPE, *Etude CD-12j29-CWaPE du 29 octobre 2012 à propos de 'la régulation tarifaire des gestionnaires de réseau de distribution wallons par la CWaPE'*, p. 52.

qu'en terme de reporting, le projet de la CWaPE est encore bien plus lourd que le modèle appliqué aujourd'hui. La proposition de la CWaPE comprend un reporting très détaillé des coûts dont ORES comprend mal l'intérêt, voire même qui est contradictoire avec la philosophie d'une méthodologie de type revenue-cap. Dans un contexte de maîtrise des coûts et étant donné la méthodologie de type revenue-cap que la CWaPE souhaite introduire, c'est un modèle de rapport allégé qui se justifie. De manière générale, le modèle de rapport devrait prévoir le calcul d'une enveloppe globale autorisée (empilement de RemCI/charges financières, amortissement, coûts contrôlables/non contrôlables) et non pas considérer un plafonnement individuel de chaque composante et imposer aux GRD de détailler les coûts sous le plafond de chaque composante (RemCI/charges financières, amortissement, coûts contrôlables/non contrôlables). Sauf pour les coûts où un solde régulateur doit être calculé, ce niveau de détail est en contradiction flagrante avec une méthodologie de type revenue-cap dont l'essence est le respect d'une enveloppe globale plafonnée, avec une liberté de manœuvre laissée aux GRD quant à l'affectation des coûts faite au sein de cette enveloppe. Outre l'aspect gestion/lourdeur administrative, les intentions de la CWaPE en terme de régulation et de contrôle/acceptation de ces coûts détaillés ne sont pas claires.

ORES comprend le besoin de la CWaPE de bénéficier d'un certain niveau de détail pour établir le revenu autorisé de départ. En revanche, ORES ne comprend pas le besoin, exprimé par la CWaPE au travers du modèle de rapport, qui consiste à tracer chaque coût avec un niveau de granularité maximal (exemple des frais d'impression qu'il faut pouvoir identifier au niveau des coûts OSP d'URE d'un secteur tarifaire spécifique). Dans chaque société, tous les coûts indirects et les frais généraux sont répartis par clé et fréquemment par cascade. Une clé est une question de convention et il n'y a pas de vérité absolue en la matière, tout est par essence discutable et répond à des logiques de gestion. Par contre, ces considérations n'ont aucune valeur ajoutée lorsqu'il s'agit de juger de la pertinence de la dépense, et encore moins lorsqu'il est question de revenue-cap.

Compte tenu de tout cela, ORES propose que le détail des coûts souhaité par la CWaPE soit renseigné avant toute répartition vers les différentes composantes et vers les différents secteurs tarifaires. Au travers d'une annexe ou d'un tableau spécifique, ORES s'engage évidemment à réconcilier le total détaillé des coûts avec les composantes par secteur mais sans tracer individuellement chaque coût. Tout ceci fait sens, d'autant plus dans un modèle revenue-cap qui considère presque exclusivement les activités prestées par les GRD comme étant des coûts contrôlables. A partir de ce constat, ORES ne perçoit pas du tout l'intérêt d'identifier un niveau de granularité maximal au niveau des composantes tarifaires par secteur.

La proposition d'ORES pourrait être schématisée comme ceci :

VISION COMPTABILITE GENERALE

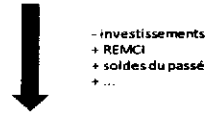
ORES SCRL	
60 Approvisionnements et marchandises	X M€
61 Services et biens divers	X M€
610.....	X M€
611.....	X M€
612.....	X M€
.....	X M€
.....	X M€
.....	X M€
.....	X M€
72 Production immobilisées	X M€
74 Autres produits d'exploitation	X M€
.....	X M€
TOTAL FACTURE DE GESTION	X M€

VISION COMPTABILITE ANALYTIQUE

ORES ASSETS NAMUR ELECTRICITE				
Facture de gestion		Ores Assets		Total
Opex C	X M€	Opex C 61	X M€	X M€
		63	X M€	X M€
		64	X M€	X M€
		...		
Opex NC	X M€	Opex NC 61	X M€	X M€
		63	X M€	X M€
		64	X M€	X M€
		...		
OSP	X M€	OSP 61	X M€	X M€
		63	X M€	X M€
		...		
Invest	X M€	Invest	X M€	X M€
TOTAL	X M€	TOTAL	X M€	X M€

ORES ASSETS HAINAUT ELECTRICITE				
Facture de gestion		Ores Assets		Total
Opex C	X M€	Opex C 61	X M€	X M€
		63	X M€	X M€
		64	X M€	X M€
		...		
Opex NC	X M€	Opex NC 61	X M€	X M€
		63	X M€	X M€
		64	X M€	X M€
		...		
OSP	X M€	OSP 61	X M€	X M€
		63	X M€	X M€
		...		
Invest	X M€	Invest	X M€	X M€
TOTAL	X M€	TOTAL	X M€	X M€

TOTAL DES SECTEURS ORES ASSETS				
Facture de gestion		Ores Assets		TOTAL
TOTAL	X M€	TOTAL	X M€	X M€



REVENU AUTORISE GLOBAL ORES
Charges nettes contrôlables
Charges nettes contrôlables hors OSP
Charges nettes contrôlables OSP
Charges et produits non contrôlables
Hors OSP
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique
.....
OSP
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre
.....
Charges nettes contrôlables hors projets spécifiques
Marge disponible
Hors OSP
OSP
Quota part des soldes d'opérations antérieures
TOTAL

Le modèle de rapport est basé sur une vision de comptabilité générale (coût à l'origine). Comme nous l'avons souligné lors du GT du 2 février 2017, une telle vision ne peut être utilement fournie qu'au niveau d'ORES SCRL, les deux flux énergétiques confondus. Une découpe est ensuite opérée afin de faire apparaître pour chaque secteur et chaque flux énergétique les éléments dans une vision plus analytique utile à la détermination des soldes (coûts contrôlables, non-contrôlables, OSP, etc.).

ORES reprend ci-dessous et dans les tableaux qui figurent en Annexe 4 quelques remarques qui ont pour but d'illustrer les commentaires de principes formulés ci-dessus et de mettre également en évidence une série de points/questions pratiques relevés lors l'analyse des modèles de rapport. Cette liste de points ne peut en aucun cas être considérée comme exhaustive : d'autres remarques sont susceptibles d'être formulées une fois que les modèles de rapports auront été remplis de manière exhaustive et ainsi que lorsque des réponses auront été formulées par la CWaPE aux remarques initiales faites par ORES.

Données agrégées ou par secteur ?

Comment la CWaPE voit-elle pratiquement l'organisation des dossiers étant donné que certains tableaux sont agrégés et d'autres par secteur.

Des problèmes sont rencontrés à ce propos, (dans les MDR Ex Ante Revenu Autorisé , Ex Post et dans le Business Plan).

ORES demande à la CWaPE de vérifier la cohérence et si nécessaire de préciser le traitement des données agrégées et des données par secteur au travers des différents modèles de rapport et annexes.

Problème de liens/formules au sein des MDR

Lors de l'analyse des modèles de rapport , des liens avec des fichiers inconnus ont été identifiés (par exemple, dans le Business Plan et dans le MDR Ex Post Gaz).

Concernant les formules, des erreurs ont d'une part été identifiées, (par exemple dans le MDR Ex Post), ainsi que des formules manquantes (T10.1 du MDR Ex Ante et T3.1. MDR Ex Post).

ORES demande à la CWaPE de vérifier la provenance des données et compléter/vérifier les formules au travers des différents modèles de rapport et annexes.

Illustrations de la lourdeur des reportings

Amortissements (Tableaux 6, 6.1, 6.2, 6.3 du MDR Ex Ante _revenu autorisé)

La valeur de la RAB 2020 à 2023 reprise dans ces tableaux évolue en fonctions d'investissements découlant du plan d'adaptation approuvé et des amortissements découlant de ces investissements.

Par contre, la CWaPE impose pour la détermination du revenu autorisé un niveau d'amortissements découlant l'application d'un pourcentage d'indexation. Comme déjà mentionné, il s'agit là d'une contradiction totale des principes.

Cela engendrerait en outre une difficulté pour concilier un revenu autorisé global et des chiffrages détaillés par catégories de coûts : les prévisions d'amortissements découlant de l'application du

dernier Plan d'adaptation approuvé allant très certainement s'éloigner de la détermination du niveau d'amortissements autorisés en fonction des paramètres d'évolution. Les GRD seraient donc amenés à gérer deux versions d'amortissements en fonction des tableaux à remplir.

Split des soldes du passé (Tableau 8 du MDR Ex Ante _revenu autorisé)

Il est demandé de spliter les soldes 2008 à 2016 entre solde de distribution/solde cotisation fédérale/solde transport hors cotisation fédérale. ORES ne dispose pas de ce split pour les soldes du passé.

De plus, sauf erreur de la part d'ORES, ce split ne sera pas utilisé dans la détermination des tarifs 2019-2023.

Chiffrage détaillé de postes bilantaires (Tableaux 9, 9.1, 9.2, 9.3 MDR Ex Ante _revenu autorisé)

Si l'évolution des immobilisations, et donc de la RAB, est nécessaire dans le processus de détermination du revenu autorisé, ORES ne comprend pas l'utilité de réaliser des projections très détaillées d'autres postes bilantaires (comme les créances, les provisions,) jusque 2023, étant donné que le BFR et les FP n'interviennent plus dans les calculs.

Chiffrage du Business Plan et rédaction de la note accompagnatrice (Annexe 1 au MDR Ex Ante _revenu autorisé)

L'idée qui transparait du business plan est de donner l'évolution de charges composant le revenu autorisé pour les années de 2019 à 2023 sur base notamment d'estimations et d'hypothèses faites par le GRD et de les comparer aux charges formellement reprises dans le MDR Ex Ante Revenu Autorisé, se basant sur les évolutions prévues par la méthodologie tarifaire 2019-2023.

Cela revient à procéder à un chiffrage de différents éléments du revenu autorisé en suivant l'approche « cost + » en ce compris les estimations détaillées des bilans et de toutes les charges liées . Et ce en plus du chiffrage en suivant l'approche « revenue-cap » déjà effectué pour remplir le MDR Ex Ante.

Ce travail supplémentaire est excessivement lourd. Par exemple, cela nécessite un double chiffrage des charges financières : celui découlant d'hypothèses de financement retenues par les GRD afin de couvrir ses besoins de financement à chiffrer précisément également et celui découlant de l'application de la formule $WACC \times RAB$. Un autre exemple est la gestion de la présentation du portefeuille d'emprunts qui est très lourde vu le nombre d'emprunts du passé.

La rédaction de la note accompagnatrice est également une surcharge de travail importante qui in fine n'a que peu de valeur ajoutée pour la détermination du revenu autorisé qui servira effectivement de base aux tarifs .

Les difficultés pratiques sont également importantes (comme par exemple la gestion informatique de 2 bases de données pour chacun des secteurs : 1 pour chaque approche).

Mise à jour du Business Plan (Annexe 8 MDR Ex Post)

Lors du processus Ex Post, la CWaPE prévoit la « Mise à jour des données relatives aux coûts contrôlables du business plan 2019-2023 ». Qu'entend la CWaPE par cette mise à jour ? Les

estimations budgétaires des coûts contrôlables sont censées évoluer selon l'indice santé et le facteur X. La méthodologie ne prévoit pas de ré-indexation, ni de révision ex post des contrôlables.

Présentation des données des 5 dernières réalités (exemple : Tableaux 1, 9 et 11 du MDR Ex Post)

La demande va nécessiter des modifications des systèmes informatiques de reporting ainsi qu'un retraitement manuel des données pour que celles-ci puissent être intégrées dans les nouveaux MDR. A titre d'exemples :

- des OSP vont devoir passer du statut non contrôlable à contrôlable (MDR ex Post 2016 à MDR Ex ante 2019-2023) ;
- les données des réalités 2015 à 2017 voire 2018 suivent une découpe Primaire/Secondaire qui est maintenant abandonnée dans les nouveaux MDR.

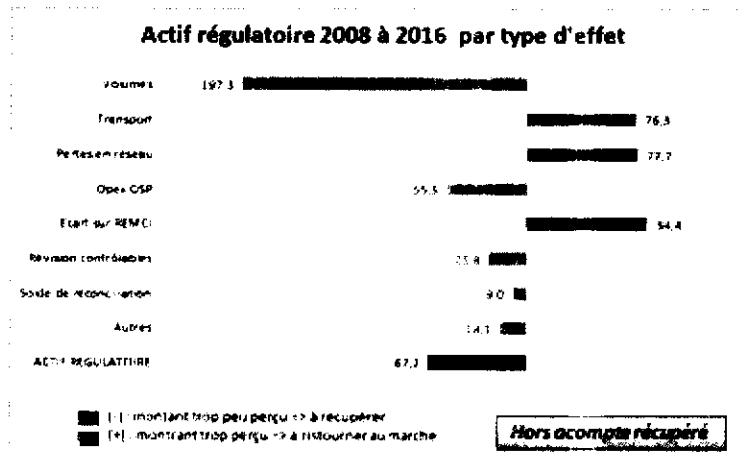
En outre, est-il bien nécessaire de fournir un historique de 5 années de réalité alors que dans les MDR Ex Post actuels seules deux années sont demandées ?

ANNEXE 1 : Principaux critères de rating de l'agence Moody's

Annexe – Moody's

Contexte réglementaire et cadre de propriété des actifs	40%	Stabilité et prédictibilité du régime réglementaire	15%
		Caractéristiques de propriété des actifs	5%
		Récupération des coûts et investissements (capacité et rapidité)	15%
		Risque de revenus	5%
Taille et complexité du programme d'investissements	10%		
Politique financière	10%		
Endettement et couverture	40%	ICR	10%
		Net Debt/RAB	12,5%
		FFI/Net Debt	12,5%
		RCR/Net Debt	5%

ANNEXE 2 : Actif réglementaire 2008 à 2016 par type d'effet pour la distribution d'électricité



ANNEXE 3 : Comparaison des CMPC dans différents pays (limitrophes) et de Flandre

1. La méthode pour déterminer un CMPC

Pour fixer les composantes du taux de rémunération des actifs (CMPC), la plupart des régulateurs se fondent sur un rapport de consultant détaillant et justifiant de manière très circonstanciée les choix et les calculs opérés pour la définition et la valorisation des composantes (taux sans risque, asset/équity beta, primes de risques, etc.) du paramètre CMPC. Ces rapports de consultant débouchent sur l'estimation d'une fourchette basse et haute pour les différentes composantes, fourchette soumise à consultation et à la suite de laquelle un choix est opéré par le régulateur dans sa décision tarifaire⁶⁶. Cette manière de procéder témoigne d'une attitude prudente des régulateurs pour aboutir à la fixation de valeurs stables et robustes des composantes du CMPC. L'estimation du CMPC nécessite en effet un jugement de la part du régulateur en présence d'incertitudes et d'une multitude d'approches différentes pour fixer les valeurs des différentes composantes du CMPC. Oxera souligne à ce sujet :

"Estimating the WACC involves both judgement (choosing between options we know-e.g. the maturity of debt) and uncertainty (dealing with things we don't know-e.g. the forward looking equity market)."⁶⁷

Cette approche prudente conduit ensuite le régulateur dans la plupart des cas à choisir un CMPC dans la partie haute de la fourchette. Plus loin, Oxera note à ce sujet :

"In practice, economic regulators around the world have tended to choose a point estimate for the regulatory cost of capital (i.e. the WACC) that is above the midpoint of the estimated range. The typical justification for this approach is that the total costs to society of setting a low WACC will include a risk of underinvestment. Therefore, the total costs to users of setting the WACC 'too low' are considered to be greater than the costs of setting the WACC 'too high' (in the form of higher price and potential overinvestment)."

Dans son étude pour le régulateur irlandais CER⁶⁸, le consultant Europe Economics suit également une même approche raisonnable et prudente et justifie le choix d'opter pour un CMPC au-dessus du milieu de la fourchette en pointant l'asymétrie des conséquences d'un choix entre un CMPC trop bas et un CMPC trop haut :

"Too high a cost of capital, and consumers today pay a little more than would occur in a competitive market. Too low a cost of capital, and consumers tomorrow miss out on the benefits of investment and innovation that does not occur. The latter costs are generally recognized as significantly exceeding the former. Consequently, Europe Economics recommends that the regulatory cost of capital should be set above the central estimate of the market cost of capital."

ORES déplore qu'une approche comparable, prudente où le régulateur explique et justifie ses choix en présence des nombreuses incertitudes sur la fixation des différentes composantes afin d'obtenir une estimation stable et robuste du CMPC, est absente dans le chef la CWaPE. Si une (de) telle(s) étude(s) existe(ent), elle(s) aurai(en)t dû(s) être transmise(s) à ORES afin qu'ORES puisse juger la proposition de la CWaPE en connaissance de cause.

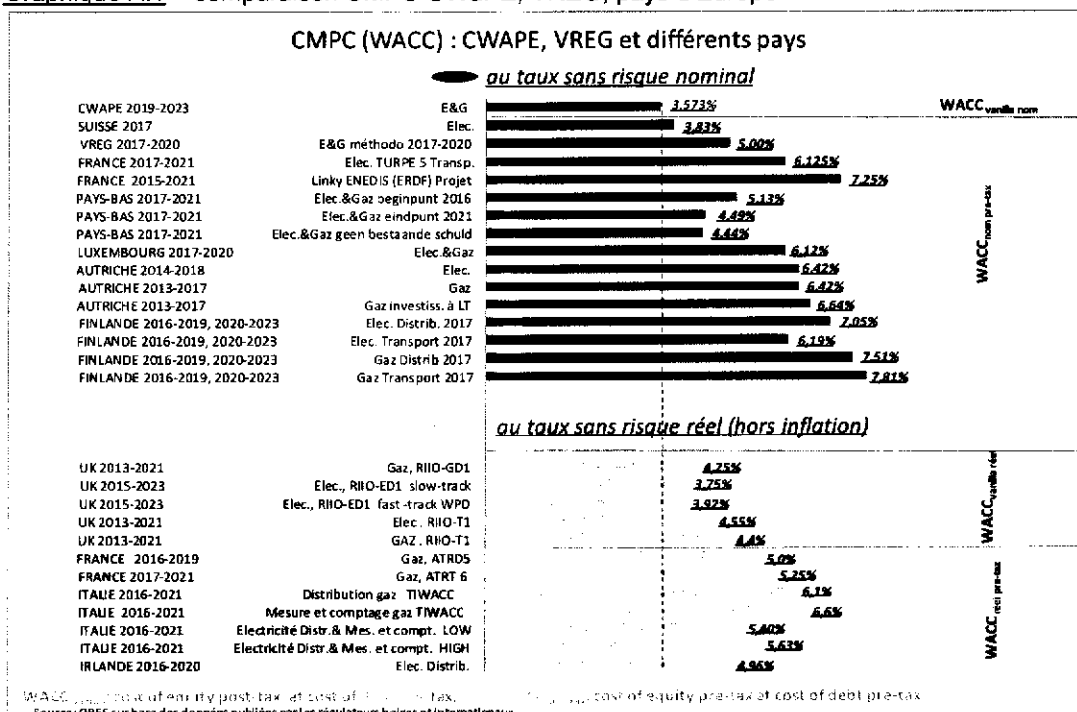
⁶⁶ Voir, par exemples : Pour la France, Frontier Economics, *Evaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France*, Un rapport mandaté par la Commission de Régulation de l'Energie, page 54. Pour les Pays-Bas, ACM/REBEL, *The WACC for the Dutch TSO's and DSO's, Final Report*, 29/03/2016. Pour le Royaume-Uni, FTI consulting, *Cost of capital study for the RIIO-T1 and GD1 price controls*, 24 July 2012. Pour L'Allemagne, Frontier Economics, *Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse für Strom- und Gasnetzbetreiber*, 28 juni 2016.

⁶⁷ Oxera, *Aiming high in setting the WACC : framework or guesswork ?*, Agenda, Advancing economics in business, march 2015.

⁶⁸ Europe Economics, *PR4 WACC for EirGrid and ESB Network*, page 57.

Le résultat est que la valeur proposée par la CWaPE pour le CMPC est nettement inférieure aux valeurs approuvées et utilisées dans les pays limitrophes, en Flandre ou dans d'autres pays ; le CMPC nominal proposé en Wallonie (3,573%) étant même inférieur aux CMPC réels (c'est-à-dire sans inflation) utilisés en UK, France, Italie ou Irlande. La raison en est un calcul non cohérent des différents paramètres (approches différentes, taux sans risque et equity beta de court terme combinés avec une prime de risque de très long terme, equity beta non corrigé pour le leverage de la Wallonie, etc.).

Graphique A.1 – comparaison CMPC CWaPE, VREG, pays d'Europe



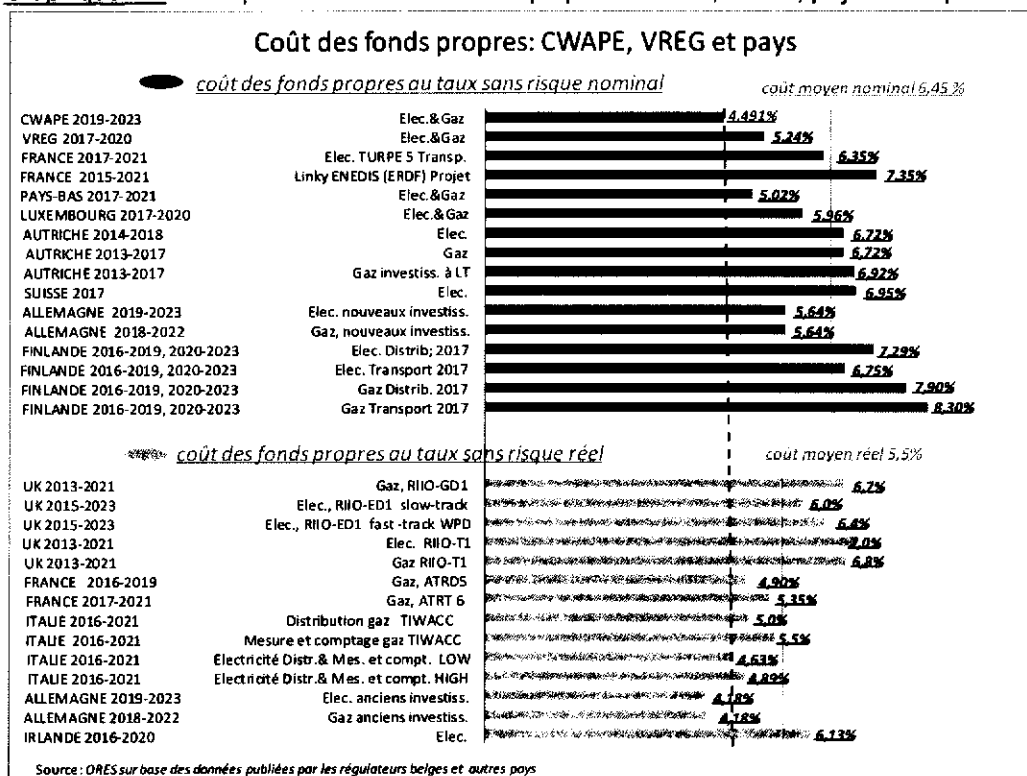
Proposer aux investisseurs potentiels un taux de rendement inférieur à celui offert par d'autres régimes réglementaires peut avoir des conséquences non négligeables pour les investissements futurs. Concernant un taux CMPC sous-estimé pour les gestionnaires de réseau néerlandais le consultant Nera Economic précise de manière très claire :

"If a Dutch network business has to curtail investment because it cannot attract capital, there will be a decline in the robustness of the network, and ultimately in the quantity and/or quality of the service provided to Dutch consumers."⁶⁹

Le benchmark des coûts des fonds propres des différents pays met en évidence un écart considérable entre la valeur proposée par la CWaPE pour le coût des fonds propres des GRDs wallons et la moyenne des pays voisins, en Flandre et dans d'autres pays (voir graphique suivant), écart avec qui s'élève à 200 pb par rapport à la moyenne (6,45%-4,491%).

⁶⁹ Nera Economic Consulting, Response to Brattle's Estimates of the Weighted Average Cost of Capital for Dutch Network Companies, January 2013, page 5

Graphique A.2 – comparaison coûts des fonds propres CWaPE, VREG, pays d'Europe



2. Les pratiques des régulateurs des pays limitrophes concernant la fixation des paramètres

La CWaPE n'expose pas dans sa décision la manière avec laquelle elle a pris en considération les pratiques des pays limitrophes pour fixer les paramètres du CMPC. ORES a donc comparé la décision de la CWaPE aux décisions des pays limitrophes et conclut de cette comparaison que :

- bien que portant sur un horizon de temps beaucoup plus lointain - ce qui augmente le risque pour le GRD et donc doit se traduire par un CMPC plus élevé - la rémunération des fonds propres de la décision de la CWaPE est largement inférieure à celle proposée dans l'ensemble des pays limitrophes ;
- par rapport à la moyenne, toutes les composantes du paramètre CMPC (taux sans risque, beta et prime de risque) de la décision de la CWaPE sont défavorables à ORES ;
- certaines composantes peuvent apparaître plus favorables à ORES mais la combinaison des trois composantes (taux sans risque, beta, prime de risque) est toujours défavorable à ORES.

Tableau et graphique A.3 – comparaison coûts des fonds propres CWaPE, VREG, pays limitrophes

paramètres	Flandre élec.&gaz	Allemagne élec.&gaz	France gaz	France élec.	Pays-Bas élec.&gaz	Luxembourg g élec.&gaz	UK gaz	UK élec.	Moyenne pays limitrophes	Moyenne pays limitrophes hors UK
Asset beta	0,38	0,4025	0,4	0,34	0,42	0,47	0,37	0,37	0,40	0,40
Equity beta	0,76	0,83	0,66		0,74	0,79	0,90	0,9	0,78	0,76
ERP	5,01%	3,8%	5%	5%	5,05%	4,8%	5,25%	4,75%	4,81%	4,7%
Prime de risk(Equity beta*ERP)										

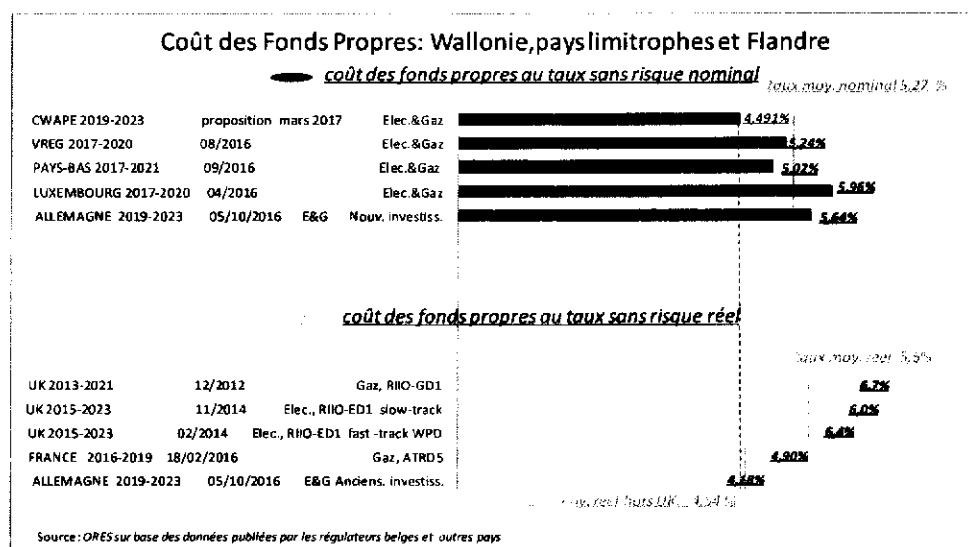
paramètre	Flandre élec.&gaz	Allemagne élec.&gaz	France élec.	Pays-Bas élec.&gaz	Luxembourg g élec.&gaz	Moyenne pays limitrophes
Taux sans risque nominal	1,43%	2,49%	2,70%	1,28%	2,20%	2,02%

paramètre	Allemagne élec.&gaz	France gaz	UK gaz	UK élec. fast track	UK élec. slow track	Moyenne pays limitrophes	Moyenne pays limitrophes hors UK
Taux sans risque réel	1,03%	1,60%	2,00%	2,10%	1,70%	1,690%	1,32%

Note:

Wallonie*: ORES, calcul propre de l'asset beta sur base de la formule Miller-Modigliani

Wallonie**: ORES, calcul propre sur base de: données statistiques de la BNB, Taux de référence OLO durée résiduelle 10 ans, taux journaliers 2012-2016 et sur base de l'historique de l'inflation 2012-2016, General Index Statbel



TAUX SANS RISQUE

Les différents régulateurs d'Europe, et en particulier dans les pays limitrophes, font face à la difficulté de fixer un niveau de CMPC raisonnable à un moment où les taux sur les marchés des capitaux sont à des planchers historiques. Ci-dessous, nous donnons un aperçu des méthodes suivies par d'autres régulateurs en Europe pour faire face à cette difficulté. Ces méthodes témoignent d'une approche régulatoire prudente et de la volonté de garantir une rémunération raisonnable et non volatile aux GRD. Une telle approche fait défaut dans le chef de la CWaPE.

Le régulateur français, la CRE, a traditionnellement adopté une approche non mécanique quant à l'estimation du taux sans risque, en dégageant son propre jugement basé sur diverses sources de données de marché. Dans la plus récente consultation tarifaire pour la distribution de gaz et d'électricité, la CRE a publié une étude sur le CMPC, basée sur une gamme d'obligations du Gouvernement français avec des échéances différentes (10/20/30 ans), tout en prenant une moyenne historique remontant à la crise financière de 2008. Cette consultation a abouti à la

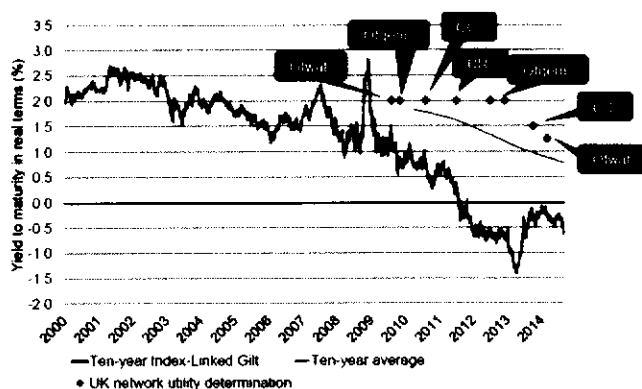
décision très récente sur le TURPE 5 du 17 novembre dernier⁷⁰, dans laquelle la CRE a fixé le taux sans risque nominal à 2,7%⁷¹. Cela correspond à un rendement de 7pb supérieur au rendement des obligations d'Etat françaises sur 10 ans prise sur la période historique du 15/09/2008 au 22/07/2015 qui constituait la fourchette basse de l'estimation⁷². La recommandation ayant mené au choix de cette période de référence est la suivante :

« La période de référence reflète les conditions économiques et politiques qui perdureront le plus probablement sur les années à venir, et la référence à sept années de données devrait apporter un certaine stabilité à l'estimation. Cette approche permet donc de prendre en compte de façon modérée la volatilité observée ces dernières années dans les rendements »⁷³.

L'application de cette même méthode en Wallonie (moyenne de l'OLO 10 ans sur la période 15/09/2008 à 22/07/2015) donnerait un taux sans risque de 2,97% ; auquel il conviendrait encore d'ajouter une légère majoration (7pb) pour obtenir le chiffre comparable à celui fixé par le régulateur français.

Au **Royaume-Uni**, les régulateurs utilisent en général une moyenne historique sur 10 ans des rendements des obligations d'Etat. Néanmoins, les décisions n'ont jamais été prises de façon mécanique à partir de la moyenne sur dix ans, comme on peut le voir sur la figure ci-dessous. Dans la pratique, au cours des cinq dernières années où les taux spot ont chuté à des niveaux très bas, les différents régulateurs ont généralement pris en compte une marge de 0,5% - 1,0% en terme réel au-dessus de la moyenne sur dix ans des taux de rendement des obligations avec une échéance à 10 ans, soit environ 2% en terme réel de plus que le taux spot. Si l'on appliquait cette méthode à la Wallonie, l'on obtiendrait un taux réel de 1,356% à majorer de la marge de 0,5% - 1%, ce qui donnerait un taux réel de 1,856% - 2,356%.

Graphique A.4. – Estimation du taux d'intérêt sans risque par les différents régulateurs anglais



Source: Bank of England data, regulatory publications

En **Allemagne**, le régulateur a également décidé très récemment, le 5 octobre 2016⁷⁴, de considérer un taux de 2,49% basé sur une moyenne historique de la période 2006 à 2015 de différentes types d'obligations (bancaires, corporate et d'état)⁷⁵.

⁷⁰ Commission de Régulation de l'Energie, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, 17 novembre 2016.

⁷¹ Pour le déploiement des compteurs intelligents, la CRE a considéré un taux sans risque s'élevant même jusqu'à 4,00%.

⁷² CRE, *op. cit.*, page 49.

⁷³ Frontier Economics, Evaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France, Un rapport mandaté par la Commission de Régulation de l'Energie, Novembre 2015, page 54.

⁷⁴ Beschluss BK4-16-160

⁷⁵ https://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Veroeffentlichungen/Statistische_Beihefte_2/2016/2016_04_kapitalmarktstatistik.pdf?__blob=publicationFile, page 36, tableaux 7b

Au **Luxembourg**, un taux sans risque de 2,15% a été retenu par le régulateur dans la décision publiée le 17 mai 2016⁷⁶, après identification par le consultant du régulateur d'une fourchette à considérer entre 1,52% et 2,05%, le régulateur a décidé, un an après, avec des taux à la baisse, de fixer le taux sans risque à 2,15%. Le régulateur justifie son choix de la manière suivante :

« L'Institut envisage d'utiliser la marge de manœuvre dont il dispose pour tenir compte des commentaires des parties intéressées. Il est prévu de faire abstraction de la baisse récente des taux d'intérêts sur les marchés financiers et de la baisse anticipée du taux d'impôt des sociétés au Luxembourg. L'Institut prévoit d'inclure davantage dans son évaluation la présumée corrélation entre le taux sans risque et la prime de risque du marché en considérant également les rendements totaux sur les marchés financiers tout comme une moyenne des taux d'intérêt sans risque qui dépasse les cinq ans et qui tient compte de manière plus poussée des taux plus élevés aux environ de l'année 2010, ceci pour éviter le risque de pertes injustifiées du côté des gestionnaires de réseau et pour récompenser davantage les investissements réalisés et en cours de réalisation ».

L'Institut souligne en outre :

« L'Institut prend en compte, pour l'essentiel, la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt par rapport aux niveaux qui prévalaient lors de la détermination des taux de rémunération pour la période de régulation en cours. La baisse du taux d'intérêt sans risque est partiellement compensée par une hausse du facteur beta et de la prime sur le taux d'intérêt sans risque. »⁷⁷.

Aux **Pays-Bas**, différentes approches pour le calcul du taux sans risque sont suivies : un taux pour le coût des fonds propres et un taux pour le coût de la dette. Pour le taux sans risque des fonds propres, le régulateur considère une moyenne pondérée des obligations d'Etat allemande (50%) et néerlandaise (50%) avec une durée restante de 10 ans, considérée pour la période 2013-2015, menant au taux bas de 1,28%. Tout comme le régulateur Luxembourgeois, un Equity beta et une prime de risque plus élevés sont adoptés en contrepartie des taux d'intérêt faibles, portant la rémunération des fonds propres à un niveau plus élevé que celle proposée par la CWaPE.

La **Flandre**, comme les Pays-Bas, utilise aussi deux approches différentes pour le taux sans risque : un taux sans risque pour le coût des fonds propres et un taux sans risque pour le coût de la dette. Pour le coût des fonds propres, le régulateur utilise des obligations avec une maturité de 10 ans, allemandes et belges (rendements sur les 12 derniers mois) tenant compte de l'effet du programme d'assouplissement de la BCE-Quantitative Easing, la VREG utilise un facteur de correction des taux de rendements de 40pb pour les obligations allemandes et de 70pb pour les obligations belges. Pour le calcul du taux final une pondération est faite tenant compte de 25% des obligations allemandes et de 75% des obligations belges.

D'autres régulateurs (comme en l'Italie mais aussi au Royaume-Uni par exemple) tiennent compte de l'effet du programme Quantitative Easing sur le rendement des obligations d'Etat afin de relever le taux d'intérêt sans risque. En Italie par exemple, Oxera, le consultant du régulateur déconseille l'utilisation de taux d'intérêt réels nuls ou négatifs pour l'estimation du taux d'intérêt sans risque et préconise l'utilisation d'une marge fixée à 0,5% ou propose comme alternative d'utiliser un taux d'intérêt réel normalisé plus cohérent sur le long terme, soit 1,5%^{78,79}. En outre, la prise en compte de l'historique des cinq dernières années, période sur laquelle l'inflation a été extrêmement basse, ne permet pas de tenir compte de la remontée des taux d'inflation anticipée. Pour faire face à cette problématique, Oxera propose de considérer un taux réel sans risque corrigé pour l'inflation de long terme (par exemple le target inflation de la BCE) qui s'élève à 2%⁸⁰. Une telle approche pour

⁷⁶ Institut Luxembourgeois de Régulation – Règlement E16/12/ILR, 13 avril 2016

⁷⁷ Institut Luxembourgeois de Régulation, Résultat de la consultation publique se terminant le 28 janvier 2016 portant sur les taux de rémunération des capitaux investis dans les réseaux de transport, de distribution et industriels, applicables pendant la période de régulation 2017 à 2020, section 6, Conclusion.

⁷⁸ L'effet du Quantitative Easing peut être estimé pour la Belgique à 0,72 pb pour des obligations d'Etat à 10 ans, voir European Central Bank, Working Paper Series, impact of the asset purchase programme on euro area government bond using market news, n° 1939 / July 2016, page 19.

⁷⁹ Oxera, Op. cit., page 2.

⁸⁰ Oxera, Estimating the cost of capital for Italian electricity and gas networks, Prepared for AEEGSI (Autorità per Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico), June 2015, page 12.

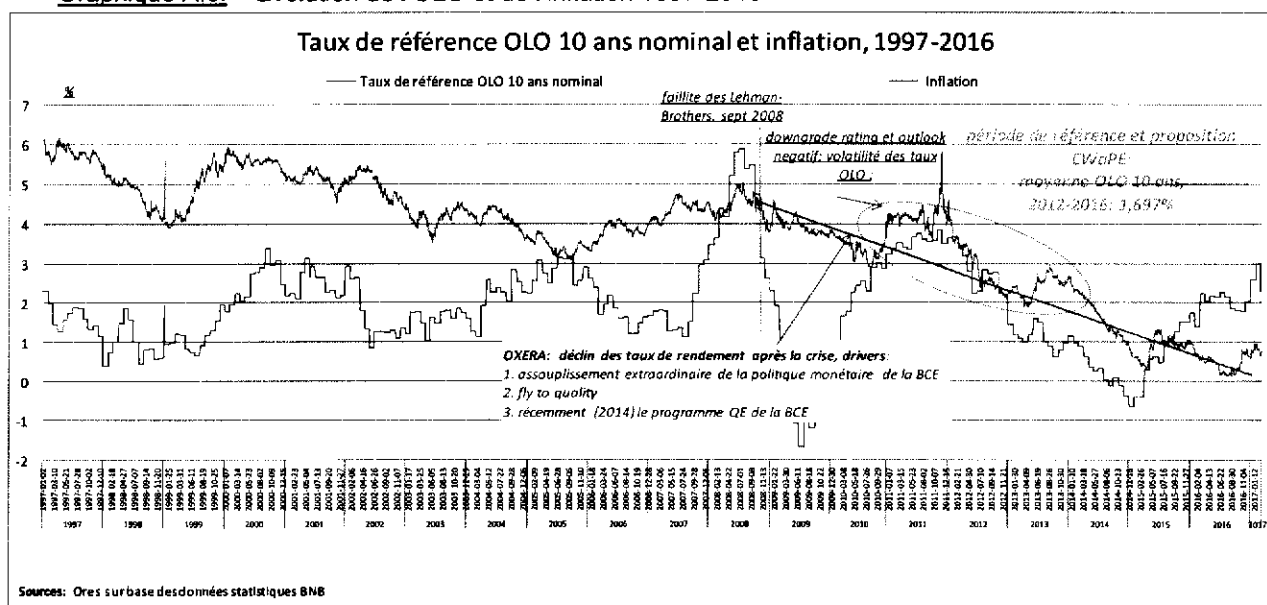
la Wallonie (appliquée aux taux OLO réels sur la période 2012-2016) donnerait un taux de 2,326%.

L'historique des cinq dernières (crise économique et politique monétaire assertive) choisi par la CWaPE ne reflète pas la nature cyclique des indicateurs économiques. Le taux sans risque devrait refléter les perspectives futures, et notamment la forte probabilité d'une remontée des taux nominaux, surtout à l'horizon 2024 qui est concerné dans la présente décision.

En outre la CWaPE n'a pas, à l'instar des pratiques d'autres pays, introduit de correction permettant de stabiliser les résultats de ses calculs dans une approche de long terme cohérente avec les caractéristiques et les politiques d'investissement des GRD.

Une analyse des données statistiques sur les vingt dernières années, 1997-2016, démontre que la période de référence choisie par la CWaPE est une période avec des niveaux de taux d'intérêt extrêmement bas.

Graphique A.5. – Evolution de l'OLO et de l'inflation 1997-2016



Comme dans le cas du calcul des autres paramètres, pour le taux sans risque, la CWaPE se limite à un simple calcul mathématique mécanique sur base des données historiques sans tenir compte des analyses des données des différentes périodes du passé, des perspectives des taux, des décisions des régulateurs des pays limitrophes ou d'autres pays européens et sans faire intervenir des jugements d'experts dans les estimations. Notons en particulier la citation suivante du consultant Frontier Economics dans son rapport pour l'ILR en mars 2014 « Input data and intermediate calculation » :

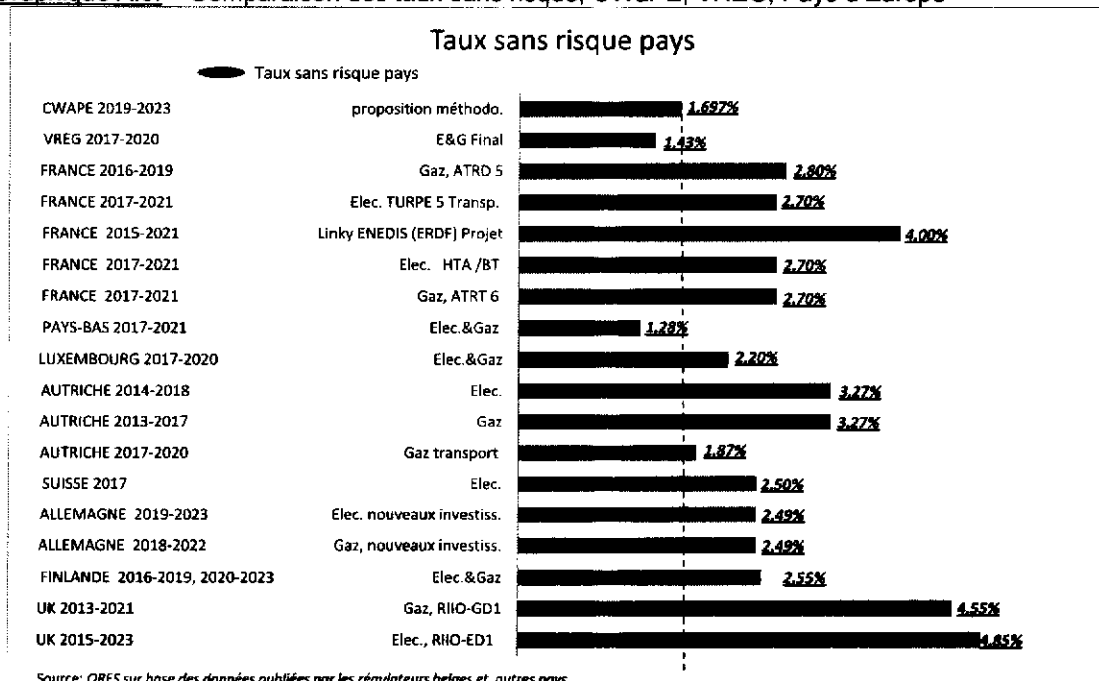
« -WACC et ses paramètres devraient être orientés vers le futurs ;
 -il est anticipé que les taux d'intérêt très bas ne persistent pas indéfiniment une fois que l'économie mondiale sera rétablie et que les incertitudes de marché se résorberont ;
 -il est probable que les taux finissent par remonter, bien qu'il soit difficile de savoir s'ils retrouveront leur niveau initial ;
 -la théorie économique suggère que les taux d'intérêt bas seraient mean reverting, et qu'il est raisonnable d'utiliser les données passées pour illustrer les attentes futures »⁸¹

Le taux sans risque proposé par la CWaPE pour la période 2019-2023 pour les GRDs wallons est plus bas que ceux approuvés et utilisés dans les pays voisins, en Flandre ou dans d'autres pays à l'exception de ceux utilisés aux Pays-Bas et en Flandre. Aux Pays-Bas comme en Flandre, les

⁸¹ Microeconomics, Analyse critique de la fourchette des taux de rémunération estimée par le cabinet Frontier Economics à la demande de l'ILR, janvier 2016, page 18

taux sans risque très bas (respectivement, 1,28% et 1,43%) sont compensés par les régulateurs ACM et la VREG par des primes de risque supérieures à 5% (contre 4,3% en Wallonie) et par des equity beta plus élevés, soit respectivement, 0,74 et 0,76 (contre 0,65 en Wallonie). En Autriche, le taux sans risque faible (1,87%) pour le réseau transport gaz est largement compensé par les autres paramètres du coût des fonds propres mais surtout par une prime de risque capacitaire « Zuschlag Kapazitätsrisiko »⁸² de 3,5% qui s'ajoute au coût de fonds propres calculé.

Graphique A.6. – Comparaison des taux sans risque, CWaPE, VREG, Pays d'Europe



PRIME DE RISQUE DE MARCHÉ (PRM)

La prime de risque a été fixée par la CWaPE reprenant la valeur d'une prime de risque publiée par le Crédit Suisse pour la Belgique sur la période 1900-2016 sur base de séries de données DMS.

Cette manière de procéder ne permet pas de tenir compte du lien existant entre le taux sans risque et la prime de risque.

La pratique dans les pays limitrophes est la suivante.

La **France** retient une valeur prudente, supérieure à la moyenne de la fourchette (5%), tirée de différentes approches et validée par une approche de type Rendement Total du Marché en attirant l'attention sur le fait que :

« (...) , plusieurs régulateurs et praticiens s'accordent sur le fait que l'estimation séparée de la PRM [Ndlr : Prime de Risque de Marché] et du taux sans risque à partir de ces estimations historiques ne constitue pas l'approche la plus pertinente pour déterminer un coût des fonds propres prospectifs. »⁸³

Les **Pays-Bas** utilisent les données DMS des pays de la zone euro 1900-2015 (Crédit Suisse sur base de données DMS) qui constituent la zone pertinente pour un investisseur potentiel et retiennent une prime de risque de 5,05%.

⁸² E-Control, Methode Gem §82 GWG 2011 Für die Fernleitungen österreichischer Fernleitungsnetzbetreiber, page 7

⁸³ Frontier Economics, Op. Cit., page 75.

Le **Luxembourg** a estimé que la moyenne arithmétique 1900-2014 pour le Luxembourg (Crédit Suisse sur base de DMS) donnait une valeur trop faible (4,5%) mais reconnaît que d'autres sources dont notamment les enquêtes de Fernandez et al. donnent des valeurs supérieures. En conséquence, le Luxembourg a décidé d'augmenter la prime de risque à 4,8%.

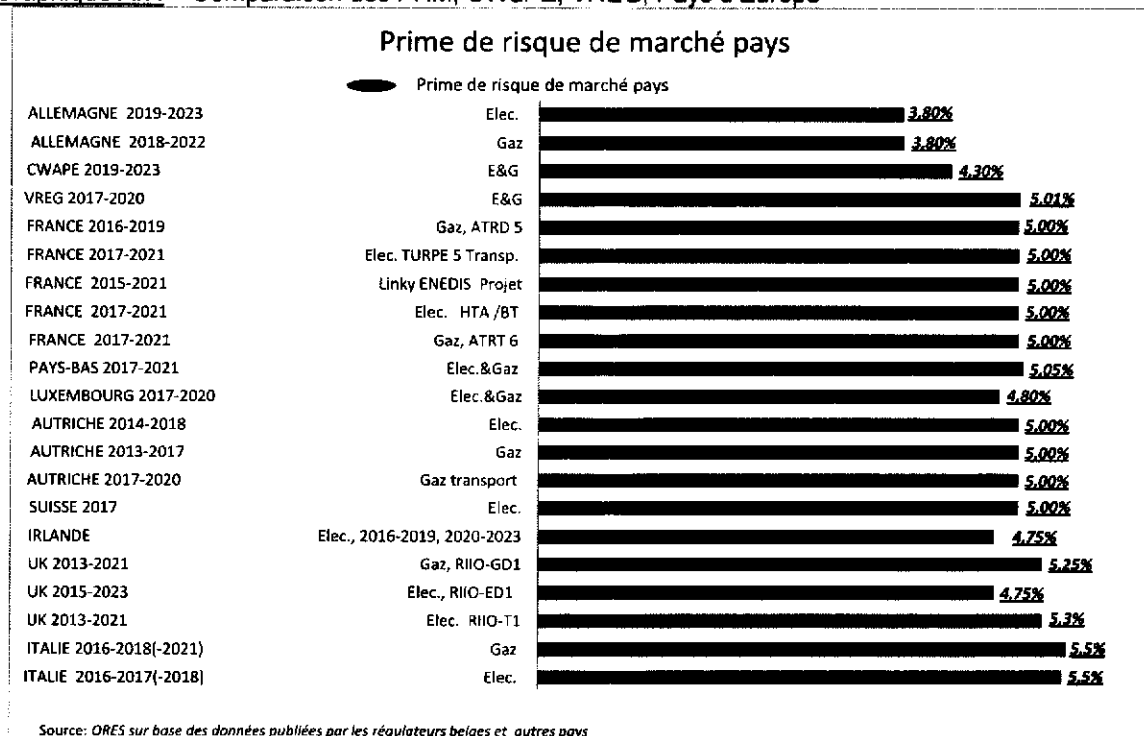
Le **Royaume-Uni** s'est basé sur une multitude d'études et s'appuyant notamment sur l'approche Rendement Total du Marché jugeant qu'il existe moins de risque avec l'estimation d'un tel de rendement qu'avec l'estimation séparée d'un taux sans risque et d'une prime de risque. Les valeurs finalement retenues de primes de risque se situent entre 4,75% pour l'électricité et 5,25% pour le gaz.

L'**Allemagne** a utilisé la moyenne arithmétique et géométrique des primes de risques 1900-2007 à 1900-2015 de 23 pays pour arriver à une fourchette de prime de risque entre 3,20% et 4,40%. Finalement le régulateur a opté pour une prime de risque assez basse de 3,80%. Ce choix d'une prime de risque plus faible est compensé par un choix d'un taux d'intérêt sans risque plus élevé et d'un equity bêta plus élevé et se comprend par le fait que les données historiques DMS donnent pour l'Allemagne des valeurs très largement supérieures aux valeurs trouvées pour les autres pays limitrophes.

En **Flandre**, la même approche qu'aux Pays-Bas est utilisée (données DMS des pays de l'Euro-zone 1900-2015), avec pour résultat final une prime de risque de 5,01%.

La prime de risque de marché proposée par la CWaPE est la plus basse retenue parmi les pays comparés, à l'exception de l'Allemagne. En Allemagne, le régulateur Bnetza compense ce niveau très bas de la PRM (3,80%) par un taux sans risque élevé, soit 2,49% (à comparer à 1,697% en Wallonie) et avec un equity beta parmi les plus élevés, soit 0,83 (à comparer à 0,65 en Wallonie).

Graphique A.7. – Comparaison des PRM, CWaPE, VREG, Pays d'Europe

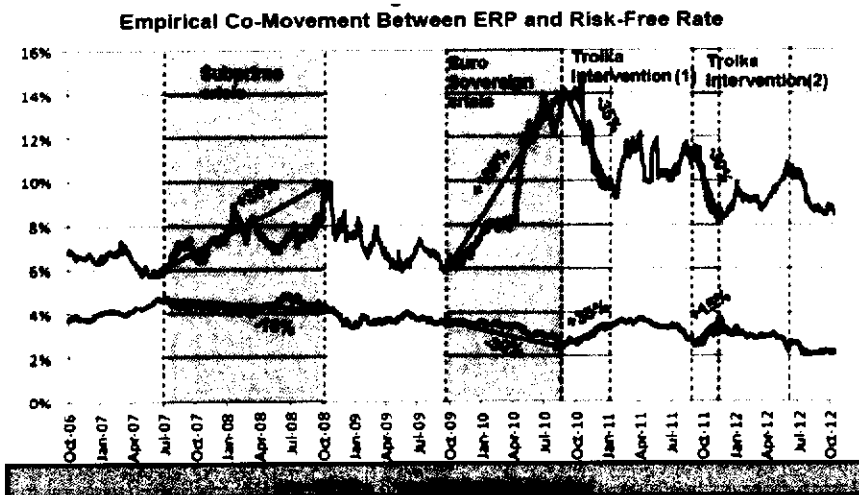


Dans la méthodologie proposée par la CWaPE, la PRM est calculée exclusivement sur base de séries de données historiques de très long terme, 1900-2016 ce qui ne permet pas de tenir compte du caractère prospectif « forward-looking » de la rémunération des investisseurs.

Le taux sans risque très bas de ces dernières années va de pair avec une hausse de la prime de risque de marché (« empirical co-movement between ERP and Rfr » co-mouvement)⁸⁴ :

Graphique A.7. – relation inverse entre PRM et taux d'intérêt sans risque

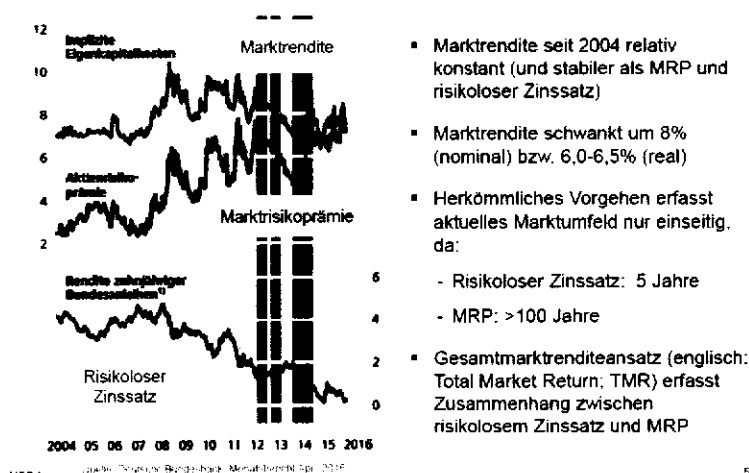
⁸⁴ Nera Economic Consulting, Response to Brattle's Estimates of the Weighted Average Cost of Capital for Dutch Network Companies, january 2013, page 8.



Source: Bloomberg, NERA Analysis. Note: The term "Troika" relates to the coordinated action of the European Commission (EC), the International Monetary Fund (IMF), and the European Central Bank (ECB).

Plus récemment, dans sa proposition pour le régulateur autrichien E-control, le consultant Nera Economic met en évidence de manière très claire, sur base des données de marché, la relation inverse entre le Taux sans Risque (Risikoloser Zinssatz) et la PRM (Marktrisikoprämie) dans le Rendement Total de Marché (Markrendite)^{85,86}.

Graphique A.8. – relation inverse entre PRM et taux d'intérêt sans risque



Cette relation inverse PRM/Taux sans risque est aussi évoquée par Frontier Economics dans son étude⁸⁷ pour la France,

« dans des périodes d'incertitude économique (comme les périodes de crise), la volatilité des marchés d'actions est élevée tandis que le taux sans risque peut être plus bas (souvent

⁸⁵ Nera Economic Consulting, Quantifizierung der Kapitalkosten österreichischer Netzbetreiber unter Berücksichtigung aktueller Daten und Methoden, page 5.

⁸⁶ „Im aktuellen Marktumfeld ist eine stärkere Berücksichtigung des Zusammenhangs zwischen risikolosem Zinssatz und MRP nötig“. Trad. Française : « Dans l'environnement actuel du marché, une meilleure prise en compte de la relation entre le taux d'intérêt sans risque et la PRM est nécessaire ».

⁸⁷ Frontier Economics, Évaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France, Novembre 2015, page 75.

du fait de distorsions liées par exemple à l'assouplissement monétaire mis en place par les banques centrales et au phénomène de « mise à l'abri » décrit précédemment). »

ainsi que par Nera dans son étude pour les Pays-Bas :

« ...in general, when interest rates are below their long-term trend values, Equity Risk Premiums lie above their long-term trend value. The level of integration of European markets implies that the relationship observed for France and the Netherlands is true for other European countries. »⁸⁸

En utilisant un taux sans risque de court/moyen terme sans ajustement de la PRM à la hausse, la décision de la CWaPE biaise vers le bas la rémunération des fonds propres.

En outre, ORES souligne que le périmètre de référence est strictement limité à la Belgique alors qu'il convient de considérer un périmètre de calcul plus élargi au niveau de l'euro-zone ou de l'Europe et ce conformément aux avis des experts internationaux :

"Finance experts agree that the global nature of free capital markets would counsel against examining only one country's historical returns in isolation." ⁸⁹

et :

"When making future projections, there is therefore a strong case, particularly given the increasingly global nature of capital markets, for taking a global, rather than a country-by-country, approach to determining the cost of capital" ⁹⁰

Dans la publication annuelle du Credit Suisse qui sert de référence à la CWaPE pour le calcul de la PRM tirée de la série de données 1900-2016, les trois auteurs soulignent les particularités exceptionnelles du passé historique du marché financier belge :

"The ravages of war and attendant high inflation rates are an important contributory factor to its poor long-run investment returns – Belgium has been one of the three worst performing equity markets and the seventh worst-performing bond market out of all those with a complete history. Its equity risk premium over 117 years was the lowest of the Yearbook countries when measured relative to bills, and fourth-lowest measured relative to bonds." ⁹¹

En conclusion, l'approche de la CWaPE basée uniquement sur l'analyse des séries de données historiques DMS pour la période 1900-2016 ne reflète ni les évolutions des marchés des dernières années (tenir compte de la relation inverse avec le taux sans risque) ni les attentes des investisseurs sur la prochaine période régulatoire. La CWaPE limite le calcul strictement aux données historiques de la Belgique, qui sont biaisées par les périodes de guerre, sans regarder les données similaires disponibles pour les pays de l'Euro-zone ou les pays de l'Europe. Cette approche sous-estime clairement la valeur de la PRM.

BÉTA

Les régulateurs se basent sur une observation des equity béta de différentes sociétés (groupe de référence des sociétés listées en bourse) pour en déduire l'asset beta sur base de la formule Modigliani-Miller qui prend en compte le gearing et le taux de taxation de chaque pays. La CWaPE obtient l'equity Beta de 0,65 sur base de deux manipulations de son set de données :

- La CWaPE prend en compte directement une moyenne d'un equity beta, ce qui est contraire à la méthodologie qu'elle expose elle-même⁹² et contraire à la pratique

⁸⁸ Nera Economic Consulting: Response to Brattle's Estimates of the Weighted Average Cost of Capital for Dutch Network companies, 11 January 2013, page 9.

⁸⁹ The Brattle Group- Calculating the Equity Risk Premium and the Risk-free Rate, nov 2012, page 2

⁹⁰ Dimson, E., P. Marsh and M. Staunton, 2002, Triumph of the Optimists: 101 Years of Global Investment Returns, Princeton University Press, New Jersey., p. 143

⁹¹ Dimson, Marsh, Staunton Credit Suisse Research Institute, Global Investment Returns Yearbook 2017 Summary Edition – Dimson, Marsh, Staunton, January 2017, page 26

⁹² Voir CWaPE, 3 novembre 2015, Note technique relative à « la marge équitable » détaillant l'acte préparatoire référencé CD-15g15 relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2018-2022', page 55.

courante internationale car l'equity beta est une valeur observable mais non comparable en raison des politiques financières d'endettement de l'entreprise et des politiques fiscales très différentes d'un pays à l'autre. Les betas des pays comparés ne peuvent pas être simplement moyennés comme l'a fait la CWaPE. ORES constate que le passage vers l'asset beta et les corrections pour tenir compte du gearing n'a tout simplement pas été fait ;

- En outre, par rapport à l'échantillon qu'elle a dit prendre en compte dans la note technique⁹³, la CWaPE élimine Fluxys de l'échantillon (certainement pour son equity beta jugé comme « aberrant » par Frontier Economics⁹⁴ » et ajoute deux sociétés italiennes Acsm-Agam SpA et Hera SpA dont l'equity beta est extrêmement faible, sociétés qui ont des activités autres que la distribution d'électricité et de gaz, moins risquées ce qui justifie leur beta inférieur. Dans son étude⁹⁵ pour la France le consultant Frontier précise de manière très claire que :

« ...il est possible que certains autres, notamment les GRD électricité italiens, aient un profil de risque globalement moins élevé que celui des gestionnaires de réseau français sur les périodes tarifaire à venir ».

Si dans son étude pour le régulateur français publiée en novembre 2015, le consultant Frontier choisit dans son échantillon les deux sociétés italiennes, quelques mois plus tard, dans son étude⁹⁶ pour l'Allemagne, publiée en juin 2016 il exclut de l'échantillon final les deux sociétés initialement prises dans l'échantillon en raison du fait qu'elles ne répondaient pas aux critères de sélections : la part d'activité réseau dans le total d'activité (soit min 75%) et la liquidité suffisante.

Tenant compte de ces remarques et des pratiques des pays limitrophes, le beta fixé par la CWaPE n'est clairement pas correct. Aux Pays-Bas, comme dans les autres pays voisins et comme en Flandre, on remarque un mouvement à la hausse des betas par rapport à la méthodologie précédente. La proposition de la CWaPE va dans le sens inverse.

Pays-Bas : pour le régulateur ACM le consultant Rebel, dans son étude⁹⁷, utilise des equity beta d'un échantillon des 8 sociétés soit « un peer group of 8 most quality comparators » ; sont utilisées des valeurs journalières OLS des equity beta sur trois ans de janv. 2013 à dec. 2015.

Le régulateur ACM dans sa méthode demande une correction Vasicek sur les valeurs OLS. Pour calculer l'asset beta, des corrections sont faites en fonction des taux d'endettement et d'imposition fiscale propre à chaque comparateur. Les asset beta OLS et Vasicek sont analysés et une moyenne et une médiane des valeurs sont calculées. Entre la moyenne et la médiane, le consultant propose la médiane (valeur jugée moins sensible aux valeurs extrêmes de l'échantillon), soit un asset beta de 0,42⁹⁸. Dans sa méthodologie 2017-2021, le régulateur ACM estime cette valeur comme tout à fait pertinente. Une fois l'asset beta calculé, la correction en fonction de l'endettement et du taux d'imposition est appliquée et l'equity beta est calculé donnant une valeur de 0,74⁹⁹.

Allemagne : dans son étude¹⁰⁰ pour le régulateur Bnetza, le consultant Frontier part d'un échantillon élargi de 49 sociétés et filtre l'échantillon en fonction de trois critères : la disponibilité

⁹³ Voir note précédente

⁹⁴ Frontier Economics, Evaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France, novembre 2015, page 90

⁹⁵ Frontier Economics, Evaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France, novembre 2015, page 97

⁹⁶ Frontier Economics, Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge zur Abdeckung netzbetriebs-spezifischer für strom-und gasnetzbetreiber, 28 juni 2016, page 56 et page 27

⁹⁷ Rebel, The WACC for the Dutch TSO's and DSO's, Authority for Consumers and Markets, 29.03.2016, page 17

⁹⁸ Rebel, The WACC for the Dutch TSO's and DSO's, Authority for Consumers and Markets, 29.03.2016, page 19

⁹⁹ ACM, Bijlage 2 bij het methodebesluit regionale netbeheerders gas, elektriciteit 2017-2021, page 20-21

¹⁰⁰ Frontier Economics, Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge zur Abdeckung netzbetriebs-spezifischer unternehmerischer wagnisse für strom-und gasnetzbetreiber, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 28 juni 2016, page 55, page 27

de données, la liquidité suffisante et la part de l'activité réseau dans l'activité totale devant s'élever à minimum 75%. L'échantillon final est réduit à 14 sociétés. Sont analysés les equity betas sur les années 2011-2015 pour trois périodes différentes : 1, 3 et 5 ans. Le consultant part des valeurs equity betas observables et, en fonction des taux d'endettement et d'imposition, les asset betas sont calculés afin de réaliser la comparaison. Des moyennes arithmétiques des asset betas sont calculées sur les trois périodes différentes et le consultant observe un mouvement à la hausse des asset betas allant de 0,35 (moyenne sur 5 ans) à 0,39 (moyenne sur 3 ans) et 0,43 (moyenne sur un an). La moyenne arithmétique des moyennes sur 3 et 5 ans donnent une valeur de 0,375. Tenant compte du trend historique sur les trois périodes choisies, le consultant propose une moyenne simple des deux valeurs soit 0,375 et 0,43, avec un résultat final de 0,4025 pour l'asset beta. Pour le calcul du equity beta, la correction en fonction du taux d'endettement et du taux d'imposition est faite et la valeur de 0,83 est proposée pour la période régulatoire future. Les valeurs sont publiées par le régulateur Bnetza dans ses méthodologies tarifaires 2018-2022¹⁰¹ et 2019-2023¹⁰². Comme pour le Pays-Bas nous pouvons remarquer le même mouvement à la hausse de l'equity beta par rapport à la période régulatoire précédente, soit de 0,79 à 0,83.

Luxembourg : pour le régulateur luxembourgeois une actualisation des paramètres est faite par le consultant Frontier Economics¹⁰³. Le consultant garde le même échantillon de 9 pays comme pour la méthodologie précédente. Pour le calcul des valeurs asset betas sont utilisés les equity betas observés sur des périodes de 1/3/5 ans. La formule Modigliani-Miller est utilisée pour la correction en fonction du gearing et du taux d'imposition. Comme en Allemagne, le trend historique va à la hausse de 0,36 la moyenne sur 5 ans à 0,43 moyenne sur 3 ans et 0,47 moyenne sur 1 an. Aussi les moyennes annuelles sur la période avril 2010-mars 2015 sont observées. Le consultant propose une fourchette des valeurs comprise entre 0,36 et 0,47. Tenant compte du trend historique des dernières années le régulateur ILR choisit la borne supérieure soit 0,47 comme valeur pour son paramètre asset beta pour la méthodologie 2017-2020^{104,105}. La correction en fonction du gearing et du taux d'imposition donne comme résultat un equity beta de 0,7946. Ici aussi il y a une hausse du paramètre par rapport à la période précédente, soit de 0,6954 à 0,7946.

En France, dans son étude¹⁰⁶ le consultant Frontier Economics fait l'estimation des betas pour le transport et pour la distribution ensemble avec une approche un peu différent pour l'échantillon d'entreprises comparées (gestionnaires de réseaux européens mais aussi des entreprises intégrées) ; le consultant se penche sur l'analyse des asset betas des entreprises pour définir au final une fourchette commune transport et distribution ; les valeurs asset betas approuvées par les régulateurs français, allemand et autrichien dans les méthodologies précédentes sont analysées également. Une fourchette de 0,30 à 0,35 est proposée pour le transport et la distribution et une autre de 0,35 à 0,44 pour le transport et la distribution gaz. Le régulateur français choisit finalement 0,34 comme valeur pour l'électricité et 0,40 pour le gaz. En électricité, la comparaison du beta entre la France et la Wallonie doit être prise avec prudence car la formule de rémunération en France est calculée autrement en raison du système de concession¹⁰⁷.

Royaume-Uni : la valeur du paramètre equity beta reste inchangée par rapport à la période précédente soit 0,9.

¹⁰¹ Bundesnetzagentur, Beschluss BK4-16-161, Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung, page 26

¹⁰² Bundesnetzagentur, Beschluss BK4-16-160, Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung, page 27

¹⁰³ Frontier Economics, Aktualisierung des WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber –Luxembourg

¹⁰⁴ Institut Luxembourgeois de Régulation – Règlement E16/12/ILR du 13 avril 2016 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2017 à 2020 et abrogeant le règlement E12/05/ILR du 22 mars 2012 – Secteur Electricité, page 12.

¹⁰⁵ Institut Luxembourgeois de Régulation – Règlement E16/13/ILR du 13 avril 2016 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2017 à 2020 et abrogeant le règlement modifié E12/06/ILR du 22 mars 2012 – Secteur Gaz naturel, page 27.

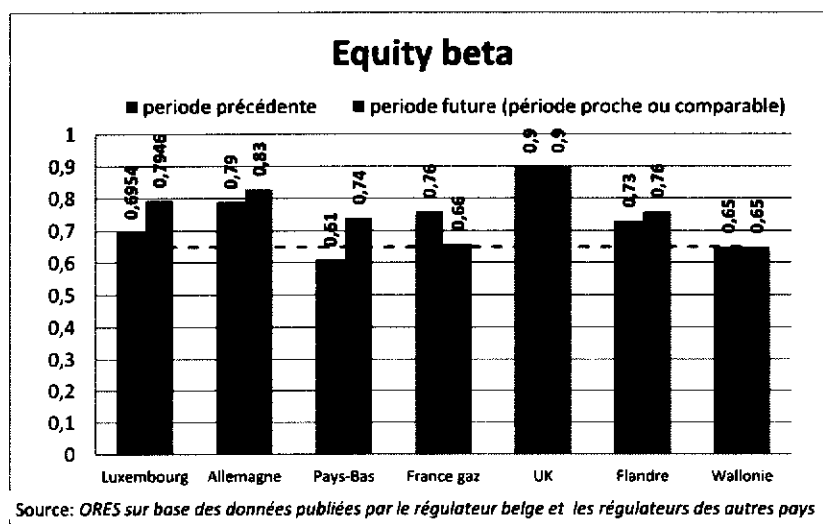
¹⁰⁶ Frontier Economics, Evaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France, novembre 2015, pages 97-98.

¹⁰⁷ CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, page 69.

Flandre : dans son étude¹⁰⁸ pour la VREG, le consultant Brattle part d'un échantillon de 10 comparateurs, sur base des equity beta : observations journalières sur 2 ans et observations hebdomadaires sur 5 ans. Les assets beta sont calculés en ajustant les equity betas pour les taux d'endettement et les taux d'imposition. Le consultant recommande les médianes des valeurs betas sur 2 ans et sur 5 ans, respectivement 0,43 et 0,42 comme valeurs pertinentes pour les betas des GRDs flamands mais trouve l'écart entre l'ancien paramètre (0,33) et le nouveau paramètre (0,43) assez important. Brattle conseille à la VREG une approche progressive de récupération par étape de l'écart entre 0,33 et 0,43; une récupération directe étant jugée comme pouvant augmenter le risque réglementaire, ce qu'il n'est pas conseillé. Le régulateur flamand choisit comme asset beta pour cette période réglementaire (2017-2020) une valeur intermédiaire calculée comme la moyenne des deux paramètres (0,33 et 0,43), soit 0,38 et la différence (jusqu'à la valeur réelle soit 0,43) pourrait être récupérée sur les périodes réglementaires qui suivent après 2020. Le re-levering de l'asset beta en utilisant le taux d'imposition et le taux d'endettement donne un equity beta de 0,76 pour la période 2017-2020¹⁰⁹.

En conclusion, dans sa proposition tarifaire la CWaPE ne donne aucune valeur de l'asset beta que l'on puisse comparer avec des valeurs publiées dans les pays voisins, en Flandre ou autres pays. En se basant sur la proposition de la CWaPE pour la Wallonie et sur les valeurs publiées par les régulateurs des pays voisins et de la Flandre pour l'equity beta, on constate que pour la prochaine période, la Wallonie compte sur le plus faible equity beta pour calculer son coût des fonds propres. En même temps on constate dans presque tous les pays un mouvement à la hausse de l'equity beta par rapport à la période précédente (ou une stabilité au Royaume-Uni). Seule la distribution de gaz en France voit son equity à la baisse¹¹⁰.

Graphique A.9. – évolution des equity beta CWaPE, VREG, pays limitrophes



LES AUTRES FACTEURS DE CORRECTION

Finland : pour les périodes réglementaires 2016-2019 et 2020-2023, le régulateur prend en compte pour le calcul du coût des fonds propres une prime d'illiquidité (*likvidittömyyspreemio*)¹¹¹ de 0,6 % tant pour le gaz que pour l'électricité et tant pour le transport que pour la distribution. Pour le

¹⁰⁸ The Brattle Group, The Cost of Capital for DSOs, Review of VREG's Methodology, march 2016.

¹⁰⁹ VREG, tariefmethodologie reguleringsperiode 2017-2020: Bijlage 2 Rapport kapitaalkostenvergoeding reguleringsperiode 2017-2020, 24 augustus 2016, page 33.

¹¹⁰ Frontier Economics estime néanmoins que les valeurs beta ainsi obtenues encourent un risque de sous-estimation. Voir Frontier Economics, Evaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France, novembre 2015, pages 96-97.

¹¹¹ Energiavirasto energimyndigheten, Valvontamenetelmät neljänellä 1.1.2016-31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020-31.12.2023 valvontajaksolla, page 43.

gaz, en plus de cette prime d'illiquidité, le régulateur introduit dans la formule de calcul de la rémunération des fonds propres un autre paramètre « additional risk premium » d'une valeur de 1,3%¹¹² pour la distribution et 1,7%¹¹³ pour le transport.

Italie : Prime de risque de pays (CRP-Country Risk Premium) : pour le calcul du taux sans risque le régulateur a choisi des obligations des pays de la zone euro notation AA ; pour attirer les investisseurs dans des pays avec un rating medium-low, une prime de risque de pays est prise en compte dans le calcul du CMPC¹¹⁴.

Irlande : « aiming-up allowance » - l'asymétrie des conséquences entre un coût de capital trop bas et un coût de capital trop haut mène à la recommandation du consultant Europe Economics de choisir la valeur pour le coûts de capital régulé au-dessus du mid-point de la fourchette des valeurs estimées¹¹⁵. Pour l'Irlande, cet « aiming-up allowance » s'élève à 0,21% pour arriver à un CMPC réel pre-tax de 4,95%¹¹⁶.

Autriche : pour le réseau de transport de gaz, un incitant sur les investissements futurs est introduit par le régulateur E-control en autorisant un „mark-up” du coût des fonds propres pour les nouveaux investissements¹¹⁷. Une prime « Zuschlag Kapazitätsrisiko » (compensation partielle des risques de commercialisation) de 3,5% a été calculée et ajoutée au coût des fonds propres¹¹⁸.

¹¹² Energiavirasto energimyndigheten, Valvontamenetelmät kolmannella 1.1.2016-31.12.2019 ja neljännellä 1.1.2020-31.12.2023 valvontajaksolla, page 40.

¹¹³ Energiavirasto energimyndigheten, Valvontamenetelmät kolmannella 1.1.2016-31.12.2019 ja neljännellä 1.1.2020-31.12.2023 valvontajaksolla, page 39.

¹¹⁴ AEEGSI, Realzione Tecnica, Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, (deliberazione 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM, come integrata con la deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL), page 15.

¹¹⁵ Europe Economics, PR4 WACC for EirGrid and ASB Network, january 2015, page 57.

¹¹⁶ ESB, Investor Presentation, ESB Networks Price Control 2016-2020, january 2016, page 16.

¹¹⁷ E-Control, Methode GEM §82 GWG 2011 Für die fernleitungen österreichischer fernleitungsnetzbetreier, page 7.

¹¹⁸ E-Control, Methode GEM §82 GWG 2011 Für die fernleitungen österreichischer fernleitungsnetzbetreier, page 15

ANNEXE 4 : Remarques d'ORES sur les modèles de rapport

**ANNEXE 4 :
REMARQUES SUR LE
MODELE DE RAPPORT**

Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé – Electricité

Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé - Electricité

	Tableaux	Description Correspondance avec l'ancien MDL différence	Incadrement	AUTRES
TAB1	Classification des coûts gérables nets de l'année 2015	Le GDD révisé, les charges et les produits gérables nets de l'année 2015 tels que repris dans l'annexe 7 au rapport taritaire ce-poit 2015. Le GDD classe ensuite les charges et produits gérables en deux catégories : "recurrentes" et "non-recurrentes".		Conformément à la note word, ORES propose de considérer un tableau au global ORES avec le niveau de détail à l'origine soutenu par la CVSP au travers du TAB 1 mais sans distinction des composantes tarifaires (OPEX, OPEX...) et d'assurer la réconciliation avec le revenu autorisé par secteur tarifaire via un tableau spécifique qui renvoie le niveau de détail des charges et produits gérables nets contrôlables (hors OPEX, OPEX, charges et produits non contrôlables, etc...) (voir TAB 10)
TAB2	Détermination des charges nettes contrôlables de l'année 2019 à l'exclusion des charges relatives aux obligations de service public	Le GDD révisé les meilleures estimations des charges et produits gérables nettes de l'année 2019 en tenant compte de l'impact des hypothèses prises en compte de manière exhaustive soit dans le cas précis de la mesure envisagée (tableau TAB1), soit à l'échelle du modèle de rapport. Les mesures envisagées sont classées en "recurrentes" et "non-recurrentes" et sont prises en compte dans les hypothèses prises en compte de manière exhaustive soit dans le cas précis de la mesure envisagée (tableau TAB1), soit à l'échelle du modèle de rapport.	Le Tableau 2 sur partie des tableaux à rendre en annexe, dans ce tableau, le montant, agrégé donc, des "charges nettes contrôlables" est le tableau qui lui succède dans l'annexe des données agrégées et des données par secteur. Les amortissements sur OPEX sont détaillés au montant des charges d'amortissement/dépréciations relatives aux plus-values de plus-value historique (ligne 39) au lieu d'être détaillés des actifs réquis repris ligne 38. De plus le lien vers le tableau 6 en ce qui concerne les amortissements ne tient pas compte des dépréciations et des plus-values de plus-value historique.	Pour renvoyer ci-dessus TAB 1
TAB3	Détail des coûts (historiques)	Ce tableau reprend les coûts historiques investis et non-amortis du GDD en 2015 et les dépenses d'entretien de ces coûts pour les années 2016 à 2019. Le GDD révisé les différentes catégories de coûts IT et les différents projets IT et indique, pour chaque catégorie et projet, le montant investi et le montant amortissement. Le total des coûts historiques investis est réconcilié avec le montant repris au TAB 5. En tant qu'informations complémentaires, les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive à l'annexe 4 du modèle de rapport.	ORES propose de renvoyer ce TAB au niveau global ORES mais propose également de compléter ce même tableau par secteur tarifaire avec un niveau de détail agrégé au niveau des charges d'exploitation des lots qui fait de coûts répartis par cascade ici chronologique dans la note word. Or les lots sont de "coûts directs" dans notre système d'information. Ce tableau par secteur permettrait de réconcilier les actifs informatiques avec le TAB 5 par secteur tarifaire et d'avoir en parallèle le détail (n des coûts avant toute répartition).	
TAB4	Détail des charges sociales et salariales	Le tableau reprend le détail des charges sociales et salariales révisés de l'année 2015 et les prévisions détaillées de ces charges pour les années 2016 à 2019. Sur la base de son modèle de rapport, le GDD révisé propose à l'annexe 7 de "forcer" les calculs des années 2015 à 2019. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive à l'annexe 6 du modèle de rapport.	Vu les remarques ci-dessus, ORES propose le tableau global ORES avec en parallèle un tableau qui détaille par secteur tarifaire les coûts directs (la répartition des agents réseaux/polex) et qui renvoie globalement les coûts de rémunérations à répartir (coûts indirects/finançiers...) (voir note word)	
TAB5	Produits contrôlables base des tarifs non-personnels	Ce tableau présente la synthèse des produits contrôlables, sous des tarifs non-personnels, des années 2015 à 2019. Le GDD révisé propose à l'annexe 7 de "forcer" les calculs des années 2015 à 2019 à partir des tarifs non-personnels.		
TAB6	Classification des coûts OPEX nets de l'année 2015	Le GDD révisé les charges et les produits nets, aux obligations de service public nets de l'année 2015 tels que repris dans l'annexe 7 au rapport taritaire ce-poit 2015. Le GDD classe ensuite les charges et produits nets de l'année 2015 en deux catégories : "recurrentes" et "non-recurrentes". En tant qu'informations complémentaires, les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive à l'annexe 4 du modèle de rapport.	Niveau de détail : La CVARF demande la distinction entre recurrent et non-recurrent au niveau des OPEX	
TAB7	Synthèse des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	Ce tableau présente la synthèse des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public pour les années 2015 à 2019. Il se compose automatiquement sur la base des tableaux sous-jacents 4, 5, 6, 7.	Les automatismes restent à vérifier.	
TAB8	Charges nettes liées à la gestion des composants à budget	Le GDD révisé le montant net de l'année 2015 et les meilleures estimations des charges nettes liées à la gestion des composants à budget pour les années 2016 à 2019 en distinguant les charges récurrentes et les charges non-recurrentes. Pour les années 2016 à 2017, le coût unitaire et les charges nettes fixes sont déterminés automatiquement sur base de l'indice santé et du facteur d'efficacité. Les charges nettes liées à la gestion des composants à budget pour les années 2018 à 2021 sont déterminées automatiquement sur base de l'indice santé et du facteur d'efficacité. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans le cas précis de la mesure envisagée (tableau TAB1), soit à l'échelle du modèle de rapport.	Quid des volumes si on calcule le budget 20-23 sur base de l'indice santé et du facteur d'efficacité ?	
TAB9	Charges nettes liées à la gestion des composants à budget	Le GDD révisé le montant net de l'année 2015 et les meilleures estimations des charges nettes liées à la gestion des composants à budget pour les années 2016 à 2019 en distinguant les charges récurrentes et les charges non-recurrentes. Pour les années 2016 à 2017, le coût unitaire et les charges nettes fixes sont déterminés automatiquement sur base de l'indice santé et du facteur d'efficacité. Les charges nettes liées à la gestion des composants à budget pour les années 2018 à 2021 sont déterminées automatiquement sur base de l'indice santé et du facteur d'efficacité. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans le cas précis de la mesure envisagée (tableau TAB1), soit à l'échelle du modèle de rapport.	Quid des volumes si on calcule le budget 20-23 sur base de l'indice santé et du facteur d'efficacité ?	

Modèle de rapport (6e anné) et liste des annexes relatives à la proposition de revenus autorisés - Electricité	Description	Correspondance avec l'ancien MOI	Incohérences	Autres
Table 3	Charges nettes liées à la gestion de la clientèle propre	Le G&D renvoie le montant net de l'année 2015 et les meilleures estimations des charges nettes liées à la gestion de la clientèle propre pour les années 2016 à 2019 en distinguant les charges nettes liées à la gestion de la clientèle propre et les charges d'entretien. Pour les années 2020 à 2023, le coût unitaire et les charges nettes fixes sont déterminés automatiquement sur la base de l'indice santé et du facteur d'efficacité. Les charges d'entretien des années 2020 à 2023 sont déterminées automatiquement sur la base de l'indice santé. Le G&D renvoie également pour les années 2016 à 2023, les meilleures estimations du nombre de clients que le G&D prévoit d'augmenter/maintenir en distribution. Ces hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive sur dans les cases prévues à cet effet en-dessous du tableau, soit à l'annexe 9.	Quid des volumes il on calcule le budget 2023 sur base de l'indice santé et du facteur d'efficacité ?	
Table 4	Charges nettes liées à la gestion de MOZA et DDC	Le G&D renvoie le montant net de l'année 2015 et les meilleures estimations des charges nettes liées à la gestion de MOZA et DDC pour les années 2016 à 2019 en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'entretien. Pour les années 2020 à 2023, le coût unitaire et les charges nettes fixes sont déterminés automatiquement sur la base de l'indice santé et du facteur d'efficacité. Les charges d'entretien des années 2020 à 2023 sont déterminées automatiquement sur la base de l'indice santé. Le G&D renvoie également pour les années 2016 à 2023, les meilleures estimations du nombre de clients que le G&D prévoit d'augmenter/maintenir en distribution. Ces hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet en-dessous du tableau, soit à l'annexe 9.	Quid des volumes il on calcule le budget 2023 sur base de l'indice santé et du facteur d'efficacité ?	
Table 5	Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables	Le G&D renvoie le montant net de l'année 2015 et les meilleures estimations des charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables pour les années 2016 à 2019 en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'entretien. Pour les années 2020 à 2023, le coût unitaire et les charges nettes fixes sont déterminés automatiquement sur la base de l'indice santé et du facteur d'efficacité. Les charges d'entretien des années 2020 à 2023 sont déterminées automatiquement sur la base de l'indice santé. Le G&D renvoie également pour les années 2016 à 2023, les meilleures estimations du nombre de clients que le G&D prévoit d'augmenter/maintenir en distribution. Ces hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive sur dans les cases prévues à cet effet en-dessous du tableau, soit à l'annexe 9.	Quid des volumes il on calcule le budget 2023 sur base de l'indice santé et du facteur d'efficacité ?	
Table 6	Charges nettes liées à l'éclairage public	Le G&D renvoie le montant net de l'année 2015 et les meilleures estimations des charges nettes liées à l'éclairage public pour les années 2016 à 2019 en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'entretien. Pour les années 2020 à 2023, le coût unitaire et les charges nettes fixes sont déterminés automatiquement sur la base de l'indice santé et du facteur d'efficacité. Les charges d'entretien des années 2020 à 2023 sont déterminées automatiquement sur la base de l'indice santé. Le G&D renvoie également pour les années 2016 à 2023, les meilleures estimations du nombre de clients que le G&D prévoit d'augmenter/maintenir en distribution. Ces hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive sur dans les cases prévues à cet effet en-dessous du tableau, soit à l'annexe 9.		
Table 7	M/A			
Table 8	Synthèse des charges et produits non-contrôlables	Le tableau présente la synthèse des charges et produits non-contrôlables pour les années 2015 à 2023. Il est complété automatiquement par la base des données sous-jacentes. 3.1 à 3.15.	M/A	
Table 9	Charges et produits émanant de factures de travail emises ou reçues par le G&D	Le G&D renvoie les données réelles 2015 ainsi que les meilleures estimations des charges et produits émanant de factures de travail émises ou reçues par le G&D pour les années 2016 à 2023. Les charges et produits doivent correspondre, pour chaque année, à la matrice de travail reprise en dessous du tableau de synthèse. La matrice de travail à pour objet de réconcilier les données de facturation de travail émises et reçues par le G&D. Le G&D renvoie les volumes d'énergie prévisionnels de travail émis (produits-équivalents). Charges - Energie livrée en provenance d'autres G&D / Produits - Energie livrée à partir de G&D vers d'autres G&D. Le G&D renvoie, à l'annexe 10, les événements changeants techniques intervenus qui ont entraîné des variations de travail émis ou reçus pendant la période requise indiquant l'ajustement des volumes de travail émis ou reçus.	M/A	
Table 10	Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	Le G&D renvoie les données réelles 2015 et les meilleures estimations des charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique pour les années 2016 à 2023. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive sur dans les cases prévues à cet effet en-dessous du tableau.	M/A	
Table 11	Charges émanant de factures émises par la société FREDO dans le cadre du processus de FREDO Eclair	Le G&D renvoie les données réelles 2015 et les meilleures estimations des charges émanant de factures émises par la société FREDO dans le cadre du processus de FREDO Eclair pour les années 2016 à 2023. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive sur dans les cases prévues à cet effet en-dessous du tableau, soit à l'annexe 12.	M/A	
Table 12	Affectation de vote	Le G&D renvoie les données réelles 2015 et les meilleures estimations des charges relatives à l'affectation de vote pour les années 2016 à 2023. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet en-dessous du tableau.	M/A	

Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé - Electricité

Tableaux	Description	Correspondance avec l'ancien MRD	Incohérences	Autres
TABLE 5	Charge fiscale relative de l'application de l'impôt des sociétés	Ce tableau reprend le calcul des coûts de la charge fiscale prévisionnelle pour les années 2016 à 2023 des sociétés du réseau des sociétés sur le résultat des activités ordinaires au GRD. Le GRD dispose de deux sociétés bénéficiaires de la charge fiscale, à savoir la société bénéficiaire principale, aux charges d'impôt sur le revenu, et au cas échéant, les sociétés liées à cette dernière.		Le tableau n'est remplissable qu'au total. Ors Assets
TABLE 6	Autres impôts, taxes, redevances, charges, précomptes, amendements et multas	Le GRD résume les données réelles 2015 et les meilleures estimations pour les années 2016 à 2023 des taxes, surcharges, redevances, précomptes fédéraux et locaux, précomptes immobiliers et mobiliers ainsi que de la charge fiscale effectivement due par le GRD en application de l'impôt sur les personnes morales. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet, en particulier dans le tableau.	Une partie de l'ancien T17. Partie de l'ancien T17 (impôts, amendements, surcharges, contributions et précomptes fédéraux et locaux, précomptes immobiliers et mobiliers ainsi que de la charge fiscale effectivement due par le GRD en application de l'impôt sur les personnes morales). Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet, en particulier dans le tableau.	
TABLE 7	Coût de la responsabilité de l'ONDAPL	Ce tableau reprend le calcul détaillé et l'exploration des coûts de responsabilité prévisionnelle pour les années 2015 à 2023. Le GRD résume les données réelles 2015 et les meilleures estimations relatives au nombre d'agents stabilisés, à la main d'œuvre, aux charges de pension et au coefficient de responsabilité. Le GRD indique le montant des provisions de la contribution de responsabilité entre ses différents secteurs d'activité et les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet, en particulier dans le tableau.		
TABLE 8	Charges de pension non-capitalisées (uniquement destinées à GRD)	Le GRD résume les données réelles et les meilleures estimations pour les années 2016 à 2023 des charges de pension non-capitalisées en distinguant les charges d'investissement et les ventes. Les charges d'investissement doivent correspondre aux charges reprises dans le tableau d'amortissement des charges de pension.	OK	
TABLE 9	Charges émises par factures d'impôt d'électricité émis par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	Le GRD résume les données réelles 2015 et les meilleures estimations pour les années 2016 à 2023 des charges émises par factures d'impôt d'électricité émis par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD. Pour ce faire, le GRD indique le prix de vente unitaire, le volume unitaire et les volumes totaux de la clientèle propre et des volumes totaux détaillés de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet, en particulier dans le tableau.		
TABLE 10	Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre	Le GRD résume les données réelles 2015 et les meilleures estimations pour les années 2016 à 2023 des charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre. Pour ce faire, le GRD indique le prix de vente unitaire, le volume unitaire et les volumes totaux de la clientèle propre et des volumes totaux détaillés de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet, en particulier dans le tableau.		
TABLE 11	Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre	Le GRD résume les données réelles 2015 et les meilleures estimations pour les années 2016 à 2023 des charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre. Pour ce faire, le GRD indique le prix de vente unitaire, le volume unitaire et les volumes totaux de la clientèle propre et des volumes totaux détaillés de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet, en particulier dans le tableau.		
TABLE 12	Produits nets de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation versée par la GRD	Le GRD résume les données réelles 2015 et les meilleures estimations pour les années 2016 à 2023 des produits nets de la facturation effective à la clientèle propre en distinguant les clients protégés et les clients non-protégés. Pour ce faire, le GRD indique le prix de vente unitaire, le volume unitaire et les volumes totaux de la clientèle propre et des volumes totaux détaillés de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet, en particulier dans le tableau.		
TABLE 13	Charges d'achat de certificats verts	Le GRD résume les données réelles et les meilleures estimations pour les années 2016 à 2023 des charges d'achat de certificats verts. Pour ce faire, le GRD indique les volumes prévisionnels de fourniture en distinguant ceux soumis au quota (clients protégés) et ceux non soumis au quota (clients non protégés). Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet, en particulier dans le tableau.		
TABLE 14	Primes - Qualivert - versées aux utilisateurs de réseau	Le GRD résume les données réelles 2015 et les meilleures estimations pour les années 2016 à 2023 des primes versées aux utilisateurs de réseau. Pour ce faire, le GRD indique le prix de vente unitaire, le volume unitaire et les volumes totaux de la clientèle propre et des volumes totaux détaillés de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet, en particulier dans le tableau.		

Modèle de rapport (en anné) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé - Electricité		Description	Incohérences	AUTRES
Tableaux		Correspondance avec l'ancien MDL		
TAB.15	Indemnités versées aux fournisseurs d'électricité relatives au rachat de placement des compteurs à budget	Le GDD renvoie: les meilleures estimations pour les années 2019 à 2023 des indemnités à verser aux fournisseurs dans le cas du retard de placement des compteurs à budget. Pour ce faire, le GDD indique le montant prévisionnel d'investissement journalier, le détail estimé de placement des compteurs à budget de référence (en nombre de compteurs à placer par jour) et le nombre de jours de retard de placement des compteurs à budget par rapport au calendrier prévu. Les hypothèses relatives au montant unitaire journalier, au début de placement et au nombre de préfectures sont détaillées de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet en annexe au tableau.		
TAB.16	N/A			
TAB.17	Marge équitable	Les tableaux portent sur la détermination du montant de la marge équitable en fonction des données relatives aux années 2015 à 2019. Le GDD renvoie également le montant de la plus-value MVA, de la plus-value historique et leur amortissement respectif pour les années 2015 à 2019. Au travers de l'annexe 17, le GDD démontre bien entre les investissements de revenu prévu dans le tableau 5.1 et le plan d'investissement approuvé par le CRAE. Pour les actifs hors réseau, le GDD détaille les hypothèses d'évolution entre 2015 et 2023 prises en compte de manière exhaustive à l'annexe 18.		
TAB.18	Evolution des actifs, réglés sur la période 2019-2023	Le GDD renvoie: pour chaque catégorie d'actif réglé, le montant des investissements des investissements, des interventions tiers, des tables, les amortissements émis ou prévus pour les années 2015 à 2019. Le GDD renvoie également le montant de la plus-value MVA, de la plus-value historique et leur amortissement respectif pour les années 2015 à 2019. Au travers de l'annexe 17, le GDD démontre bien entre les investissements de revenu prévu dans le tableau 5.1 et le plan d'investissement approuvé par le CRAE. Pour les actifs hors réseau, le GDD détaille les hypothèses d'évolution entre 2015 et 2023 de manière exhaustive à l'annexe 18 de manière de report.	La valeur de la MVA 2020 à 2023 reprise dans le tableau évolue en fonction d'investissements décaissés du plan d'opération. Par contre, la charge fiscale pour la détermination du revenu autorisé n'a subi aucune modification totale des principes. Comme déjà mentionné, il s'agit là d'une contradiction totale des principes. Cela représente en outre une difficulté pour concilier un revenu autorisé global et des chiffres détaillés par catégories de coûts. Les prévisions d'amortissements décaissés de l'application du dernier Plan d'adoption approuvé allant (les amortissements) à l'échelle de la détermination du revenu d'amortissements actualisés en fonction des paramètres d'évaluation. Les GDD seraient donc amenés à gérer deux versions d'amortissements en fonction des tableaux à remplir.	
TAB.19	Intervention de tiers dans le financement des actifs réglés	Le tableau récapitule les prévisions des interventions de tiers dans le financement des actifs réglés pour les années 2015 à 2019. Le GDD fournit à l'annexe 19, le tableau de détail qui permet la détermination des interventions de tiers pour l'année 2019 à partir des tarifs non-prévisionnels.	Quelle est la différence entre les données de ce tableau et les données relatives aux interventions classées du TB.1 ? Pourquoi les données ne sont-elles pas ?	
TAB.20	Charges nettes relatives aux projets spécifiques	Le GDD renvoie le budget des charges opérationnelles nettes relatives aux projets spécifiques des années 2019 à 2023 en distinguant les charges nettes relatives et les charges nettes tierces. Le GDD renvoie également pour les années 2019 à 2023, les prévisions de valeur intrinsèque à la variable prise en compte dans le business case du projet. Les charges opérationnelles nettes relatives aux projets spécifiques sont détaillées dans l'annexe 20 pour le développement des comptes consolidés.		
TAB.21	Solde régularisé	Ce tableau reprend une vue globale des soldes régularisés du GDD. Le GDD renvoie : - le montant des soldes régularisés des années 2016 et 2019 approuvés par le CRAE mais hors des soldes régularisés des années 2015 à 2016 et hors des soldes régularisés des années 2017 à 2019. Le GDD renvoie également le détail des soldes régularisés des années 2015 à 2016 et hors des soldes régularisés des années 2017 à 2019, tels que reportés par le gestionnaire de réseau de distribution aux régulateurs au travers des rapports tarifaires ou par le transporteur; - le montant des soldes régularisés intégrés dans les tarifs des années 2015, 2016, 2017 et 2018. Sur base de ces informations, le GDD cumule 2008-2014 (rapport) l'après déduction des soldes régularisés et le montant de l'incertitude annuel (2015-2021) qui représente 25% du solde cumulé 2009-2014 le calculer automatiquement. Le GDD renvoie également le montant des soldes régularisés des années 2015 à 2016 et hors des soldes régularisés des années 2017 à 2019, tels que reportés par le gestionnaire de réseau de distribution, le solde sur le total net et le solde sur le transport. Le GDD renvoie également le quart-pair annuel des soldes régularisés 2015 et 2016 affectés ou à affecter dans les tarifs conformément aux décisions de la CRAE.	Il est demandé de valider les soldes 2008 à 2016 entre solde de distribution/solde régularisé (solde net) et solde transport hors cotisation fiscale. Or ce solde ne se split pas pour les soldes du passé. Or plus, sur l'annexe 21, les soldes 2015, ce split ne sera pas utilisé lors de la détermination des tarifs 2019-2023.	
TAB.22	Evolution bilanciale	Le GDD renvoie les données bilanciales relatives des années 2015 et 2016 et prévisionnelles des années 2017 à 2023 en distinguant les actifs du GDD, les actifs non GDD, les passifs du GDD, les passifs non GDD, les soldes régularisés et les hypothèses d'évolution entre 2017 et 2023. Les postes bilanciers sont détaillés de manière exhaustive à l'annexe 22.	Si l'évolution des immobilisations en base de la MVA est nécessaire dans le processus de détermination du revenu autorisé, quelle est la valeur ajoutée de faire des projections par rapport à la base bilanciale (pour les créances, les provisions) jusqu'à 2023, si ce n'est le P+ l'incrémentation plus des calculs de revenu autorisé.	

Modèle de rapport (ex. arts) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisés - Electricité		Tableaux		Description: Correspondance avec l'ancien ADR. Différence		Incohérences		Autres	
TAB1	Détail des crédits à l'arrêté (AR)	Le CDB renvoie le détail des crédits de classe 4014 sur base des données réelles des années 2015 et 2016 et provisionnelles des années 2017 à 2023. Le CDB communique à l'annexe 23 la description des provisions ainsi que la justification du maintien de celles-ci en 2019.							
TAB2	Détail des comptes de régularisation	Le CDB renvoie le détail des comptes de classe 16 sur base des données réelles des années 2015 et 2016 et provisionnelles des années 2017 à 2023.							
TAB3	Détail des provisions	Le CDB renvoie le détail des comptes de classe 16 sur base des données réelles des années 2015 et 2016 et provisionnelles des années 2017 à 2023. Le CDB communique à l'annexe 23 la description des provisions ainsi que la justification du maintien de celles-ci en 2019.							
TAB10	Synthèse du revenu autorisé des années 2019 à 2023 (GRD) avec un secteur unique	Ce tableau présente le synthèse du revenu autorisé des années 2019 à 2023. Il sert de base pour la détermination du plafond de revenu autorisé. Il se compose notamment sur base des tableaux suivants : - le montant de l'enveloppe budgétaire 2017 approuvée par la CWaPE le 19 décembre 2016 - le montant des adaptations consenties du plafond des crédits généraux 2017 octroyés pour les années 2019 à 2023 - le montant de l'écoulement des crédits budgétaires 2017					La CWaPE pourra elle confirmer que ce tableau ne doit pas être rempli par Oris.		voir remarques tab.1
TAB10.1	Synthèse du revenu autorisé des années 2019 à 2023 par secteur (GRD avec plusieurs secteurs)	Ce tableau présente la synthèse du revenu autorisé des années 2019 à 2023 pour chaque secteur électrique après répartition des charges au secteur concerné. Il sert de base pour la détermination des tarifs par catégories de charges au secteur. Pour le compléter, ORIS doit préalablement compléter : - une version agrégée de la proposition de revenu autorisé incluant les tableaux 1, 2, 2.1, 2.2, 2.4, 4, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 7, 9, 9.1, 9.2, 9.3 complétées avec les données de l'annexe 23 - le détail des charges budgétaires ORIS renvoie au tableau 10.1 le montant des charges nettes consolidées agrégées et des coûts nets des projets spécifiques agrégés pour les années 2019 à 2023 et la répartition de ces charges par secteur - une version individuelle (par secteur) de la proposition de revenu autorisé incluant les tableaux 3, 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 3.9, 3.10, 3.11, 3.12, 3.13, 3.14, 3.15, 6, 6.1, 6.2, 6.3 - sur base de ces Reports individualisés, la répartition des coûts réglementaires et la marge équilibrée de chaque secteur pour les années 2019 à 2023. Pour la détermination du plafond de revenu autorisé 2019 de l'ensemble des secteurs électriques, la CWaPE devra agréger les données de l'annexe 23 et compléter le tableau TAB10.1 - la somme des crédits budgétaires 2017 des secteurs électriques approuvés par la CWaPE le 19 décembre 2016 - la somme des adaptations consenties du plafond des crédits généraux 2017 des secteurs électriques octroyés					Contraintement à son homologation T10 pour 2020, le tableau T10.1 ne comprend aucun lien avec les autres tableaux (même pas pour le total quand il s'agit de données agrégées) ni de formules d'évaluation, ni de contrôles. Comment la CWaPE est elle pratiquement l'organisation des données étant donné que certains tableaux sont agrégés et d'autres par secteur ? Dans le T10.1, la CWaPE liste les différents secteurs d'Oris mais en omettant le secteur commun. Dans le T10.1, la comparaison entre le Revenu Autorisé et l'enveloppe budgétaire 2017 indiquer si fait au niveau agrégé et pas par secteur. La CWaPE peut elle confirmer cette approche.		voir remarques tab.1

**Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé -
Electricité
Annexes**

		Description. Correspondance avec l'ancien MDR.	Incohérences	Autres
Annexe 1	GENERALITE	Le business plan 2019-2023 constitué de l'excel intitulé "Business Plan 2019-2023 - Electricité" et d'une note accompagnatrice au format word reprenant le contenu minimum défini par la CWAPÉ.		
Annexe 2	GENERALITE	Une note explicative concernant les règles en matière d'activation des coûts appliquées en 2017 ainsi que les règles en matière d'activation des coûts prises en compte pour l'élaboration de la proposition de revenu autorisé. Veuillez démontrer que les frais généraux activés disparaissent effectivement du budget des coûts et fournir une note sur le processus d'activation en le motivant.		
Annexe 3	TAB 2	Une note explicative détaillée reprenant les hypothèses retenues pour la détermination du budget de chaque catégorie de charges du tableau 2 pour les années 2016,2017,2018 et 2019 à l'exception des coûts informatiques et des charges sociales et salariales qui seront justifiées respectivement aux annexes 4 et 6.		
Annexe 4	TAB 2.1	Une note explicative détaillée reprenant les hypothèses retenues pour la détermination du budget de chaque catégorie de coûts informatiques reprise au tableau 2.1 pour les années 2016,2017,2018 et 2019.		
Annexe 5	TAB 2.1	Pour chaque projet informatique repris au tableau 2.1, veuillez communiquer une description détaillée, la ligne du temps du projet et la répartition des coûts par année tout au long de la durée du projet.		
Annexe 6	TAB 2.2	La dernière version de l'organigramme du GRD + une note expliquant les évolutions de personnel (en terme d'ETP) prévues au sein de chaque service/département ainsi que les hypothèses retenues pour la détermination du budget des charges sociales et salariales des années 2016, 2017,2018 et 2019.		
Annexe 7	TAB 2.3	Un fichier excel qui détaille le calcul du montant des produits contrôlables issus des tarifs non-périodiques pour l'année 2019.		
Annexe 8	TAB 3	Le fichier excel intitulé "Annexe coûts OSP 2015 - Elec" détaillant et justifiant, pour chaque catégorie d'obligation de service public, la ventilation entre coûts fixes et coûts variables	Cette demande est une nouveauté pour les OSP.	
Annexe 9	TAB 4.1 à 4.6	Une note explicative détaillée reprenant pour chaque catégorie d'obligation de service public, les hypothèses retenues pour la détermination du budget des coûts contrôlables fixes, des coûts contrôlables variables, des charges d'amortissement pour les années 2016 à 2019 ainsi que les hypothèses en termes de volume de prestation pour les années 2016 à 2023.	Grosse nouveauté : notamment charges fixes/variables et hypothèses de volumes pour certaines catégories d'OSP.	
Annexe 10	TAB 5.1	Veuillez communiquer, le cas échéant, les changements techniques intervenus ou qui devraient intervenir sur leur réseau et impactant de manière significative les volumes de transit entre GRD pour la période réglementaire 2019-2023.	Nouveau	
Annexe 11	TAB 5.2	Une copie du ou des dernier(s) contrat(s) attribué(s) pour l'achat d'électricité pour les pertes réseaux avec l'indication du prix unitaire exprimé en EUR/MWh (HP et HC) pour la période réglementaire.		
Annexe 12	TAB 5.3	Le détail des calculs prévisionnels réalisés pour établir la valorisation en euro et en MWh des volumes de réconciliation.	ORES ne budgétise pas de rest-term.	

**Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé -
Electricité
Annexes**

		Description. Correspondance avec l'ancien MDR.	Incohérences	Autres
Annexe 13 TAB 5.4	Une copie du courrier émanant de la DGE04 reprenant la notification provisoire relative à la redevance pour occupation du domaine public par le réseau électrique de l'année 2017 (à défaut 2016).			
Annexe 14 TAB 5.5	Une copie du dernier Avertissement Extrait de Rôle reçu de l'Administration fiscale relatif à l'impôt des sociétés.			
Annexe 15 TAB 5.7	Une note explicative reprenant les hypothèses retenues pour la détermination du budget des cotisations de responsabilisation des années 2019 à 2023 et notamment les clés de répartition employées pour la ventilation des cotisations de responsabilisation entre les différents secteurs d'activité du GRD (gaz/électricité/autres activités) + le dernier document reçu de IONSS APL permettant de justifier les montants provisionnels			
Annexe 16 TAB 5.9	Une copie de ou des dernier(s) contrat(s) attribué(s) pour l'achat d'électricité pour la fourniture de la clientèle propre du GRD avec l'indication du prix unitaire exprimé en EUR/MWh (HP et HC) pour la période régulatoire.			
Annexe 17 TAB 6.1 et 6.2.	Une note explicative (incluant description et montant) permettant de faire le lien entre le plan d'adaptation et les montants des investissements/désaffectations/interventions tiers repris dans la proposition de revenu autorisé			
Annexe 18 TAB 6.1 et 6.2.	Un budget détaillé et une note explicative relative aux investissements hors réseau (terrains, bâtiment, logiciels, matériel roulant, etc) -> comptes de classe 20, 21, 22, 24.			
Annexe 19 TAB 6.3	Un fichier excel qui détaille le calcul du montant des interventions tiers pour l'année 2019.		Voir remarque sur T6.3.	<u>Attention</u> c'est une nouvelle demande.
Annexe 20 TAB 7	Dossier de demande de budget spécifique relative au déploiement des compteurs communicants conforme à l'article 15 de la méthodologie tarifaire.			
Annexe 21	N/A			
Annexe 22 TAB 9	La description des évolutions bilantaires significatives budgétées pour les années 2017 à 2023 en détaillant les hypothèses prises en compte.		Voir remarque sur T9	
Annexe 23 TAB 9.3	La description des provisions ainsi que la justification du maintien de ces provisions en 2019.		Voir remarque sur T9.3.	<u>Attention</u> le justification du maintien en 2019 c'est une nouvelle demande.

**Annexe 1 du modèle de rapport (ex-ante) - Business Plan -
Electricité**

Annexe 1 du modèle de rapport (ex-ante) - Business Plan - Electricité

	Description Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	Autres
TAB2.2.4	Evolution des charges nettes liées à la gestion des MOZA et EDC	Dans le rapport de COP transmis annuellement, les quantités demandées pour calculer le prix moyen des MOZA et EDC est le même l'ancien de la Cwape, la notion "traiter" -> pointa l'ajout de l'ancien compte du nombre de demandes d'investissement. Le Cwape ne tient pas compte du nombre et de la force extensibilité des demandes qui ont un impact sur les coûts et les délais de régularisation. En outre, la définition précise qui sera finalement retenue par la Cwape devra figurer dans la décision de la Cwape	
TAB2.2.5	Evolution des charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables	La variable proposée par la Cwape est le nombre de dossiers - qualifiés - et - solvants - introduits par le gestionnaire de réseau. Etant donné que la principale charge variable que nous retransmettons dans cette rubrique est le paiement des primes, ORES est d'avis que le nombre de primes payées doit être la variable de globalisation.	
TAB2.2.6	Evolution des charges nettes liées à l'éclairage public	Ce tableau est déjà repris dans le MDR Ex-ante revenu autorisé.	Ce tableau est déjà repris au tableau 6.2. MDR Ex-ante revenu autorisé, à présenter par secteur. Est-il nécessaire de le donner 2 fois ?
TAB2.3	Evolution de l'actif régulé	Ce tableau va décrire le détail de l'évolution des emprunts et les charges d'intérêt sur emprunt liées découlant des hypothèses de financement retenues par le GRD afin de couvrir les besoins de financement à chiffrer précisément également. Or ces charges selon la méthodologie 2019-2023 sont censées être incluses dans l'application de la formule WACC x Rab. Ce travail de gestion de la promotion de potentialité d'emprunts est très important car le nombre d'emprunts du passé et à l'avenir aura pas de valeur ajoutée pour le déterminant du revenu autorisé qui servira de base aux tarifs.	
TAB2.4	Evolution des financements	Ce tableau va décrire le détail de l'évolution des emprunts et les charges d'intérêt sur emprunt liées découlant des hypothèses de financement retenues par le GRD afin de couvrir les besoins de financement à chiffrer précisément également. Or ces charges selon la méthodologie 2019-2023 sont censées être incluses dans l'application de la formule WACC x Rab. Ce travail de gestion de la promotion de potentialité d'emprunts est très important car le nombre d'emprunts du passé et à l'avenir aura pas de valeur ajoutée pour le déterminant du revenu autorisé qui servira de base aux tarifs.	
TAB2.5	Evolution des provisions	Ce tableau présente l'évolution des provisions au cours de la période réglementaire. Il correspond au tableau 5 de la proposition de revenu autorisé.	Nous renvoyons à la remarque faite sur le tableau 9.3. Si l'évolution des immobilisations est donc de la Rab est nécessaire dans le processus de détermination du RA, quelle est la valeur ajoutée de faire des projections parfois très détaillées des autres postes bilancières (pour les créances, les provisions...) jusqu'à 2023. D'autant plus que la méthodologie prévoit que les dotations et reprises de provisions sont reprises dans les charges contrôlables nettes et évoluent donc à partir de 2019 selon l'indice santé et le facteur X
TAB2.6	Evolution des charges et produits non contrôlables	Ce tableau présente l'évolution des coûts non contrôlables du GRD au cours de la période réglementaire. Il correspond au tableau 5 de la proposition de revenu autorisé.	
TAB3	Evolution des flux de trésorerie	Ce tableau présente l'évolution des flux de trésorerie du GRD au cours de la période réglementaire. Il est complété automatiquement sur base des tableaux précédents.	
TAB4	Représentation graphique des évolutions	Ce tableau représente sous forme de graphique l'évolution du cash flow, du Besoin en Fonds de Roulement, des investissements nets, des variations deendettement, des dividendes et du cash.	

Remarques générales : Comment la Cwape voit elle pratiquement l'organisation des dossiers étant donné que certains tableaux sont agrégés et d'autres par secteur ? La Cwape pourrait elle préciser les tableaux qui sont à présenter de manière agrégée et ceux à présenter par secteur ? La rédaction de la note accompagnatrice est une surcharge de travail importante qui n'a que peu de valeur ajoutée pour la détermination du revenu autorisé qui servira effectivement de base aux tarifs

**Annexe 8 du modèle de rapport (ex-ante) – Coûts OSP 2015 -
Electricité**

Annexe 8 du modèle de rapport (ex-ante) - Coûts OSP 2015 - Electricité
Tableaux

	Description. Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	Autres
<p>1. Investissement et diffusion de document 2. Coûts de primes 3. Guide(s) unique de traitement des casiers d'installations photovoltaïques</p>			
<p>D. OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC EN MATIERE DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT Tableau 5 Recommandations standard gratuit 1. Coût annuel recommandations standards gratuits 2. Nombre de recommandations standards gratuits réalisés</p>			
<p>E. AUTRES ELEMENTS DE COUT DIRECTEMENT OU INDIRECTEMENT LIES A L'APPLICATION DES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC Tableau 7A Eclairage public 1. Coût de l'éclairage préventif 2. Coût de l'éclairage curatif normal 3. Coût de remplacement des armatures vapeurs mercure BP 4. Coût de remplacement des armatures vapeurs mercure HP 5. Déjeuner 6. Base patrimoniale 7. Audit et Reporting Tableau 7B Autres coûts</p>			
<p>F. RECAPITULATIF ANNUEL 1. Coût du coût annuel des OSP 2. Répartition du coût OSP par type de coût 3. Répartition du coût OSP par type de coût par commune</p>			
<p>G. PERSPECTIVES D'EVOLUTION 1. Opérations liées aux OSP de l'année N et budget N+1 2. Coûts totaux liés aux OSP de l'année N et budget N+1 3. Coûts totaux (Opex + Capex) liés aux OSP de l'année N et budget N+1</p>			

Annexe 6 du modèle de rapport (ex-ante) - Coûts OSP 2015 - Electricité
Annexes

	Description. Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	Autres
La CWaPE demande au gestionnaire de réseau de joindre en annexe au présent formulaire les documents suivants			
Annexe 1 :	Les clés de répartition des ETP entre les différentes OSP ainsi que leur justification	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.	
Annexe 2 :	Les clés de répartition des coûts alloués entre les différentes OSP ainsi que leur justification.	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.	
Annexe 3 :	Un tableau récapitulatif de l'ensemble des frais généraux indirects imputés aux OSP et la répartition entre les différentes OSP	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.	
Annexe 4 :	Le détail du calcul des provisions "réduction de valeurs sur créances douteuses" et "décali des moins-values sur réalisation de créances" reprises dans le tableau T2C	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.	
Annexe 5 :	Une description précise de l'ensemble des tâches réalisées par les agents du guichet unique en précisant les activités couvertes par les coûts renseignés dans le tableau T5	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.	
Annexe 6 :	Une note décrivant le processus d'activation des frais généraux ainsi que des investissements	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.	
Annexe 7 :	Une note explicative/descriptive permettant à la CWaPE de comprendre les montants renseignés dans le présent formulaire	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.	
Annexe 8 :	Détail de l'allocation des coûts fixes et variables (par exemple) par catégorie de coûts et détail chiffré par catégorie de coûts pour l'année N-1 et pour l'année N)	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.	
Annexe 9 :	Note justificative (explicative et chiffrée) des variations entre la colonne N-1 et la colonne N ainsi que entre la colonne N et le budget N)	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.	Nouveauté !

**Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs aux
tarifs périodiques et non-périodiques - Electricité**

Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques et non-périodiques - Electricité

Tableaux

			Description Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	Autres
TAB4.4	Tarifs de préèvement 2022		Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques de préèvement d'électricité de l'année 2022. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Idem remarque TAB4.1	
TAB4.5	Tarifs de préèvement 2023		Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques de préèvement d'électricité de l'année 2023. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Idem remarque TAB4.1	
TAB5	Synthèse des produits prévisionnels issus des tarifs d'injection		Ce tableau présente l'estimation des produits issus des tarifs périodiques d'injection par niveau de tension pour chaque année de la période régulatoire. Ce tableau se complète automatiquement sur base des données des tableaux 3, 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 et 5.5.		
TAB5.1	Tarifs d'injection 2019		Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques d'injection de l'année 2019. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Code EDIEL : plusieurs tarifs regroupés sous 1 code EDIEL Dépense de la distinction de prix par type de compteur en mesure et comptage	
TAB5.2	Tarifs d'injection 2020		Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques d'injection de l'année 2020. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Idem remarque TAB5.1	
TAB5.3	Tarifs d'injection 2021		Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques d'injection de l'année 2021. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Idem remarque TAB5.1	
TAB5.4	Tarifs d'injection 2022		Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques d'injection de l'année 2022. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Idem remarque TAB5.1	
TAB5.5	Tarifs d'injection 2023		Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques d'injection de l'année 2023. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Idem remarque TAB5.1	
TAB6	Réconciliation des charges et produits (prélevement et injection)		Ce tableau établit la réconciliation entre les charges et les produits de prélevement et d'injection. Ce tableau se complète automatiquement sur base des tableaux 2 et 4.	Ancien TAB 6 TAB : Réconciliation des charges totales avec les chiffres d'affaires estimés pour les tarifs périodiques (prélevement) et non-périodiques et les tarifs d'injection MORIS RACCORDEMENTS	
TAB7	Synthèse des simulations pour un client-type de chaque niveau de tension		Ce tableau présente des simulations des coûts de distribution pour un client-type de chaque niveau de tension. Il se complète automatiquement sur base des tableaux 7.1, 7.2, 7.3 et 7.4.		
TAB7.1	Simulations des coûts de distribution pour les clients-type - niveau HT		Ce tableau présente des simulations des coûts de distribution pour les clients-type du niveau HT et ce, pour chaque année de la période régulatoire. Il montre également le pourcentage d'évolution des coûts de distribution d'une année par rapport à l'autre. A l'exception des coûts de distribution de l'année 2017 que le GRD doit renseigner sur base des tarifs 2017 appliqués aux client-types (attention, la pointe annuelle a été modifiée sur base du profil SLP 512), ce tableau se complète automatiquement sur base du tableau 4.	Calcul clients type THT ancien T24	
TAB7.2	Simulations des coûts de distribution pour les clients-type - niveau MT		Ce tableau présente des simulations des coûts de distribution pour les clients-type du niveau MT et ce, pour chaque année de la période régulatoire. Il montre également le pourcentage d'évolution des coûts de distribution d'une année par rapport à l'autre. A l'exception des coûts de distribution de l'année 2017 que le GRD doit renseigner sur base des tarifs 2017 appliqués aux client-types (attention, la pointe annuelle a été modifiée sur base du profil SLP 512), ce tableau se complète automatiquement sur base du tableau 4.	Disposition du type de compteur (AMM - AMMB - YAB). Les utilisateurs du réseau appartenant à la même catégorie tarifaire ne disposent actuellement pas tous du même type de compteur.	

Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques et non-périodiques - Electricité
Tableaux

	Description Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB7.3 Simulations des coûts de distribution pour les clients-type - niveau TBT	Ce tableau présente des simulations des coûts de distribution pour les clients-type du niveau TBT et ce, pour chaque année de la période régulatrice. Il montre également le pourcentage d'évolution des coûts de distribution d'une année par rapport à l'autre. À l'exception des coûts de distribution de l'année 2017 que le GRD doit renseigner sur base des tarifs 2017 appliqués aux clients-types existants, le point annuel a été modifié sur base du profil SLP 513, ce tableau se complète automatiquement sur base du tableau 4.	Répartition du type de compteur (AMR - HMR - YMR). Les utilisateurs du réseau appartenant à la même catégorie tarifaire ne disposent actuellement pas tous du même type de compteur.	
TAB7.4 Simulations des coûts de distribution pour les clients-type - niveau BT	Ce tableau présente des simulations des coûts de distribution pour les clients-type du niveau BT et ce, pour chaque année de la période régulatrice. Il montre également le pourcentage d'évolution des coûts de distribution d'une année par rapport à l'autre. À l'exception des coûts de distribution de l'année 2017 que le GRD doit renseigner sur base des tarifs existants de la PT 2017, ce tableau se complète automatiquement sur base du tableau 4.	Au niveau du 1. Tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution" Terme proportionnel : une ligne devrait être prévue pour les heures illimitées jour, pour les clients D3, D4 et D5.	

Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques et non-périodiques -
Electricité
Annexes

		Description, Correspondance avec l'ancien MDR, Différence	Incohérences	Autres
Annexe 1	TAB 1	Une note explicative décrivant les clés de répartition utilisées pour répartir chaque élément du revenu autorisé entre les niveaux de tension.	Annexe 6 de l'ancien modèle de rapport ex-ante : Clés de répartition par groupe de client	La méthodologie ne reprend aucune règle de répartition. Anciennement, les règles de répartition s'appliquaient aux rubriques de la comptabilité analytique des secteurs d'Orès. Quid principe de Cascade des coûts ? Quid répartition des rubriques répertoriées dans le TAB1 ?
Annexe 2	TAB 2	Le détail des coûts imputés à l'injection renseignés au tableau 2	Nouveau	QUJD : Scission des coûts entre prélèvement et injection sans connaître préalablement les tarifs uniformes qui seront applicables pour l'injection ?
Annexe 3	TAB 3	Les hypothèses retenues pour la détermination des volumes prévisionnels de prélèvement et d'injection des années 2019 à 2023. Ces hypothèses sont au moins ventilées par niveau de tension.	Annexe 23 de l'ancien modèle de rapport ex-ante : Les hypothèses utilisées pour le calcul de l'évolution de l'énergie distribuée. Ces hypothèses sont au moins ventilées par groupe de clients.	
Annexe 4	TAB 3	Les hypothèses retenues pour la détermination des puissances prévisionnelles des années 2019 à 2023.	Nouveau	
Annexe 5	TAB 3	N/A		
Annexe 6	Tarifs périodiques	Un aperçu de l'utilisation des périodes tarifaires au sein du GRD, avec une distinction entre les groupes de clients.	Annexe 34 de l'ancien modèle de rapport ex-ante : Un aperçu de l'utilisation des périodes tarifaires au sein du GRD, avec une distinction entre les groupes de clients.	
Annexe 7	Tarifs périodiques	La grille des tarifs périodiques de prélèvement et d'injection pour chaque année de la période réglementaire sous format Excel et sous format PDF, incluant, le cas échéant, les modalités d'application et de facturation des tarifs.	OK	
Annexe 8	Tarifs non-périodiques	Une note explicative décrivant la/les méthode(s) de calcul des tarifs non-périodiques		
Annexe 9	Tarifs non-périodiques	Un fichier excel permettant la comparaison des tarifs non-périodiques 2019-2023 avec ceux de l'année 2017 ainsi qu'une note explicative détaillant et justifiant les modifications proposées à travers la proposition de tarifs non-périodiques 2019-2023		
Annexe 10	Tarifs non-périodiques	Pour chaque modification/changement proposé à l'annexe 7, veuillez communiquer un tableau de comparaison de l'application des tarifs avant et après la modification dans un cas de figure précis de façon à simuler l'impact financier de la modification proposée.		
Annexe 11	Tarifs non-périodiques	La grille des tarifs non-périodiques de chaque année de la période réglementaire sous format Excel/Word et sous format PDF, incluant, le cas échéant, les modalités d'application et de facturation des tarifs. Cette liste tarifaire doit inclure toutes les prestations (tous les services pouvant être facturés par le GRD (y compris les prestations diverses)). Cette liste des tarifs non périodiques devra être produite en langue française.		
Annexe 12	Tarifs non-périodiques	Les règlements établis par le GRD dans le cadre des prestations non-périodiques (ex: équipement de terrain à viabiliser, etc.).		

**Modèle de rapport tarifaire (ex post) et liste des annexes -
Electricité**

Modèle de rapport biliaire (se pose si l'un des annexes - Éléments de base - Tableaux)		Description	Incohérences	Autres
TAB1	Compte de résultats de l'exercice N	Ce tableau présente le compte de résultats des activités de l'année N. Il est décliné en fonction des activités de l'année N, des activités hors GED, des activités non régionales et des activités régionales du GED. Les chiffres sont au niveau du secteur réglementaire. Les données sont corrigées des effets de la dépréciation des actifs financiers et des effets de la dépréciation des actifs non financiers.	Ce tableau est décliné en fonction des activités de l'année N. Il est décliné en fonction des activités de l'année N, des activités hors GED, des activités non régionales et des activités régionales du GED. Les chiffres sont au niveau du secteur réglementaire. Les données sont corrigées des effets de la dépréciation des actifs financiers et des effets de la dépréciation des actifs non financiers.	
TAB1.1	Synthèse du compte de résultats de l'exercice N par secteur	Ce tableau présente une vue synthétique de compte de résultats de l'exercice N. Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	
TAB2	Réconciliation biliaire	Ce tableau réconcilie le compte de résultats de l'exercice N avec le bilan de l'exercice N. Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED. Les données sont corrigées des effets de la dépréciation des actifs financiers et des effets de la dépréciation des actifs non financiers.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED. Les données sont corrigées des effets de la dépréciation des actifs financiers et des effets de la dépréciation des actifs non financiers.	
TAB3	Représentation des codes réglementaires et biliaux (GED avec un secteur unique)	Ce tableau présente la représentation des codes réglementaires et biliaux (GED avec un secteur unique). Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	
TAB3.1	Représentation des codes réglementaires et biliaux (hors GED)	Ce tableau présente la représentation des codes réglementaires et biliaux (hors GED). Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	
TAB3.2	Représentation des codes réglementaires et biliaux (GED)	Ce tableau présente la représentation des codes réglementaires et biliaux (GED). Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	
TAB4	Évolution des charges nettes courantes hors GED	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes courantes hors GED. Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	
TAB4.1	Budget 2019-2021 des charges nettes courantes	Ce tableau présente le budget 2019-2021 des charges nettes courantes. Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	
TAB4.2	Évolution des charges nettes courantes hors GED (hors des charges nettes courantes)	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes courantes hors GED (hors des charges nettes courantes). Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	
TAB5	Synthèse des GED (hors GED) de l'exercice N	Ce tableau présente la synthèse des GED (hors GED) de l'exercice N. Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	
TAB5.1	Evolution des charges nettes courantes hors GED (hors des charges nettes courantes)	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes courantes hors GED (hors des charges nettes courantes). Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	
TAB5.2	Evolution des charges nettes courantes hors GED (hors des charges nettes courantes)	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes courantes hors GED (hors des charges nettes courantes). Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	
TAB5.3	Evolution des charges nettes courantes hors GED (hors des charges nettes courantes)	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes courantes hors GED (hors des charges nettes courantes). Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	
TAB5.4	Evolution des charges nettes courantes hors GED (hors des charges nettes courantes)	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes courantes hors GED (hors des charges nettes courantes). Il est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	Ce tableau est décliné en fonction des secteurs réglementaires et des secteurs hors GED.	

Annexe de rapport sur l'Etat des lieux des activités - District de la Région

	Description	Correspondance avec l'activité MOE	Incohérences	Autres
TABLEAU 2021	<p>Ce tableau compare les volumes d'activités prévues et réalisées ainsi que les performances des réalisations des clients réalisés au niveau de distribution pour les activités de la Région.</p> <ul style="list-style-type: none"> Le nombre d'activités (en prépaiement et en répaiement) par type de service par volume de la Région. Le nombre d'activités (en prépaiement et en répaiement) par type de consommation (E7, Transm.). La puissance totale de prépaiement qui correspond à la somme des puissances des clients (en prépaiement) des utilisateurs de réseaux résidentiels (en prépaiement) par volume de service. La puissance totale d'activités réalisées des installations de production dans la Région et d'activités réalisées des installations de production avec puissance > 10 MW (en prépaiement) par volume de service. La puissance totale d'activités réalisées des installations de production avec puissance > 10 MW (en prépaiement) par volume de service. 	<p>Correspondance avec l'activité MOE.</p>	<p>Il n'y a pas de différence pour les conditions de réalisation de l'activité de la Région. Les données de la Région sont les mêmes que celles de la Région.</p>	
TABLE 1	Evolution historique			
TABLE 1-1	Etat des clients à la fin de l'année			
TABLE 1-2	Etat des comptes de régularisation			
TABLE 1-3	Variation des capitaux propres			
TABLE 1-4	Variation des provisions			
TABLE 1-5	Etat des actifs financiers			<p>Le détail des engagements relatifs pour 2021 et l'année N-1 est présenté en annexe 10. Les données de la Région sont les mêmes que celles de la Région.</p>

Modèle de rapport tarifaire (ex post) et liste des annexes - Electricité Annexes

		Description. Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	Autres
Annexe 1	GENERALITE	Les comptes annuels approuvés par l'Assemblée générale ordinaire et déposés auprès de la Banque Nationale de Belgique. Veuillez également communiquer la réconciliation entre le rapport tarifaire ex-post et les comptes annuels approuvés.		
Annexe 2	GENERALITE	Les rapports du conseil d'administration, les rapports des commissaires-réviseurs et les rapports des assemblées générales de l'année d'exploitation concernée.		
Annexe 3	GENERALITE	Une copie des comptes-rendus des réunions organisées au cours de l'année d'exploitation écoulée du comité de corporate governance ou organe assimilé		
Annexe 4	GENERALITE	Les rapports annuels et périodiques des commissaires relatif à l'exercice d'exploitation concerné conformément à la méthodologie tarifaire et aux lignes directrices relatives à la notice méthodologique et aux rapports spécifiques des Commissaires requis dans le cadre de la méthodologie tarifaire.		
Annexe 5	GENERALITE	La liste détaillée des autres activités de la société/intercommunale (hors GRD) exercées au cours de l'exercice d'exploitation concerné avec une description complète de chacune de ces activités, ainsi que les critères d'allocation des coûts.		
Annexe 6	GENERALITE	La liste détaillée des activités non-régulées du GRD exercées au cours de l'exercice d'exploitation concerné avec une description complète de chacune de ces activités, ainsi que les critères d'allocation des coûts.		
Annexe 7	GENERALITE	Une note explicitant les actions mises en place et leur impact financier au cours de l'année d'exploitation concernée pour maîtriser les coûts contrôlables.		
Annexe 8	GENERALITE	La mise à jour des données relatives aux coûts contrôlables du Business Plan 2019-2023	Qu'entend la CWaPE par mise à jour du business plan? S'agit-il d'une mise à jour du business plan rendu lors de la détermination du revenu autorisé?	
Annexe 9	GENERALITE	L'organigramme de l'année d'exploitation concernée.		
Annexe 10	GENERALITE	Veuillez confirmer que les règles en matière d'activation des coûts appliquées ex-ante ont été appliquées au cours de l'exercice d'exploitation concerné.		
Annexe 11	TAB 5.1 à 5.4	Le formulaire d'analyse des coûts des obligations de service public de l'exercice d'exploitation concerné. Le template est transmis par la Direction socio-économique et tarifaire de la CWaPE.		
Annexe 12	TAB 6.2	Une copie du ou des contrat(s) d'achat d'électricité pour les pertes en réseaux avec l'indication du prix unitaire exprimé en EUR/MWh pour l'exercice d'exploitation concerné.		
Annexe 13	TAB 6.3	Les factures et notes de crédit émises par la société FeReSO dans le cadre du processus de réconciliation justifiant les coûts/produits repris au tableau 8		

Modèle de rapport tarifaire (ex post) et liste des annexes - Electricité Annexes		Description. Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	Autres
Annexe 16 TAB6.4	Une copie du courrier émanant de la DG04 reprenant la notification relative à la redevance pour occupation du domaine public par le réseau électrique de l'année d'exploitation concernée et de l'année précédente.			
Annexe 15 TAB 6.5	Une copie du dernier avertissement extrait de rôle reçu de l'Administration fiscale relatif à l'impôt des sociétés.			
Annexe 17 TAB6.6	Une liste reprenant les différents avertissements extraits de rôle inhérents aux précomptes immobiliers sur les actifs régularisés par l'Administration fiscale concernant l'exercice d'exploitation concerné.	Nouveau		
Annexe 14 TAB 6.7	Veillez joindre le détail du calcul des cotisations de responsabilisation de l'exercice d'exploitation concerné et le cas échéant le document reçu de l'ONSSAPL ou du fond de pension.			
Annexe 18 TAB7.1	Une copie du ou des contrat(s) d'achat d'électricité pour la fourniture de la clientèle propre du GRD avec l'indication du prix unitaire exprimé en EUR/MWh pour l'exercice d'exploitation concerné.			
Annexe 19 TAB9.1	La réconciliation entre le montant des investissements de l'exercice d'exploitation concerné repris dans le plan d'adaptation déposé à la CWAPE le 1er mai et le montant des investissements repris dans le rapport tarifaire ex-post.			
Annexe 20 TAB9.1	La comparaison entre le montant des investissements hors réseau (terrains, bâtiments, IT, matériel roulant, etc) budgétés et réels de l'exercice d'exploitation concerné ainsi que la motivation des écarts entre le budget et la réalité.			
Annexe 21 TAB11	Une note expliquant les évolutions bilantaires significatives ainsi que les principaux faits marquants de l'exercice d'exploitation concerné.		Voir remarque T11	
Annexe 22 TAB11.4	La description et la justification des provisions reprises au tableau 26.4		Voir remarque T11.4	

Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé - Gaz

	Tableaux	Description	Correspondance avec l'annexe MOI	Incidences	Autres
TAB1	Modèle de rapport (se voir) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé - Gaz	Le GAO récapitule les charges et les produits globaux relatifs de l'exercice 2015 tels que repris dans l'annexe 7 du rapport tarifaire en vote 2015. Le GAO classe les produits en charges et produits globaux en deux catégories : "réglementés" et "non-réglementés".	Correspondance avec l'annexe MOI	Incidences	Autres
TAB2	Classification des charges nettes contrôlables de l'exercice 2015	Le GAO récapitule les médianes estimations des charges et produits globaux nettes de l'exercice 2015 et ce, pour les années 2015, 2016 et 2019. Le GAO récapitule les hypothèses prises en compte de manière exhaustive soit dans le cas contraire à cet effet en-dessous du Tableau 1A2, soit à l'annexe 3 du modèle de rapport. Les médianes estimations relatives aux charges nettes sont présentées en complément d'un tableau qui résume les hypothèses prises en compte de manière exhaustive à l'annexe 4 du modèle de rapport.	Incidence	Incidence	Autres
TAB3	Information des charges nettes contrôlables de l'exercice 2015	Ce tableau reprend les coûts informationnels investis et non-investis du GAO en 2015 et les prévisions de dépenses de ces coûts pour les années 2016 à 2019. Le GAO récapitule les différentes catégories de coûts et les différents projets et les coûts pour chaque catégorie de projet, le montant investi et le montant attendu pour les années 2015 à 2019. Le GAO récapitule également les montants renseignés au TAB 2. Le total des coûts informationnels attendus doit être égal au montant renseigné au TAB 2.1 en tout équilibre financier. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive à l'annexe 4 du modèle de rapport.	Incidence	Incidence	Autres
TAB4	Détail des coûts informationnels	Ce tableau reprend le détail des charges nettes et contrôlables de l'exercice 2015 et les prévisions de dépenses de ces coûts pour les années 2016 à 2019. Le GAO récapitule les différentes catégories de coûts et les différents projets et les coûts pour chaque catégorie de projet, le montant investi et le montant attendu pour les années 2015 à 2019. Le GAO récapitule également les montants renseignés au TAB 2. Le total des coûts informationnels attendus doit être égal au montant renseigné au TAB 2.1 en tout équilibre financier. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive à l'annexe 4 du modèle de rapport.	Incidence	Incidence	Autres
TAB5	Détail des charges nettes et contrôlables	Ce tableau présente la synthèse des produits contrôlables base des tarifs non-périodiques par catégorie pour les années 2015 à 2019. Le GAO fournit à l'annexe 7, le tableau de calcul après prise en compte des produits contrôlables base des tarifs non-périodiques (l'annexe 2015 à partir de l'annexe 1A1, non-périodiques).	Incidence	Incidence	Autres
TAB6	Produits contrôlables sous des tarifs non-périodiques	Le GAO récapitule les charges et les produits relatifs aux obligations de service public, tels que présentés dans le tableau TAB 6.1 et ce, pour les années 2015, 2016 et 2019. Le GAO récapitule également les charges et produits relatifs aux obligations de service public (non-charges d'investissement) en deux catégories : "réglementés" et "non-réglementés". Enfin, le GAO classe les charges et produits "réglementés" en deux catégories : "réglementés" et "non-réglementés". Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive à l'annexe 4 du modèle de rapport.	Incidence	Incidence	Autres
TAB7	Classification des coûts ODF relatifs de l'exercice 2015	Le GAO récapitule les coûts ODF relatifs de l'exercice 2015 et les prévisions de dépenses de ces coûts pour les années 2016 à 2019. Le GAO récapitule les différentes catégories de coûts et les différents projets et les coûts pour chaque catégorie de projet, le montant investi et le montant attendu pour les années 2015 à 2019. Le GAO récapitule également les montants renseignés au TAB 2. Le total des coûts ODF relatifs attendus doit être égal au montant renseigné au TAB 2.1 en tout équilibre financier. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive à l'annexe 4 du modèle de rapport.	Incidence	Incidence	Autres
TAB8	Synthèse des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	Ce tableau présente la synthèse des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public pour les années 2015 à 2019. Il se compose d'un tableau récapitulatif par la base des données (l'annexe 4.1 à 4.7).	Incidence	Incidence	Autres
TAB9	Charges nettes liées à la gestion des contrats à budget	Le GAO récapitule le montant net de l'exercice 2015 et les médianes estimations des charges nettes liées à la gestion des contrats à budget pour les années 2016 à 2019 en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'investissement. Pour les années 2020 à 2023, le coût unitaire et le charge nettes fixes sont déterminés automatiquement sur base des données renseignées au TAB 9.1. Les médianes estimations des charges nettes variables sont déterminées automatiquement sur base de l'exercice 2015. Le GAO récapitule également les montants renseignés au TAB 2. Le total des charges nettes liées à la gestion des contrats à budget pour les années 2016 à 2023, les médianes estimations de nombre de contrats à budget pour lesquels un rechargement est prévu, les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans le cas contraire à cet effet en-dessous du Tableau 102 à l'annexe 9.	Incidence	Incidence	Autres
TAB10	Charges nettes liées au rechargement des contrats à budget	Le GAO récapitule le montant net de l'exercice 2015 et les médianes estimations des charges nettes liées à la gestion des contrats à budget pour les années 2016 à 2019 en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'investissement. Pour les années 2020 à 2023, le coût unitaire et le charge nettes fixes sont déterminés automatiquement sur base des données renseignées au TAB 9.1. Les médianes estimations des charges nettes variables sont déterminées automatiquement sur base de l'exercice 2015. Le GAO récapitule également les montants renseignés au TAB 2. Le total des charges nettes liées au rechargement des contrats à budget pour les années 2016 à 2023, les médianes estimations de nombre de contrats à budget pour lesquels un rechargement est prévu, les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans le cas contraire à cet effet en-dessous du Tableau 103 à l'annexe 9.	Incidence	Incidence	Autres
TAB11	Charges nettes liées à la gestion de la clientèle propre	Le GAO récapitule le montant net de l'exercice 2015 et les médianes estimations des charges nettes liées à la gestion de la clientèle propre pour les années 2016 à 2019 en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'investissement. Pour les années 2020 à 2023, le coût unitaire et le charge nettes fixes sont déterminés automatiquement sur base des données renseignées au TAB 9.1. Les médianes estimations des charges nettes variables sont déterminées automatiquement sur base de l'exercice 2015. Le GAO récapitule également les montants renseignés au TAB 2. Le total des charges nettes liées à la gestion de la clientèle propre pour les années 2016 à 2023, les médianes estimations de nombre de clients que le GAO prévoit d'acquiescer automatiquement en direct, les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans le cas contraire à cet effet en-dessous du Tableau 104 à l'annexe 9.	Incidence	Incidence	Autres

Annexe 1 du modèle de rapport (ex-ante) - Business Plan - Gaz

Annexe 1 du modèle de rapport (ex-ante) - Business Plan - Gaz

			Description Correspondance avec l'ancien MDR Différence	Incohérences	Autres
TAB1	Synthèse des éléments du bilan	Le tableau présente une vision synthétique des fonds propres, du besoin en fond de roulement (FR) et de l'endettement prévisionnel du GDF pour les années 2019 à 2023. A l'exception des données relatives à l'endettement, les données reprises dans ce tableau correspondent au dernier bilan de la proposition de revenu autorisé.	Yu que cela doit correspondre aux données bilantaires de la proposition de revenu autorisé qui sont présentées en agrégé, cela veut dire qu'il faut aussi les données sont agrégées !		
TAB2	Evolution de compte de résultat	Ce tableau présente une synthèse du compte de résultat prévisionnel du GDF pour les années 2019 à 2023. Le GDF renseigne : - les montants prévisionnels des produits issus des tarifs pénaux (correspond au montant de revenu autorisé) - des charges nettes contrôlables dont le détail est repris au tableau 2.3 et qui correspondent aux montants repris dans la proposition de revenu autorisé - des charges nettes non contrôlables dont le détail est repris au tableau 2.4 - des charges d'intérêt sur emprunt dont le détail est repris au tableau 2.4	Comment remplir le T2 qui est créé additionnel les éléments suivants : - Les charges nettes non contrôlables venant du T2.8, qui lui-même doit correspondre au T5 de la proposition du BA. Labellisé « Charges d'intérêt sur emprunt » venant du T2.4, qui lui-même doit correspondre au T1 régional. Les éléments du bilan doivent être maintes actualisés. - Les charges nettes contrôlables : les instructions ne précisent pas si celles-ci doivent être renseignées de façon mensuelle ou annuelle. - Le montant de résultat net est-il censé correspondre au montant de REAG (hors charges financières sur emprunt) ? - Les montants de la reproduction de la QP des soldes régulateurs du passé doit-ils être indiqués ? Oui, oui ?	Les références aux tableaux 2.3, et 2.4, ne sont pas correctes	
TAB2.1	Evolution des charges nettes contrôlables	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes contrôlables prévisionnelles (CNC) et non-OP) au cours de la période réglementaire. Les données relatives aux déductions, charges sociales et pensions se complètent automatiquement sur base du tableau 2.1.2. Les données relatives aux obligations de service public se complètent automatiquement sur base des tableaux 2.1.1 à 2.2.8. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de façon exhaustive dans la note d'accompagnement. Il faut dans les cas où cela n'est pas précisé dans le tableau de bord, le GDF doit renseigner les données relatives aux obligations de service public et aux obligations de service public. Les estimations réalisées par le GDF pour les années 2020 à 2023.	Le but de ce tableau est de donner l'évolution des charges contrôlables basées sur les propres hypothèses d'évolution du GDF afin de les comparer aux charges reprises dans le MDR En Arête. Le MDR En Arête Revenue Autorisé se basant sur les évolutions prévues dans la méthodologie tarifaire 2019-2023. Pour ce qui est des charges contrôlables hors charges liées aux immobilisations : -- basées sur les hypothèses d'évolution liées au GDF. Pour ce qui est des charges liées aux immobilisations : -- charges liées aux immobilisations évaluées selon les hypothèses d'investissement, au vu du plan d'investissement du GDF, au lieu de l'application de l'indexation. -- Cela revient à procéder au chiffrage de ces éléments selon la méthode « coti plus » et ce en plus de l'opération « Revenue Cap » à suivre dans le MDR En Arête. Cela représente un travail supplémentaire lourd qui in fine n'aura pas d'impact sur la détermination du revenu autorisé servant de base aux tarifs.		
TAB2.1.1	Détail des frais informatiques	Ce tableau présente l'évolution des coûts informatiques prévisionnels investis et non-investis au GDF au cours de la période réglementaire. Le GDF renseigne les différences entre les dépenses d'investissement et les dépenses de fonctionnement. Le montant annuel est le montant moyen. Le total des coûts informatiques investis doit concorder avec le montant renseigné au TAB 2.1. Le total des coûts informatiques investis doit concorder avec le montant renseigné au TAB 2.1. Le total des coûts informatiques investis doit concorder avec le montant renseigné au TAB 2.1. Le total des coûts informatiques investis doit concorder avec le montant renseigné au TAB 2.1.			
TAB2.1.2	Détail des frais de personnel	Ce tableau présente l'évolution des charges sociales et salariales prévisionnelles du GDF au cours de la période réglementaire, sur la base de son organigramme. Le GDF reporte les effectifs (nombre d'ETP) par département/service.			
TAB2.2.1	Evolution des charges nettes liées à la gestion des compteurs à budget	Le GDF renseigne les meilleures estimations des charges nettes liées à la gestion des compteurs à budget pour les années 2019 à 2023 en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'amortissement ainsi que les meilleures estimations du nombre de demandes de placement de CAB traitées annuellement. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans les cas prévus à cet effet en-dessous du tableau, soit dans la note d'accompagnement.	Pour l'établissement des budgets, ONES ne définit pas de nombre de placement de CAB prévu. ONES établit donc une note sur les hypothèses budgétaires retenues.		
TAB2.2.2	Evolution des charges nettes liées au rechargement des compteurs à budget	Le GDF renseigne les meilleures estimations des charges nettes liées au rechargement des compteurs à budget pour les années 2019 à 2023 en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'amortissement ainsi que les meilleures estimations du nombre de compteurs à budget pour lequel un rechargement est opéré au cours de l'année. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans les cas prévus à cet effet en-dessous du tableau, soit dans la note d'accompagnement.	Pour l'établissement des budgets, ONES ne définit pas de nombre de CAB pour lequel un rechargement sera opéré. ONES établit donc une note sur les hypothèses budgétaires retenues.		
TAB2.3	Evolution des charges nettes liées à la gestion de la clientèle propre	Le GDF renseigne les meilleures estimations des charges nettes liées à la gestion de la clientèle propre pour les années 2019 à 2023 en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'amortissement. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans les cas prévus à cet effet en-dessous du tableau, soit dans la note d'accompagnement.	Pour l'établissement des budgets, ONES ne définit pas de nombre moyen de clients alimentés dans les budgets, par contre ONES tient quand même compte d'une évolution de son volume. ONES établit une note sur les hypothèses budgétaires retenues.		
TAB2.3.4	Evolution des charges nettes liées à la gestion des MZA et EDC	Le GDF renseigne les meilleures estimations des charges nettes liées à la gestion des MZA et EDC pour les années 2019 à 2023 en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'amortissement. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans les cas prévus à cet effet en-dessous du tableau, soit dans la note d'accompagnement.	Pour l'établissement des budgets, ONES ne définit pas le nombre de MZA/EDC introduits. ONES établit une note sur les hypothèses budgétaires retenues.	Dans le rapport des ODF présenté annuellement, les quantités demandées pour calculer le prix moyen des MZA et EDC est le nombre de MZA/EDC traités dans l'année. Comme convenu avec Madame Lombart de la Compagnie, la notion "traité" = Point Régularisé et Couplé au niveau attaché. ONES est d'accord qu'il conviendrait également de tenir compte du nombre de demandes traitées, la CWPB ne tient pas compte en revanche le nombre de demandes traitées. En outre, la définition précise qui sera finalement retenue par la CWPB devra figurer dans la décision de la CWPB.	
TAB2.3.5	N/A				
TAB2.3.6	N/A				
TAB2.7	Evolution des charges nettes liées aux raccordements standard gratuits	Le GDF renseigne les meilleures estimations des charges d'amortissement des raccordements standard gratuits pour les années 2019 à 2023. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans les cas prévus à cet effet en-dessous du tableau, soit dans la note d'accompagnement.			

Annexe 1 du modèle de rapport (ex-ante) - Business Plan - Gaz

		Description Correspondance avec l'ancien MOR. DIFFÉRENCE	Incohérences	Autres
TAB.3	Evolution de l'actif réglé	Le GDF renseigne, pour chaque catégorie d'actif réglé, le montant des investissements, des déinvestissements, des interventions liées, des subvides, des amortissements réglés ou provisionnels pour les années 2019 à 2023. Le GDF renseigne également le montant de la provision sur-valorisée, de la plus-value latente et de leur amortissement respectif pour les années 2019 à 2023. Ce tableau correspond au tableau ex-1 de la proposition de revenu autorisé.	Ce tableau est déjà repris au tableau 6.2. MOR Ex-ante revenu autorisé, à présenter par secteur. Cf. l'annexe 1 de la partie 2 (ex-1)	
TAB.4	Evolution des financements	Ce tableau présente l'évolution des financements du GDF au cours de la période réglementaire. Le GDF renseigne dans ce tableau le détail des emprunts provisionnels pour les années 2019 à 2023 en détaillant pour chaque emprunt, son objet, le taux d'intérêt, la date d'échéance et la charge d'intérêt annuelle.	Ce tableau va donner le détail de l'évolution des emprunts et les charges d'intérêt sur emprunt liées découlant des hypothèses de financement retenues par le GDF afin de couvrir ses besoins de financement à l'horizon réglementaire. Le GDF va renseigner dans ce tableau le détail des emprunts provisionnels pour les années 2019 à 2023 en détaillant pour chaque emprunt, son objet, le taux d'intérêt, la date d'échéance et la charge d'intérêt annuelle.	
TAB.5	Evolution des provisions	Ce tableau présente l'évolution des provisions au cours de la période réglementaire. Il correspond, pour les années 2019 à 2023, au tableau 9.13 de la proposition de revenu autorisé.	Nous revenons à la remarque faite sur le tableau 9.3 : Si l'évolution des immobilisations est donc de la RAB est nécessaire dans le processus de détermination du RA, quelle est la valeur ajoutée de faire des projections parfois très détaillées des autres postes bilanciers (pour les réserves, les provisions), jusqu'en 2023... D'autant plus que la méthodologie prévoit que les dotations et reprises de provisions sont reprises dans les charges contributives nettes et évoluent donc à partir de 2019 selon l'indice tanté et le facteur X.	
TAB.6	Evolution des charges et produits non-contractuels	Ce tableau présente l'évolution des coûts non-contractuels du GDF au cours de la période réglementaire. Il correspond au tableau 5 de la proposition de revenu autorisé.		
TAB.7	Evolution des flux de trésorerie	Ce tableau présente l'évolution de flux de trésorerie du GDF au cours de la période réglementaire. Il se complète automatiquement sur base des tableaux précédents.		
TAB.8	Représentation graphique des évolutions	Ce tableau représente sous forme de graphique l'évolution du cash flow, du besoin en fond de roulement, des investissements nets, des variations de l'endettement, des dividendes et dividendes et du cash.		

Remarque générale : Comment la CWAPE est-elle pratiquement l'organisation des données étant donné que certains tableaux sont agrégés et d'autres par secteur ? La CWAPE pourrait-elle présenter les tableaux qui ont à présenter de manière agrégée et ceux à présenter par secteur ? La rédaction de la note accompagnatrice est une tâche de travail importante que ni l'ex-1 ni l'ex-2 ne peuvent effectuer pour la détermination du revenu autorisé qui servira effectivement de base aux tarifs.

**Annexe 8 du modèle de rapport (ex-ante) – Coûts OSP 2015 -
Gaz**

Annexe 8 du modèle de rapport (ex-ante) - Coûts OSP 2015 - Gaz
Tableaux

	Description. Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	Autres
<p>Tableau 0</p> <p>Volumes - DM</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Volumes électriques (en MWh) basés sur les données fournies par le GRD 2. Volumes gaz (en MWh) basés sur les données fournies par le GRD 3. Nombre d'EGAN électrique sur le réseau du GRD au 31/12 4. Nombre d'EGAN gaz sur le réseau du GRD au 31/12 	<p>Données identiques que celles reprises dans le rapport OSP transmis chaque année</p>		
<p>A. OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC A CARACTERE SOCIAL</p>			
<p>Tableau 1</p> <p>Compteurs à budget</p> <p>T1A Achat des compteurs à budget</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Coût d'achat des compteurs à budget <p>T1B Placement des compteurs à budget</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Coût de placement des compteurs à budget <p>T1C Investissements des compteurs à budget</p> <ol style="list-style-type: none"> 3. Détail des investissements compteurs à budget 4. Evolution de la valeur nette comptable des investissements compteurs à budget 5. Calcul de la marge établie sur les investissements compteurs à budget 6. Calcul de la charge d'amortissement sur les investissements compteurs à budget <p>T1D Rechargement des compteurs à budget</p> <ol style="list-style-type: none"> 7. Coût de rechargement des compteurs à budget <p>T1E Autres coûts relatifs aux compteurs à budget</p> <ol style="list-style-type: none"> 8. Coût d'entretien des compteurs à budget 9. Coût liés aux déplacements inutilisés dans le cadre du placement des CAB 10. Coût liés aux compteurs pour retas de placement des CAB 11. Coût liés aux extractions et démontages des CAB 12. Coût indirects imputés aux compteurs à budget <p>T1F Statistiques relatives aux compteurs à budget</p> <p>Parc de compteurs à budget</p> <p>Statistiques relatives au placement des compteurs à budget</p> <p>Statistiques relatives au rechargement des compteurs à budget</p>			
<p>Tableau 2</p> <p>La gestion de la clientèle propre</p> <p>T2A Service clientèle</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Coût service de la clientèle (bureau d'accueil) 2. Coût des infrastructures et applications informatiques du service clientèle du GRD 3. Coût du service clientèle du GRD 4. Coût du service recouvrement des créances 5. Coût du service de gestion des plaintes <p>T2B Fourniture d'énergie</p> <ol style="list-style-type: none"> 6. Achat d'énergie 7. Vente d'énergie aux clients protégés et sous fournisseur X <p>T2C Fourniture d'énergie</p> <ol style="list-style-type: none"> 8. Créances clients protégés et sous fournisseur X 9. Provision réductions de valeurs sur créances clients protégés et clients sous fournisseur X 			
<p>B. OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC FONCTIONNEMENT DE MARCHÉ</p>			
<p>Tableau 3</p> <p>La gestion des dérangements problématiques</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Coût de personnel lié à la gestion des dérangements problématiques 2. Coût des infrastructures et applications informatiques liées à la gestion des dérangements problématiques 3. Autres coûts liés à la gestion des dérangements problématiques 4. Statistiques relatives aux dérangements problématiques 			
<p>Tableau 4</p> <p>La gestion des fins de contrats</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Coût de personnel lié à la gestion des fins de contrats 			

Annexe 8 du modèle de rapport (ex-ante) - Coûts OSP 2015 - Gaz
Tableaux

2. Coût des infrastructures et applications liées multiples liées à la gestion des fuites de gaz.
3. Adressés coûts liés à la gestion des fuites de gaz.
4. Statistiques relatives aux fuites de gaz.

C. OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC EN MATIÈRE D'INFORMATION ET DE SENSIBILISATION À L'UTILISATION RATIONNELLE DE L'ÉNERGIE ET AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

Tableau 5 : **UNE, retour aux énergies renouvelables et gaz naturel**

1. Impression et diffusion de documents
2. Octroi de primes
3. Guides, unique de traitement des dossiers d'installations photovoltaïques

D. OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC EN MATIÈRE DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Tableau 6 : **Accordements standard gratuits**

1. Coût annuel (accordements standards gratuits)
2. Nombre de raccordements standards gratuits réalisés

E. AUTRES ÉLÉMENTS DE COÛT DIRECTEMENT OU INDIRECTEMENT LIÉS À L'APPLICATION DES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC

Tableau 7A : **Estivage public**

1. Coût de l'évacuation préventif
2. Coût de l'entretien curatif normal
3. Coût de remplacement des armatures vapeurs mesure BP
4. Coût de remplacement des armatures vapeurs mesure PP
5. Dining
6. Base patrimoniale
7. Audit et Reporting

Tableau 7B : **Autres coûts**

F. RÉCAPITULATIF ANNUEL

1. Calcul du coût annuel des OSP
2. Reconciliation du coût CMAPE avec le coût des OSP, tel que rapporté dans le rapport financier annuel de l'année N

G. PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION

1. Ours totaux (à) aux OSP de l'année N et budget N+1
2. Ours totaux (à) aux OSP de l'année N et budget N+1
3. Coût total (Ours + Coûts) liés aux OSP de l'année N et budget N+1

	Description, Correspondance avec l'ancien MDR, Différence	Incohérences	Autres

Annexe 8 du modèle de rapport (ex-ante) - Coûts OSP 2015 - Gaz
Annexes

	Description. Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	Autres
La CWAF demande au gestionnaire de réseau de joindre en annexe au présent formulaire les documents suivants :			
Annexe 1 : Les clés de répartition des ETI entre les différents OSP ainsi que leur justification	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.		
Annexe 2 : Les clés de répartition des coûts utilisés entre les différents OSP ainsi que leur justification	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.		
Annexe 3 : Un tableau récapitulatif de l'ensemble des frais généraux indirects imputés aux OSP et la répartition entre les différents OSP	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.		
Annexe 4 : Le détail du calcul des provisions "réductions de valeurs sur créances douteuses" et "détail des montants sur réalisation de créances" repris dans le tableau TIC	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.		
Annexe 5 : Une description précise de l'ensemble des tâches réalisées par les agents du guichet unique en précisant les activités couvertes par les coûts renseignés dans le tableau TS	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.		
Annexe 6 : Une note décrivant le processus d'activation des frais généraux ainsi que des investissements	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.		
Annexe 7 : Une note explicative/descriptive permettant à la CWAF de comprendre les montants renseignés dans le présent formulaire	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.		
Annexe 8 : Détail de l'allocation des coûts fixes et variables (COST ALLOCATION) par catégorie de coûts et par activité par campagne de coûts pour l'année N-1 et pour l'année N	Nouveauté !		
Annexe 9 : Note justificative (explicative et chiffrée) des variations entre la table N-1 et la table N ainsi que entre la table N et le budget N	Annexe déjà demandée dans les rapports OSP de chaque année.		

**Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs aux
tarifs périodiques et non périodiques - Gaz**

Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques et non périodiques - Gaz

Tableaux

Tableaux	Description	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB1	Transposition du revenu autorisé par catégorie tarifaire			
TAB2.1	Synthèse du revenu autorisé par tarif et par catégorie tarifaire	Ce tableau présente la synthèse du revenu autorisé par tarif et par catégorie tarifaire pour chaque année de la période régulatoire. Le GRD remplace le revenu autorisé approuvé repris au tableau 10 de la proposition de revenu autorisé pour chaque année de la période régulatoire et le report par catégorie tarifaire. Le GRD justifie les données de répartition utilisées pour cette ventilation en annexe 1 du modèle de rapport.	Quid d'évolution des coûts entre prélevement, injection et CNG sans connaître préalablement les tarifs uniformes qui seront applicables pour l'injection et le CNG ?	
TAB2.2	Détail des coûts imputés aux tarifs d'injection	Le GRD remplace les coûts imputés aux tarifs d'injection par tarif pour chaque année de la période régulatoire en distinguant les producteurs disposant de leur propre cabine et les producteurs utilisant une cabine du GRD.	Quid d'évolution des coûts d'injection entre les producteurs de gaz SER qui possèdent leur propre cabine d'injection et les producteurs qui utilisent une cabine d'injection mise à disposition par le gestionnaire de réseau de distribution ? Passage d'une catégorisation par groupe de clients (ou sans détailler plusieurs tranches tarifaires et plusieurs types de compteurs soutenus) à une catégorisation par groupe tarifaire. La catégorisation actuelle (1) - article 78 de la méthodologie ne permet pas tout le cas de figure d'actuellement (2) - l'actuelle catégorisation > à 10 GWh/an avec appartenance au groupe de clients 3 - les nouvelles catégorisations actuelles ? Veuillez trouver dans le tableau ci-dessous la catégorisation utilisée actuellement, dans les systèmes compatibles et tarifaire en GRD faisant état de cette situation.	
TAB3	Estimation des valeurs, capacités et puissances	Le tableau reprend l'évolution des volumes de gaz prélevés et injectés ainsi que des capacités des installations des clients raccordés au réseau de distribution entre les années 2015 et 2023. Le GRD remplace : - le volume prélevé sur son réseau par catégorie tarifaire pour les années 2015 et 2016 ainsi que le nombre de clients raccordés au réseau de distribution pour les années 2017 à 2023. - les volumes nets de prélevement et de gaz sur son réseau par catégorie tarifaire pour les années 2017 à 2023. - les capacités réelles (qui correspondent à la somme des capacités maximales calculées) des utilisateurs de réseau appartenant aux catégories tarifaires T5 et T6, recordées sur son réseau pour les années 2015 et 2016 ainsi que les capacités prévisionnelles (qui correspondent à la somme des capacités maximales estimées) des utilisateurs de réseau appartenant aux catégories tarifaires T5 et T6 recordées sur son réseau pour les années 2017 à 2023. - les volumes prévisionnels d'injection de gaz SER, les volumes prévisionnels de gaz injectés nécessaires du réseau et les prévisions de souscription de capacité de rebois par les producteurs de gaz SER recordés sur le réseau de distribution pour les années 2019 à 2023 en distinguant les producteurs disposant de leur propre cabine et les producteurs ne disposant pas de leur propre cabine. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive aux annexes 3, 4 et 5.	Volumen (ancien T5) - EANS Nouveau : capacités prévisionnelles. Quantités par tranche et total par groupe de clients. OCT < 1 GWh/an OCT entre 1 GWh/an et 10 GWh/an OCT > 10 GWh/an	
TAB4	Synthèse des produits prévisionnels tous des tarifs de prélevement	Ce tableau présente l'estimation des produits issus des tarifs périodiques de prélevement par catégorie tarifaire pour chaque année de la période régulatoire. Ce tableau se complète automatiquement sur base des données des tableaux 3, 4, 1, 4.2, 4.3, 4.4 et 4.5.	Description du type de compteur (AGR - WGR - YWR). Pour le tarif mesure et comptage, le terme fixe varie en fonction du type de compteur et non pas en fonction de la catégorie tarifaire. Les utilisateurs du réseau appartenant à la même catégorie tarifaire ne disposent actuellement pas tous du même type de compteur. Répartition des quantités dérivées (lieu) à une émission pour les communes lors de la facturation du tarif de la réverbance de vente.	
TAB4.1	Tarifs de prélevement 2019	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques de prélevement de gaz l'année 2019. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Grille tarifaire - Ancien T21A	Voir tableau ci-dessous: Pour le tarif mesure et comptage, le terme fixe varie en fonction du type de compteur et non pas en fonction de la catégorie tarifaire. Les utilisateurs du réseau appartenant à la même catégorie tarifaire ne disposent actuellement pas tous du même type de compteur.
TAB4.2	Tarifs de prélevement 2020	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques de prélevement de gaz l'année 2020. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Idem remarque TAB4.1	Idem remarque TAB4.1
TAB4.3	Tarifs de prélevement 2021	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques de prélevement de gaz l'année 2021. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Idem remarque TAB4.1	Idem remarque TAB4.1
TAB4.4	Tarifs de prélevement 2022	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques de prélevement de gaz l'année 2022. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Idem remarque TAB4.1	Idem remarque TAB4.1
TAB4.5	Tarifs de prélevement 2023	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques de prélevement de gaz l'année 2023. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Idem remarque TAB4.1	Idem remarque TAB4.1
TAB5	Synthèse des produits prévisionnels tous des tarifs d'injection	Le tableau présente l'estimation des produits issus des tarifs périodiques d'injection en distinguant les producteurs disposant de leur propre cabine et les producteurs ne disposant pas de cabine pour chaque année de la période régulatoire. Ce tableau se complète automatiquement sur base des données des tableaux 3, 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 et 5.5.	Nouveau - Injection Gaz	

Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques et non périodiques - Gaz

Tableaux

		Description Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	AUTRES
TAB5.1	Tarifs d'injection 2019	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques d'injection de gaz SEA l'année 2019. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Nouveau - Injection GAZ	
TAB5.2	Tarifs d'injection 2020	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques d'injection de gaz SEA l'année 2020. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Nouveau - Injection GAZ	
TAB5.3	Tarifs d'injection 2021	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques d'injection de gaz SEA l'année 2021. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Nouveau - Injection GAZ	
TAB5.4	Tarifs d'injection 2022	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques d'injection de gaz SEA l'année 2022. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Nouveau - Injection GAZ	
TAB5.5	Tarifs d'injection 2023	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques d'injection de gaz SEA l'année 2023. Seules les cases renseignées avec un "Y" peuvent être complétées. Cette grille doit être identique à la grille transmise à l'annexe 7.	Nouveau - Injection GAZ	
TAB6.1	Reconciliation des charges et produits relatifs aux tarifs de prélevements	Ce tableau établit la réconciliation entre les charges et les produits relatifs tarifs de prélevement. Ce tableau se complète automatiquement sur base des tableaux 2.1 et 4.	Comparaison coûts - produits.	Disparition du type de compteur (AMR - AMR - YMR). Disparition des quantités données lieu à une examination pour les communes lors de la facturation du tarif de la relevance de voirie.
TAB6.2	Reconciliation des charges et produits relatifs aux tarifs d'injection	Ce tableau établit la réconciliation entre les charges et les produits relatifs tarifs d'injection. Ce tableau se complète automatiquement sur base des tableaux 2.1 et 5.	Nouveau - Injection GAZ	Voir remarque complète du TAB4.1
TAB7	Simulations des coûts de distribution pour les clients-type	Ce tableau présente des simulations des coûts de distribution pour des clients-type de chaque catégorie tarifaire et pour chaque année de la période régulière. Il indique également le pourcentage d'évolution des coûts de distribution d'une année par rapport à l'autre. A l'exception des coûts de distribution de l'année 2017 que le G30 doit renseigner sur base des simulations tarifaires de la PT 2017, ce tableau se complète automatiquement sur base du tableau 4.	Clients types - Ancien T2	Disparition du type de compteur (AMR - AMR - YMR). Les utilisateurs du réseau appartenant à la même catégorie tarifaire ne disposent actuellement pas tous du même type de compteur.

Modèle de rapport (ex ante) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques et non périodiques - Gaz Annexes

		Description. Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	Autres
Annexe 1	TAB 1	Une note explicative décrivant les clés de répartition utilisées pour répartir chaque élément du revenu autorisé entre les catégories tarifaires	Clés de répartition Annexe 6 de l'ancien modèle de rapport ex-ante	La méthodologie ne reprend aucune règle de répartition. Anciennement, les règles de répartition s'appliquaient aux rubriques de la comptabilité analytique des secteurs d'Orés. Quid répartition des rubriques repris dans le TAB1 ?
Annexe 2		N/A		
Annexe 3	TAB 3	Les hypothèses retenues pour la détermination des volumes prévisionnels de prélèvement des années 2019 à 2023. Ces hypothèses sont au moins ventilées par catégories tarifaires.	Volumes Annexe 23 de l'ancien modèle de rapport ex-ante	
Annexe 4	TAB 3	Les hypothèses retenues pour la détermination des capacités prévisionnelles des années 2019 à 2023.	Nouveau	
Annexe 5	TAB 3	Les hypothèses retenues pour la détermination des volumes prévisionnels d'injection et des capacités prévisionnelles des producteurs de gaz SER pour les années 2019 à 2023.	Nouveau	
Annexe 6		N/A		
Annexe 7	Tarifs périodiques	La grille des tarifs périodiques de prélèvement et d'injection pour chaque année de la période régulatoire sous format Excel et sous format PDF, incluant, le cas échéant, les modalités d'application et de facturation des tarifs.		
Annexe 8	Tarifs non-périodiques	Une note explicative décrivant la/les méthode(s) de calcul des tarifs non-périodiques		
Annexe 9	Tarifs non-périodiques	Un fichier excel permettant la comparaison des tarifs non-périodiques 2019-2023 avec ceux de l'année 2017 ainsi qu'une note explicative détaillant et justifiant les modifications proposées à travers la proposition de tarifs non-périodiques 2019-2023		
Annexe 10	Tarifs non-périodiques	Pour chaque modification/changement proposé à l'annexe 7, veuillez communiquer un tableau de comparaison de l'application des tarifs avant et après la modification dans un cas de figure précis de façon à stimuler l'impact financier de la modification proposée.		
Annexe 11	Tarifs non-périodiques	La grille des tarifs non-périodiques de chaque année de la période régulatoire sous format Excel/Word et sous format PDF, incluant, le cas échéant, les modalités d'application et de facturation des tarifs. Cette liste tarifaire doit inclure toutes les prestations/tous les services pouvant être facturés par le GRD (y compris les prestations diverses). Cette liste des tarifs non périodiques devra être produite en langue française.		
Annexe 12	Tarifs non-périodiques	Les règlements établis par le GRD dans le cadre des prestations non-périodiques (ex: équipement de terrain à viabiliser, etc.).		

**Modèle de rapport tarifaire (ex post) et liste des annexes -
Gaz**

Modèle de rapport tarifaire (ex post) et liste des annexes - Gaz

Tableaux

	Description	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB1	Compte de résultats de l'année N-4 à l'année N	Est-il nécessaire de donner 5 années de résultats alors que dans les MDR Ex Post actuels seules deux années sont demandées ? D'autant plus que les données des résultats 2015 à 2017 sur 2018 suivent encore la décompte Primaire/Secondaire et devraient être retravaillés manuellement pour pouvoir être intégrés dans les nouveaux MDR.	Les formules des contrôles de cohérence ne sont pas correctes	
TAB1.1	Synthèse du compte de résultats de l'année concernée par activité	Ce tableau présente une vue synthétique du compte de résultat de l'année N. Il se complète automatiquement sur base des données du tableau 1.		
TAB2	Reconciliation tarifaire	Ce tableau établit la conciliation entre le résultat comptable et le résultat tarifaire. Le résultat tarifaire résulte de la soustraction des charges nettes reprises au tableau 3 des produits (chiffre d'affaires) moins des tarifs périodiques repris au tableau 3. La différence entre le résultat tarifaire et le résultat comptable tel qu'il apparaît au tableau 1, provient de la compatibilisation du solde régulateur de l'année N, de l'écart entre les charges d'intérêt réelles et les charges d'intérêt couvertes par la marge équivalente, des éventuels charges ou produits exclus du revenu autorisé. Le GRD justifie ces écarts au tableau 2.	Ce tableau est lié au T3, qui est prévu pour les GRD à secteur unique. Qu'en est-il pour Ores qui lui est censé remplir le T3.1, prévu pour les GRD avec plusieurs secteurs ?	
TAB3	Récapitulatif des soldes régulateurs et bonus/malus (GRD avec un secteur unique)	Ce tableau 3 présente le récapitulatif des écarts entre le budget et la réalité de l'année N ainsi que le montant des soldes régulateurs et des bonus/malus relatifs aux éléments constitutifs du revenu autorisé. Il se complète automatiquement sur base des tableaux suivants.	La CWAPE pourrait elle confirmer que Ores ne doit pas remplir ce tableau qui est prévu pour les GRD avec secteur unique ?	
TAB3.1	Récapitulatif des soldes régulateurs et bonus/malus par secteur (GRD avec plusieurs secteurs)	Le tableau 3.1 présente le récapitulatif des écarts entre le budget et la réalité de l'année N ainsi que le montant des soldes régulateurs et des bonus/malus de chaque secteur électrique relatif aux éléments constitutifs du revenu autorisé. Pour le compléter, ORES doit préalablement compléter : - une version agrégée du rapport ex-post incluant les tableaux 1, 1.1, 2, 3, 3.3, 4.3, 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 8, 11, 11.1, 11.2, 11.3, 11.4, 11.5 complétés avec les données de l'ensemble des secteurs gaz. Sur base de ce rapport agrégé, ORES remplit le tableau 3.1, le montant des soldes régulateurs et des bonus/malus relatifs aux charges nettes contrôlables et aux projets spécifiques et la répartition de ces écarts entre les secteurs. - une version individuelle (par secteur) du rapport ex-post incluant les tableaux 3.2, 6, 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8, 7, 7.1, 7.2, 7.3, 7.4, 7.5, 7.6, 7.7, 7.8 complétés avec les données du secteur. Sur base de ces rapports individuels, ORES remplit le tableau 3.2, le montant des soldes régulateurs et des bonus/malus relatifs aux charges et produits non contrôlables, à la marge équivalente et au chiffre d'affaires.	Contrairement à son homologue T3 pour GRD avec 1 secteur, le tableau T3.1 ne comprend aucun lien avec les autres tableaux (même pas pour le total quand il s'agit de données agrégées) ni de formules d'évolution, ni de contrôles. Dans le T3.1, la CWAPE liste les différents secteurs d'Ores mais en omettant le secteur commun. - Les tableaux 5.5, 5.6, 6.1 et 6.2 sont N/A en gaz - Le tableau 3.2 se rapporte aux soldes régulateurs, ne s'agit-il pas du tableau 3.1 ? - Les tableaux 9, 9.1, 10 et 10.1 ne sont repris ni dans la liste des tableaux à rendre en agrégé ni dans la liste des tableaux à rendre par secteur. La CWAPE pourrait elle le préciser.	on retrouve un lien avec un fichier nommé "BUDGET poury Internet" : %C:\Users\vbh\AppData\Local\Microsoft\Windows\Temp\Content.Outlook\73BUIZMG\17z25_Ex_Post_Gaz-ite\TABDTE14
TAB3.2	Proposition d'affectation du solde régulateur de l'année N et des soldes régulateurs des années précédentes non-affectés	Le GRD remplit dans le premier tableau le montant et l'affectation des soldes régulateurs des années antérieures à l'année N. Sur base des données, le montant du solde régulateur des années antérieures non affecté est calculé. A ce moment, le GRD ajuste le montant du solde régulateur de l'année N afin de déterminer le montant total non affecté. Le GRD détermine la quote-part de ce montant qu'il souhaite affecter au revenu autorisé de l'année N-2. Dans le deuxième tableau, le GRD propose une affectation de montant à affecter au revenu autorisé de l'année N-2. Le GRD renseigne ensuite le tarif pour les soldes régulateurs de l'année N-2 fixe ex-ante (en €/MWh) et la proposition de révision de ce tarif résultant de sa proposition d'affectation.	Ores comprend que l'affectation des soldes se fait sur proposition du GRD. La CWAPE peut elle le confirmer ?	
TAB3.3	Budget 2019-2023 des charges nettes contrôlables	Ce tableau reprend les budgets des charges nettes contrôlables des années 2019 à 2023 tels que repris au tableau 4 pour les charges nettes contrôlables (OSP) et au tableau 8 pour les charges nettes contrôlables hors OSP de la proposition de revenu autorisé 2019-2023 approuvée. Ce tableau sert à déterminer l'écart entre le budget et la réalité des charges nettes contrôlables au tableau 3.	Le tableau 8 de la proposition du revenu autorisé se rapporte au solde régulateur	
TAB4	Evolution des charges nettes contrôlables hors OSP nettes au cours de la période régulatoire	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes contrôlables hors OSP nettes au cours de la période régulatoire. Le GRD renseigne les charges et produits contrôlables selon la même décompte que le tableau 2 de la proposition de revenu autorisé. Ce tableau sert à déterminer l'écart entre le budget et la réalité des charges nettes contrôlables au tableau 3.		
TAB5	Synthèse des écarts de l'année N relatifs aux charges nettes contrôlables OSP	Ce tableau présente la synthèse des écarts de l'année N relatifs aux charges nettes contrôlables OSP. Il est alimenté automatiquement sur base des tableaux 3.1, 3.1.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 et 3.6. Le montant du solde régulateur et du bonus/malus relatif à chaque catégorie de charges nettes contrôlables OSP est déterminé à travers ce tableau.	Les automatismes seront à vérifier.	
TAB5.1	Evolution des charges nettes réelles liées à la gestion des compteurs à budget au cours de la période régulatoire	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes réelles liées à la gestion des compteurs à budget au cours de la période régulatoire. Le GRD détaille les charges et produits relatifs à la gestion des compteurs à budget en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'amortissement. Le GRD renseigne également le nombre de demandes de placement de compteurs à budget traitées au cours de l'année.		

Modèle de rapport tarifaire (ex post) et liste des annexes - Gaz

	Tableaux	Description Correspondance avec l'ancien MOR. Différence	Incohérences	Autres
TAB.2	Evolution des charges nettes réelles liées au rechargement des compteurs à budget au cours de la période régulatoire	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes réelles liées au rechargement des compteurs à budget au cours de la période régulatoire. Le GRD détaille les charges et produits relatifs au rechargement des compteurs à budget en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'amortissement. Le GRD renseigne également le nombre de compteurs à budget pour lequel un rechargement a été opéré au cours de l'année.		
TAB.3	Evolution des charges nettes réelles liées à la gestion de la clientèle propre au cours de la période régulatoire	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes réelles liées à la gestion de la clientèle propre au cours de la période régulatoire. Le GRD détaille les charges et produits relatifs à la gestion de la clientèle propre en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'amortissement. Le GRD renseigne également le nombre de clients alimentés au cours de l'année.		
TAB.4	Evolution des charges nettes réelles liées à la gestion des MOZA et EOC au cours de la période régulatoire	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes réelles liées à la gestion des MOZA et EOC au cours de la période régulatoire. Le GRD détaille les charges et produits relatifs à la gestion de la clientèle propre en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'amortissement. Le GRD renseigne également le nombre de MOZA et EOC traités au cours de l'année.		
TAB.5	N/A			
TAB.6	N/A			
TAB.7	Evolution des charges d'amortissement des raccordements standards gratuits au cours de la période régulatoire	Ce tableau présente l'évolution des charges d'amortissement des raccordements standards gratuits au cours de la période régulatoire. Le GRD renseigne les charges d'amortissement des raccordements standards gratuits ainsi que le charge d'amortissement totale des raccordements base pression.		
TAB.8	Synthèse des écarts de l'année N relatif aux charges et produits non contrôlables - hors OSP	Ce tableau présente la synthèse des écarts de l'année N relatif aux charges et produits non contrôlables hors OSP. Il est alimenté automatiquement par base des tableaux 5.1 à 5.8. Le montant du solde régulateur et du bonus/malus relatif à chaque catégorie de charge/produit non contrôlables hors OSP est déterminé à travers ce tableau.		
TAB.9	N/A			
TAB.10	N/A			
TAB.11	Ecart entre le budget et la réalité relatif aux charges émanant de factures émises par la société FARECO dans le cadre du processus de réconciliation	Ce tableau détermine l'écart relatif aux charges émanant de factures émises par la société FARECO dans le cadre du processus de réconciliation. Le GRD renseigne les charges réelles, budgétaires et les volumes de réconciliation de l'année N ainsi que les charges réelles et les volumes de réconciliation des années N-1 à N-4.		
TAB.12	Ecart entre le budget et la réalité relatif à la redevance de votre	Ce tableau détermine l'écart relatif à la redevance de votre. Le GRD renseigne les charges réelles et budgétaires de l'année N ainsi que les charges réelles des années N-1 à N-4.		Fiche budgétaire redevance de votre (ancien T178)
TAB.13	Ecart entre le budget et la réalité relatif à l'impôt des sociétés	Ce tableau détermine l'écart relatif à la charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur le résultat des activités régularisées du GRD. Le GRD renseigne le montant du résultat net, des dépenses non admises, du calcul des intérêts notifiées déductibles pour les années N à N-4. Il renseigne également les données budgétaires de l'année N telle que reprise au tableau 5.5 de la proposition de revenu autorisé.		Ce tableau n'est remplissable qu'au total Ores Assés
TAB.14	Ecart entre le budget et la réalité relatif aux autres impôts (redevances, taxes, surcharges)	Ce tableau détermine l'écart relatif aux autres impôts. Le GRD renseigne les charges réelles et budgétaires de l'année N ainsi que les charges réelles des années N-1 à N-4.		Une partie de l'ancien T17 : Postes de tarif (impôts, prélèvements, surcharges, contributions et retributions) qui était un récapitulatif du poste "Coût des impôts, prélèvements, surcharges, contributions et retributions" de l'article 20. Le TAB.6 justifie ce qui n'a pas encore été justifié dans les TAB.4 Red. votre, 5.5 ISOC, 6.8 pensions.
TAB.15	Ecart entre le budget et la réalité relatif aux cotisations de responsabilité de l'ONS&PL	Ce tableau détermine l'écart relatif aux cotisations de responsabilité de l'ONS&PL. Le GRD renseigne le nombre d'agents nationaux, le masse nationale, les IS et le coefficient de répartition pour les années N à N-4. Le GRD indique le montant de la provision de responsabilité ainsi que les différents secteurs d'électricité (électricité, gaz et autres non régulés).		
TAB.16	Ecart entre le budget et la réalité relatif aux charges de pension non-capitalisées (uniquement destinée à ORES)	Ce tableau détermine l'écart relatif aux charges de pension non-capitalisées. Le GRD renseigne les charges de pension non-capitalisées en distinguant les charges d'amortissement et les retraites des années N à N-4. Les charges d'amortissement doivent correspondre aux charges reprises dans le tableau d'amortissement des charges de pension.		OK

Modèle de rapport tarifaire (ex post) et liste des annexes - Gaz

Tableaux		Description	Incohérences	Autres
		Correspondance avec l'ancien MDR		
		Différence		
TAB7	Synthèse des écarts de l'année N relatifs aux charges et produits non-contrôlables - OSP	Le tableau présente la synthèse des écarts de l'année N relatifs aux charges et produits non-contrôlables OSP. Il est alimenté automatiquement sur base des tableaux 7.1 à 7.4. Le montant du solde régulateur et du bonus/malus relatif à chaque catégorie de charge/produit non-contrôlables hors OSP est déterminé à travers ce tableau.	La CWAPE para d'OSP de hors OSP dans la même rubrique ?	
TAB7.1	Ecart entre budget et réalité relatif aux charges émanant de factures et achats de gaz émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	Ce tableau détermine l'écart relatif aux charges émanant de factures d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle du GRD. Le GRD renseigne les données relatives à ces volumes facturés au cours de l'année N ainsi que les coûts réels et les volumes facturés au cours de l'année N. Les données relatives aux clients protégés et les clients protégés à tarif spécial sont calculés sur base de la charge et du volume nominal. En fonction du niveau du prix d'achat (réel), le montant du solde régulateur et du bonus/malus sont déterminés conformément à l'article 109 de la méthodologie tarifaire.		
TAB7.2	Ecart entre budget et réalité relatif aux charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre	Ce tableau détermine l'écart relatif aux charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre. Les charges relatives à l'achat de gaz sont déterminées conformément à l'article 111 de la méthodologie tarifaire.		
TAB7.3	N/A			
TAB7.4	Ecart entre budget et réalité relatif aux produits issus de la facturation de gaz à la clientèle propre du GRD ainsi qu'au montant de la compensation versée par la CREG	Ce tableau détermine l'écart relatif aux produits issus de la facturation de gaz aux clients protégés et au montant de la compensation versée par la CREG. Le GRD renseigne les produits réels et budgets de l'année N ainsi que les charges relatives aux années N-1 à N-4 en distinguant les clients protégés et les clients non-protégés. Le GRD renseigne également le montant perçu de la CREG au titre de compensation.		
TAB7.5	N/A			
TAB7.6	N/A			
TAB7.7	Ecart entre budget et réalité relatif aux indemnités versées aux fournisseurs de gaz résultant du retard de placement des compteurs à budget	Ce tableau détermine l'écart relatif aux indemnités versées aux fournisseurs résultant du retard de placement des CBG. Le GRD renseigne pour l'année N, le montant réel et budget des indemnités ainsi que son délai moyen de placement (en jours) réel et budgété. Le GRD renseigne ces mêmes données pour les années 2019 à N-1. En fonction du délai moyen de placement réel de l'année N, le montant du solde régulateur et du bonus/malus sont déterminés conformément à l'article 111 de la méthodologie tarifaire.		
TAB7.8	Ecart entre budget et réalité relatif aux charges et produits liés à l'achat de gaz SER	Ce tableau détermine l'écart relatif aux charges et produits liés à l'achat de gaz SER. Le GRD renseigne les charges et produits réels et budgets de l'année N ainsi que les charges et produits réels des années 2019 à N-4.		
TAB8	Ecart entre budget et réalité relatif aux charges nettes des projets spécifiques	Ce tableau détermine l'écart relatif aux charges nettes des projets spécifiques. Le GRD renseigne les charges et produits relatifs aux projets spécifiques en distinguant les charges nettes variables, les charges nettes fixes et les charges d'amortissement. Le montant du solde régulateur et du bonus/malus sont déterminés conformément à l'article 117 de la méthodologie tarifaire.		
TAB9	Ecart entre budget et réalité relatif à la marge équilibrable	Ce tableau détermine l'écart relatif à la marge équilibrable. Pour l'année N, le GRD renseigne le montant de la marge équilibrable budgétée en distinguant la marge équilibrable OSP et hors OSP. La marge équilibrable réelle totale de l'année N est calculée automatiquement sur base de la valeur de la marge équilibrable OSP et du hors OSP de l'année N, ainsi que les données relatives au GRD relatives aux années N-1 à N-4 dans le tableau d'évolution des actifs réels. Pour l'année N, les valeurs provisionnées automatiquement du tableau 9.1.	Est-il nécessaire de donner 3 années de réalité alors que dans les MDR on peut actualiser toutes deux années si données 2019 et 2018 sont correctes ? La formule de marge équilibrable de la réalité 2019 n'est pas correcte	
TAB9.1	Comparaison de l'actif régulé budgété et réel de l'année	Ce tableau compare la base d'actifs régulés budgétée et réelle de l'année N. Le GRD renseigne, pour chaque catégorie d'actif régulé, le montant des investissements, des désinvestissements, des interventions tern, des unités, des amortissements réels et provisionnés de l'année N. Le GRD renseigne également le montant de la plus-value totale, de la plus-value historique et leur amortissement.		
TAB10	Ecart entre budget et réalité relatif aux produits sous des tarifs périodiques de distribution	Ce tableau détermine l'écart relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution. Le GRD renseigne pour l'année N, par catégorie tarifaire et par tarif, les produits budgétés et réels. Le GRD renseigne les éventuelles corrections apportées aux produits issus de la facturation notamment l'extourne de l'acompte régulateur, la comptabilisation de "factures à établir", etc.	Reconciliation entre charges et produits - Ancien T8	Pour les lignes 2024 - Corrections : Ces données ne sont actuellement pas disponibles par groupe de clients. Que dit l'abandon de la notion de groupe de clients ? Seule notion connue par la comptabilité des secteurs GOREI actuellement !

Modèle de rapport tarifaire (ex post) et liste des annexes - Gaz Annexes		Description. Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	Autres
Annexe 1	GENERALITE Les comptes annuels approuvés par l'Assemblée générale ordinaire et déposés auprès de la Banque Nationale de Belgique. Veuillez également communiquer la réconciliation entre le rapport tarifaire ex-post et les comptes annuels approuvés.			
Annexe 2	GENERALITE Les rapports du conseil d'administration, les rapports des commissaires-réviseurs et les rapports des assemblées générales de l'année d'exploitation concernée.			
Annexe 3	GENERALITE Une copie des comptes-rendus des réunions organisées au cours de l'année d'exploitation écoulée du comité de corporate governance ou groupe assisilié.			
Annexe 4	GENERALITE Les rapports annuels et périodiques des commissaires relatifs à l'exercice d'exploitation concerné conformément à la méthodologie tarifaire et aux lignes directrices relatives à la notice méthodologique et aux rapports spécifiques des Commissaires requis dans le cadre de la méthodologie tarifaire.			
Annexe 5	GENERALITE La liste détaillée des autres activités de la société/intercommunale (hors GRD) exercées au cours de l'exercice d'exploitation concerné avec une description complète de chacune de ces activités, ainsi que les critères d'allocation des coûts.			
Annexe 6	GENERALITE La liste détaillée des activités non-régulées du GRD exercées au cours de l'exercice d'exploitation concerné avec une description complète de chacune de ces activités, ainsi que les critères d'allocation des coûts.			
Annexe 7	GENERALITE Une note explicitant les actions mises en place et leur impact financier au cours de l'année d'exploitation concernée pour maîtriser les coûts contrôlables.			
Annexe 8	GENERALITE La mise à jour des données relatives aux coûts contrôlables du Business Plan 2019-2023		Qu'entend la CWaPE par mise à jour du business plan? S'agit-il d'une mise à jour du business plan rendu lors de la détermination du revenu autorisé?	
Annexe 9	GENERALITE L'organigramme de l'année d'exploitation concernée.			OK
Annexe 10	GENERALITE Veuillez confirmer que les règles en matière d'allocation des coûts appliquées ex-ante ont été appliquées au cours de l'exercice d'exploitation concerné.			
Annexe 11	TAB 5.1 à 5.6 Le formulaire d'analyse des coûts des obligations de service public de l'exercice d'exploitation concerné. Le template est transmis par la Direction socio-économique et tarifaire de la CWaPE.			
Annexe 12	TAB 6.2 N/A			
Annexe 13	TAB 6.3 Les factures et notes de crédit émises par la société FENSO dans le cadre du processus de réconciliation justifiant les coûts/produits repris au tableau 8.			
Annexe 16	TAB 6.4 Veuillez joindre le détail du calcul des cotisations de responsabilisation de l'exercice d'exploitation concerné et le cas échéant, le document reçu de l'ONSSAPL ou du fond de pension.			
Annexe 15	TAB 6.5 Une copie du dernier avertissement extrait de rôle reçu de l'Administration fiscale relative à l'impôt des sociétés.			
Annexe 17	TAB 6.6 Une copie du courrier émanant de la DG04 reprenant la notification relative à la redevance pour occupation du domaine public par le réseau gazier de l'année d'exploitation concernée et de l'année précédente.			Pour ces annexes : Justificatif pas en rapport avec le TAB à justifier - Incohérence dans la numérotation
Annexe 14	TAB 6.7 Une liste reprenant les différents avertissements extraits de rôle inhérents aux précomptes immobiliers sur les actifs régulés réclamés par l'Administration fiscale concernant l'exercice d'exploitation concerné.			idem

Modèle de rapport tarifaire (ex post) et liste des annexes - Gaz
Annexes

	Description. Correspondance avec l'ancien MDR. Différence	Incohérences	Autres
Annexe 18 TAB7.1	Une copie du ou des contrats d'achat de gaz pour la fourniture de la clientèle propre du GRD avec l'indication du prix unitaire exprimé en EUR/MWh pour l'exercice d'exploitation concerné. La réconciliation entre le montant des investissements de l'exercice d'exploitation concerné repris dans le plan d'adaptation déposé à la CWAPE le 31 mars et le montant des investissements repris dans le rapport tarifaire 2019/20.		
Annexe 19 TAB9.1	La comparaison entre le montant des investissements hors réseau (terrains, bâtiments, IT, matériel roulant, etc) budgétés et réels de l'exercice d'exploitation concerné ainsi que la motivation des écarts entre le budget et la réalité.		
Annexe 20 TAB9.1	Une note expliquant les évolutions bilantaires significatives ainsi que les principaux faits marquants de l'exercice d'exploitation concerné.	Voir remarque T11	
Annexe 21 TAB11	La description et la justification des provisions reprises au tableau 26.4	Voir remarque T11.4	



COMMISSION WALLONNE
POUR L'ENERGIE

151883 19.05.17

82

A l'attention de: Monsieur Christophe Lacroix
Ministre du Budget,
de la Fonction publique,
de la Simplification administrative
et de l'Energie.
Rue des Brigades d'Irlande 4B
5100 Jambes

CWaPE,
Route de Louvain-la-Neuve 4 Bte 12
5100 Namur (Belgrade)

Copie à : TPCV
BP 10000
1470 Genappe

Objet: Tarification de l'utilisation du réseau électrique.

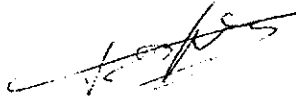
Waremmme, le 12 mai 2017.

Messieurs,

Il y a quelque temps, j'ai fait parvenir à Monsieur le Ministre Furlan, un document décrivant mon point de vue sur la tarification de l'utilisation du réseau électrique.

Monsieur Furlan n'a probablement pas eu l'occasion d'en prendre connaissance, c'est pourquoi je me permets de vous en faire parvenir une copie. Les choses ont évolué entre-temps, mais mon point de vue est inchangé et argumenté.

J'ose espérer, Messieurs, que vous voudrez bien en prendre connaissance et je vous prie de bien vouloir agréer l'expression de mon plus profond respect.



Michel D.

A l'attention de: Monsieur Paul Furlan
Ministre des Pouvoirs locaux, de la Ville,
du Logement, de l'Energie et des
Infrastructures sportives.
Rue du Moulin de Meuse 1
5000 Beez (Namur)

Objet: Tarification de l'utilisation du réseau électrique.

Waremme, le 19 janvier 2017.

Monsieur le Ministre,

Il y a eu un certain nombre de propositions disparates destinées à faire payer d'avantage l'utilisation du réseau par les propriétaires d'une installation photovoltaïque. Je possède une telle installation et je reconnais qu'actuellement le calcul des frais d'utilisation du réseau n'est pas correct, l'erreur étant en faveur du propriétaire du système. Ce n'est cependant pas une raison pour imposer un calcul approximatif, si ce n'est arbitraire. Selon moi, la seule méthode correcte d'évaluation de cette utilisation est exposée dans le point 1 qui suit. Les points suivants sont relatifs à des problèmes dont on parle moins, mais qui valent la peine d'être examinés. Je pense, dans l'ensemble, être objectif et proposer des solutions équitables.

1. Utilisation du réseau:

Afin d'exposer la méthode de calcul, je prends comme référence la consommation et la production d'électricité au cours d'une journée d'été (voir la figure 1).

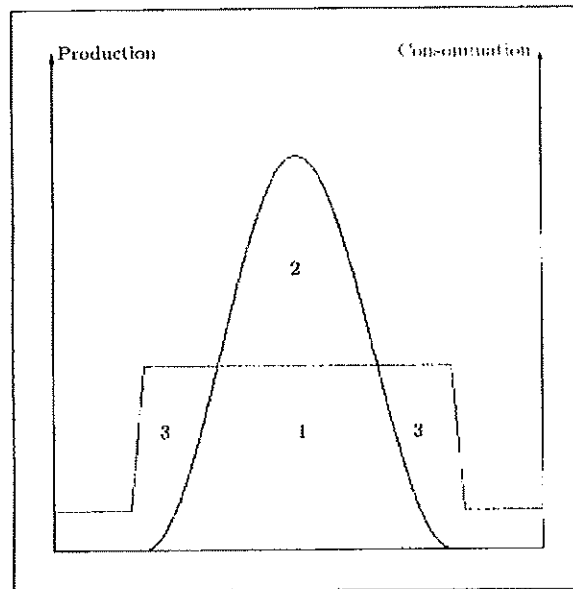


Fig. 1: Production et consommation d'électricité pendant une journée d'été.

- (a) En 1, on a la partie produite et consommée 'sur place'. Cette partie n'est pas enregistrée et ne doit pas l'être. Elle ne constitue pas une utilisation du réseau, ni une consommation, ni une production.
- (b) En 2, on a l'électricité fournie au réseau. Ici, il y a bien utilisation du réseau, mais elle est payée par le ou les consommateurs à l'autre bout de la ligne. Cette production fait tourner le compteur à l'envers. Par la suite, on désignera cette quantité par A . Cette quantité est nulle en cas d'ensoleillement insuffisant.
- (c) En 3, on a la partie réellement consommée provenant de la centrale et dont il faut payer le transport. A ce moment, le compteur tourne à l'endroit. Cette quantité sera désignée par B .

Le compteur actuel est conçu pour indiquer la quantité nette d'énergie consommée et il donne seulement le résultat $B - A$. En effet, en tournant à l'envers, il soustrait A de B et on perd l'information B , qui est précisément la mesure de l'utilisation du réseau.

Le compteur devrait donc avoir un index supplémentaire qui enregistrerait les tours positifs, sans rien soustraire quand le compteur actuel tourne à l'envers. Cet index montrerait correctement l'utilisation du réseau.

Les frais d'installation du nouveau compteur pourraient faire partie

du coût de l'installation des nouveaux systèmes. Pour les systèmes déjà installés, c'est moins clair, mais on peut noter que ce sont les producteurs et/ou distributeurs d'électricité qui sont demandeurs.

2. Electricité moins chère, utilisation du réseau plus chère:

Il y a des tendances discrètes de la part des sociétés afin de rendre moins rentables les installations photovoltaïques, notamment le fait de transférer une partie du prix de l'électricité vers le prix de l'utilisation du réseau.

Cette opération passe inaperçue, car elle est neutre pour les consommateurs sans installation photovoltaïque. Cependant, en poussant à l'extrême, on aurait l'électricité gratuite avec tous les frais reportés sur le transport et dans ce cas, l'électricité fournie au réseau serait un cadeau offert aux sociétés, sans compensation.

Si le transfert n'est que partiel, comme cela s'est produit récemment, le rendement financier d'une installation, s'en trouve amoindri.

3. Production supérieure à la consommation:

Certaines années, j'ai produit plus d'électricité que je n'en ai consommé. Cette électricité a été vendue par Electrabel, mais pour cette partie, le montant 0 figure sur ma facture (voir copie de cette facture). En conséquence de quoi, si je prévois actuellement que je serai en bonus, je me chauffe en hiver à l'électricité, ce qui est absurde.

4. Période de validité des certificats verts:

En ce qui concerne les certificats verts, la période de 15 ans doit être maintenue, car c'est entre autres sur cette base que j'ai opté pour une installation et la somme investie serait à peine récupérée après 10 ans. J'imagine que c'est aussi le cas pour la plupart des autres détenteurs dont l'installation n'a pas une orientation optimale.

De plus, logiquement, le montant de 65 euros par certificat vert devrait être indexé, or il n'a pas changé depuis 2010.

J'ose espérer, Monsieur le Ministre, que vous voudrez bien prendre ces quelques réflexions en considération et je vous prie de bien vouloir agréer l'expression de mon plus profond respect.


M E

4300 Waremme

Détail de votre facture électricité

Données de consommation (mises à disposition par votre gestionnaire de réseau)

EAN

Numéro de compteur	Période de consommation	Précédent	Actuel	Consommation (kWh)
	06.04.2013 - 31.03.2014	48.426,50	50.477,00	2.050,50
	08.04.2013 - 31.03.2014	128.135,00	125.909,00	0,00

Données de facturation

Contrat: Optimal	Nombre	Prix unitaire	Montant	%TVA
Coûts de l'énergie				
Redevance fixe	360 jours	50,000000 €/jour	49,32 €	21%
Coûts de l'énergie nuit	2.051 kWh	0,048669 €/kWh	99,82 €	21%
Contribution énergie verte	2.051 kWh	0,0150305 €/kWh	30,82 €	21%
Coûts d'utilisation des réseaux				
Coûts de transport nuit	2.051 kWh	0,030373 €/kWh	82,28 €	21%
Coûts de distr. nuit	2.051 kWh	0,039946 €/kWh	81,91 €	21%
Tarif activité mesure et comptage	360 jours	15,44 €/jour	15,23 €	21%
Redevances et surcharges				
Cotisation sur l'énergie	2.051 kWh	0,0019088 €/kWh	3,91 €	21%
Cotisation fédérale	2.051 kWh	0,0030773 €/kWh	6,31 €	21%
Cotisation régionale	2.051 kWh	0,0007500 €/kWh	1,54 €	0%

Total Electricité

351,14 € (Hors TVA)

COMMISSION WALLONNE
POUR L'ENERGIE

151078 19.04.17

82

À: tarification@cwape.be

Objet: REMARQUES dans le cadre de la CONSULTATION PUBLIQUE du 31 mars au 19 mai 2017 ,
projet de méthodologie tarifaire MAI 2019

A la bonne attention de Monsieur Antoine THOREAU ,
Directeur socio-économique et tarifaire ,
Commission wallonne pour l'Energie ,
Route de Louvain-la-Neuve , 4 bte 2
5001 NAMUR

Envoi par courriel et par recommandé avec AR , Kain , le 14 avril 2017 .

Bonjour Monsieur ,

Nous prenons connaissance de votre **projet de méthodologie tarifaire** concernant l'application d'un **TARIF PROSUMER** à partir de mai 2019 .

Vous y mentionnez , selon **ALTERVIA** , diverses hypothèses , et notamment :

* fixation d'une auto-consommation en moyenne de l'ordre de 30 % de la production photovoltaïque

* la partie *non autoconsommée* , soit le solde tout théorique de 70 % , serait alors soumise à un tarif de "distribution"

* pour en estimer le coût , tout aussi théoriquement , la puissance en **KWc** de l'installation serait multipliée par "900 heures" de durée d'ensoleillement envisagée..... , " pondérée" par les 70 % susmentionnés , pour en estimer la production non autoconsommée , *soit par exemple : installation de 4 KWc x 900 heures x 70 % = 2.520 KWH* , cette dernière valeur serait dès lors asservie au coût de distribution soit en l'occurrence 10 centimes/KWH , cad 252 € environ!

Ce projet de méthodologie tarifaire semble pécher par quelques imprécisions , et ouvre la voie à l'une ou l'autre remarque ainsi que vous nous y invitez , en l'occurrence :

* a) Recourir à une **puissance-crête** pour définir l'importance d'une production photovoltaïque n'apparaît **PAS** conforme à la réalité : une puissance installée de 4 KWc serait , dans votre hypothèse , susceptible de produire quelques 3600 KWH (4 KWc x 900 heures)

...Or , ainsi que vous n'êtes point sans l'ignorer , **divers facteurs influencent grandement la production photovoltaïque** pour une puissance-crête identique , à savoir : orientation des panneaux , inclinaison de ceux-ci , durées d'ensoleillement réel variables d'une année sur l'autre , vieillissement des cellules au fil du temps , salissures occasionnelles sur les dits panneaux

* b) Prenant par exemple notre cas , les 4 KWc n'ont pu délivrer respectivement que 3.277,3 KWH en période annuelle 2015-2016 et 3.078,4 KWH en période annuelle 2016-2017 (chute de quelques 6,5 % d'une année sur l'autre , compte tenu des intempéries locales au cours de la dernière période cad notamment couverture nuageuse plus abondante) versus les 3600 kwh tout à fait THEORIQUES invoqués dans votre document .., les besoins annuels en KWH étant par ailleurs pratiquement couverts dans l'exemple cité

* c) Une auto-consommation affichée et "*théorique*" de "30 %" laisse quelque peu perplexe compte tenu de l'ensemble des prélèvements effectués tout au long de l'année , lors de périodes horaires d'intensité variable et indéfinie : eau chaude produite à 60°C par la chaudière (brûleur & pompe ballon ecs) ,cuisinière ,réfrigérateur A+ , congélateur A+++ , TV , internet , lave-linge A,lave-vaisselle , broyeur pour compostage , séchoir A++ , appareillage électro-ménager divers , éclairage LED , chaudière "*très basse température*" a/sonde extérieure et régulation dite "PI" & pompe chauffage avec variateur de vitesse , etc

On peut raisonnablement supposer que le pourcentage d'auto-consommation surpasserait actuellement l'hypothèse des "30 %"

* d) In fine , paradoxalement , on pourrait également faire observer que le recours systématique aux économies d'énergie , du fait de l'intégration successive d'appareillages plus performants et d'un comportement plus rationnel , conduirait à une moindre consommation , progressive , en KWH pour le logis , creusant par là-même un écart de plus en plus significatif avec la production photovoltaïque elle-même : d'où une part non autoconsommée croissante et , curieusement , " taxation" en hausse via le "*coût de distribution*", le surplus de KWH ainsi renvoyé sur le réseau étant de surcroît , quant à lui , une source de facturation par le GRD envers d'autres utilisateurs n'ayant pas pris le risque de l'investissement photovoltaïque

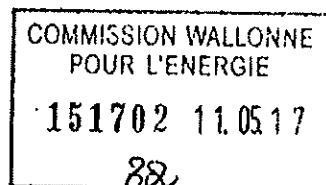
Le système prôné par le gouvernement a tout fait pour **inciter et enclencher** un dispositif veillant à assurer une production d'électricité "non fossile" dans la droite ligne des engagements internationaux , et semble se résoudre , les années aidant , à imposer une contribution absente des débats et décisions premières, Où se niche dès lors la **logique** de tout ce processus vis-à-vis du *PROSUMER* ?

Il nous serait agréable de pouvoir vous lire quant à ce et prendre connaissance par la même occasion des évidents aménagements que nécessitent une telle méthodologie .

Tout au plaisir de vous lire quant à ce , nous vous adressons , Cher Monsieur , toute l'expression de notre considération distinguée .

Mr & Mme

7540 KAIN



L'Escaillère, le 8 mai 2017

Bonjour Monsieur,

C'est avec beaucoup d'intérêt que je lis Energie 4, et prêté plus d'attention au numéro 41, entre autre sur les exigences PEB pour les nouvelles constructions.

J'ai construit une maison en 2012/2013 et obtenu le certificat PEB A+, en 2014 j'ai fait installer des panneaux photovoltaïques pour les besoins du ménage et aussi pour faire fonctionner la pompe à chaleur. A cette date était entré en vigueur le système "Qualiwatt" et on me promettait une prime de 976 € pendant 5 ans, les deux premières primes correspondaient à cette somme, la dernière prime reçue en 2016 était déjà diminuée à 713 €.

Comme les panneaux produisent trop de courant et que je devais changer de voiture, j'ai cherché après un modèle hybride rechargeable (plug-in) et maintenant je roule en partie à l'électricité.

Comme vous voyez, j'ai investi dans l'isolation, l'énergie renouvelable et un véhicule en partie électrique, je pense avoir fait preuve de civisme.

Et maintenant, je lis dans la presse que je vais devoir payer pour l'utilisation du réseau. Pourriez-vous m'expliquer la logique de cette politique?, Je ne reçois pas de certificats verts de ce fait je ne coûte pas aux utilisateurs qui n'ont pas de panneaux, les primes Qualiwatt sont en baisse et il est question de nouvelles charges sur les panneaux photovoltaïques, cela me paraît décourageant après tout ces investissements.

Bien à vous.

A ... G.

6464 L'Escaillère.

G. G.

RECOMMANDE AVEC ACCUSE DE RECEPTION
CWaPE

Monsieur Antoine Thoreau, Directeur Socio-économique et tarifaire

Route de Louvain-la-Neuve 4bte 12

5001 NAMUR (Belgrade)

Liège, le 19 mai 2017

Monsieur le Directeur,

Nous vous transmettons en annexe de ce courrier nos remarques sur la décision référencée CD-17c31-CWaPE-0083 publiée le 31 mars et relative au « projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019 -2023 » qui fait actuellement l'objet d'une procédure de concertation avec les GRD et d'une procédure de consultation publique.

Le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 de la CWaPE a pour base légale le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité (« Décret tarifaire »). Ce décret fixe en son art. 4 §2 une série de principes (lignes directrices) que le régulateur doit respecter dans le cadre de l'élaboration de son projet de méthodologie tarifaire. La Décision CD-17c31-CWaPE-0083 ne motive cependant pas dans quelle mesure les différents articles du projet de méthodologie tarifaire soumis à consultation par la CWaPE répondent aux principes de l'art. 4 §2 du Décret Tarifaire. Cette motivation est d'autant plus importante que le projet de méthodologie tarifaire soumis à consultation tient peu compte des remarques formulées par les GRD lors des groupes de travail organisés en 2015-2016. Or, entre-temps, le décret Tarifaire a été publié.

A travers sa méthodologie tarifaire, la CWaPE vise plusieurs objectifs stratégiques mais le juste équilibre entre ces différents objectifs ne nous semble pas atteint. En effet, la CWaPE semble se focaliser en priorité sur son 1er objectif stratégique, à savoir « maîtriser le revenu du GRD afin de limiter la contribution financière des URO ». La CWaPE fixe en effet plusieurs contraintes en ce sens aux GRD : restrictions en matière de revenu autorisé de départ, plafonnement des charges d'amortissement, imposition d'un facteur de productivité de 1,5%/an sur les coûts contrôlables, limitation de l'indexation des coûts contrôlables à l'indice santé, faible rémunération des capitaux investis, etc. Ce focus sur le 1er objectif stratégique risque de se faire au détriment du 2^{ème} objectif stratégique poursuivi par la CWaPE, « l'amélioration de la qualité des réseaux ».

Par ailleurs, le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE ne nous semble pas rencontrer le 3^{ème} objectif stratégique : l'incitation à l'innovation alors que cette dernière est indispensable dans le cadre de la transition énergétique. Le projet de méthodologie tarifaire prévoit un budget



spécifique pour les compteurs intelligents (pour autant que le business case soit positif) mais la transition énergétique vers des réseaux intelligents ne se résume cependant pas aux seuls aux compteurs intelligents. Par ailleurs, le plafonnement des amortissements freine les GRD à investir dans des projets innovants.

En résumé, nous sommes d'avis que le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE est une régulation incitative classique basée essentiellement sur la réduction des coûts alors qu'il y aurait lieu d'évoluer vers une méthodologie tarifaire plus adaptée à l'innovation, la qualité des services offerts et au rôle du GRD dans la transition énergétique souhaitée par l'Europe et la Région wallonne.

Les annexes chiffrées reprenant des données propres à RESA figurant dans nos remarques constituent des données sensibles du GRD et doivent être traitées de manière confidentielle.

Nous vous remercions pour la prise en compte de ces remarques et questions et, nous vous prions d'agréer, Monsieur le Directeur, l'expression de nos salutations distinguées.

PoI HEYSE,

Membre du Comité de Direction.

Annexes :

Liste des remarques de RESA sur le projet de méthodologie tarifaire ;
Annexes 1 à 4 confidentielles.

Concertation GRD – Méthodologie tarifaire 2019-2023 – Remarques RESA

1. Remarques préliminaires

Procédure de concertation

L'article 2, § 2 et 3 du décret du 19 janvier 2017 prévoit que la méthodologie tarifaire est adoptée par la CWaPE après concertation avec les GRD ET consultation publique. Dans les « Modalités pratiques de participation à la consultation publique relative au projet de méthodologie tarifaire applicables aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période 2019-2023 » publiées sur le site de la CWaPE, il n'est à aucun moment précisé que dans le cas du GRD la période de consultation est en réalité une période de concertation. Seule la réunion du 2 mai est appelée « réunion de concertation ». Dans le cas du GRD, toute la procédure est une procédure de concertation et les remarques transmises le 19 mai 2017 ne constituent pas une fin en soi de cette concertation.

Principes de la méthodologie tarifaire

Effets combinés des différents principes sur les moyens du GRD

Nous constatons que les effets tarifaires induits par la nouvelle méthodologie de la CWaPE sont cumulatifs, tendent vers une baisse des moyens du GRD et engendrent une pression considérable sur ses coûts de gestion alors qu'il entre dans une nouvelle ère de transition énergétique où des investissements importants devront être réalisés:

- Diminution significative de la marge équitable (18% estimé pour RESA). Après charges financières, il ne resterait qu'un taux de rémunération de 2,9% sur la RAB. L'article 4, §2, 8° du décret tarifaire du 19 janvier 2017 ne nous semble pas respecté. Ce dernier stipule que « la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permet au gestionnaire de réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement de ses infrastructures. » ;
- Application d'un facteur X de 1,5% (soit 1,7M€ estimés par an sur les coûts contrôlables de RESA) ;
- Non prise en compte de l'évolution réelle des charges opérationnelles du GRD (indice santé) ; d'où facteur X supplémentaire ;
- Plafonnement des amortissements qui a pour effet l'absence de garantie sur la récupération des investissements du passé et une forte limitation des nouveaux investissements incorporels, voire mêmes corporels prévus dans les plans d'adaptation ;
- Exigences considérables en termes de reportings et de prévisions budgétaires alors que le système choisi est un « Revenue Cap » et, par conséquent, entraves à la liberté de manœuvre du GRD au sein de ce système (voir ci-dessous).

Approche revenu cap et liberté de gestion

La méthodologie tarifaire 2019-2023 de la CWaPE se base sur l'approche Revenue Cap qui détermine ex-ante et plafonne le revenu autorisé 2019-2023. Cette approche laisse une liberté de gestion au GRD au sein de son enveloppe de revenu autorisé et devrait par conséquent limiter fortement les besoins en termes de reporting (à l'exception des coûts non contrôlables) ; c'est ce que nous avons pu constater en Flandre. Or nous constatons dans la méthodologie tarifaire, via

par exemple, l'introduction d'un Business Plan pluriannuel détaillé, une charge administrative fortement accrue où doivent être détaillées notamment (dès la remise des propositions de revenu autorisé) toutes les pistes de maîtrises de coûts permettant d'atteindre les objectifs fixés par la CWaPE en termes d'amélioration de productivité. Ces deux approches nous semblent en contradiction voire irréalisables. Nous constatons également des demandes de prévisions détaillées en termes d'informations bilantaires, de moyens de financements, ... dans ce business plan. Or ces informations, en dehors de la RAB, n'influence plus la détermination de la marge équitable (gearing figé) ou du revenu autorisé. Nous ne comprenons dès lors pas quelle est l'utilité de ces informations ex-ante qui sont par ailleurs fort complexes à budgéter.

Objectifs stratégiques de la CWaPE

A travers sa méthodologie tarifaire, la CWaPE souhaite mettre en œuvre 6 objectifs stratégiques dont l'incitation aux projets innovants. Cet objectif aurait pu être rencontré en permettant aux GRD d'intégrer dans leur proposition tarifaire des projets spécifiques innovants. Or, la CWaPE n'autorise qu'un seul et unique projet innovant : les compteurs communicants. Nous ne comprenons pas pourquoi cette liste des projets innovants n'intègre pas les projets afférant au Smartgrid. La méthodologie tarifaire serait ainsi plus en adéquation avec la stratégie de la CWaPE.

Procédure d'adoption

Malgré la remise de la proposition tarifaire en deux étapes (revenu autorisé et tarifs), le travail à réaliser sur les tarifs non périodiques devra être en amont de l'établissement des enveloppes de revenu autorisé car ils influencent ces dernières. Par ailleurs, le GRD devra également travailler sur les tarifs périodiques pour mesurer les impacts de la méthodologie sur les tarifs des URDs (simulations).

2 Remarques sur des éléments précis de la méthodologie tarifaire

Titre 1. Généralités

Chapitre 1: Objet et définitions

Article 3, §3, 8° : La prise en compte de l'amortissement des subsides (753) dans les charges nettes liées aux immobilisations au vu du traitement de ces dernières dans la détermination du revenu autorisé (évolution sur base de l'indice santé) ne nous semble pas approprié. En effet, les subsides ne sont pas des éléments récurrents mais bien ponctuels dont la réception dépend bien entendu du projet mais aussi de la trésorerie de la RW.

Titre II. Le revenu autorisé

Chapitre 1: Les éléments constitutifs du revenu autorisé

Section 1 : le calcul du revenu autorisé

Article 8, §2 et §3 : Les 7 critères auxquels doivent répondre chacun des éléments du revenu autorisé avec charge de la preuve chez le GRD nous semblent extrêmement compliqués à justifier pour chacun des postes du revenu autorisé. Cela va engendrer un travail administratif colossal et une incertitude sur l'acceptation des coûts sur base de ces 7 critères. Plus particulièrement :

- **§2, 3°** : Quelle est la définition de l'intérêt général ? Qui est concerné ?
- **§2, 5°** : Nous ne comprenons pas ce que la CWaPE entend, dans ses critères pour déterminer si les éléments du revenus autorisés sont « raisonnablement justifiés », par « soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions analogues ».
- **§2, 6°** : Quelle est la définition du prix du marché ?

Section 2 : les charges nettes opérationnel/es

Article 10, §2:

- Doit-on en déduire que les produits fiscaux sont exclus du revenu autorisé ?
- La notion de produits et charges exceptionnels n'existent plus dans les comptes annuels belges.

Article 12, §1, 3° et 4°: Les clients propanes, qui sont des clients propres aux GRDs, rentrent-ils dans cette définition ?

Article 12, §1, 11°: Les surcharges pension Interrosane électricité et gaz rentrent-elle dans la définition des charges de pensions non capitalisées ? Nous avons constaté que les tableaux du modèle de rapport relatifs à ces charges de pensions non capitalisées n'étaient réservés qu'à ORES. Nous avons cependant également ce type de coûts au sein de RESA suite à la reprise de la Ville de Liège.

Article 12, §2 : les achats d'énergie pour les pertes en réseaux, la gestion des certificats verts, le transit via le GRD des charges de transport... induisent des coûts administratifs qui devraient être considérés comme non contrôlables. Nous rappelons par ailleurs que RESA a toujours plaidé pour que ces coûts de transport soient facturés en direct par le GRT aux fournisseurs.

Quelle est l'explication du retrait des investissements « dimming » Eclairage Public de la liste des coûts non contrôlables ? Ces coûts avaient été considérés comme peu prévisibles par la CWaPE lors des groupes de travail et figuraient par conséquent dans la liste des coûts non contrôlables des actes préparatoires relatifs à la Typologie des coûts.

Section 3 : les charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques

Article 14 : quelle sera l'attitude de la CWaPE envers une demande de budget spécifique pour un projet dont le besoin serait justifié lors de la période 2019-2023 mais qui ne sera ni en lien avec la promotion du gaz, ni en lien avec les compteurs communicants ? Parmi les exemples, on peut citer le rôle probable de Flexibility Data Manager (FDM) ou encore une obligation qui surviendrait en matière de conversion de gaz L/H, etc...

Article 14, §3 : dans le cas où le principe de plafond Totex serait maintenu, l'amortissement des investissements et les désaffectations relatifs aux projets spécifiques ayant fait l'objet d'un accord de la CWaPE, devraient être intégrés dans le revenu autorisé sans application du plafond et ce, sur

la totalité de la durée de l'amortissement. La valeur nette comptable résiduelle d'un projet devrait également être intégrée au revenu autorisé en cas d'arrêt d'un projet.

Articles 15 relatif au dossier de demande de budget spécifique :

- La CWaPE va-t-elle communiquer les principaux éléments/hypothèses qui doivent alimenter les business cases afin de disposer de business cases comparables entre GRD (exemple : éléments de revenus à considérer,...)?
- La rentabilité du projet est-elle déterminée dans le chef du GRD ou doit-elle tenir compte d'une analyse de coût-bénéfice sociétal ? (faut-il encore préciser la notion de « société », que se passe-t-il par exemple si le business case est négatif pour le GRD mais positif pour le fournisseur ? rien ne peut en effet garantir que cet impact sera reporté sur l'URD) ;
- Dans le cadre des compteurs communicants :
 - comment peut être délimité le périmètre du projet (inclusion de SCADA, MDM, AMM, GIS, Lynx...) ?
 - comment définir les gains pour le GRD (cf. écarts avec étude CAPGEMINJ) ?
 - quelle hypothèse prendre en compte en termes de contribution directe d'un URD dans le cas d'une demande anticipée d'un compteur communicant ou en cas de déploiement généralisé ?

Article 15, §3 et §4 : la rentabilité du projet devrait être déterminée sur base d'un taux d'actualisation basé sur le CMPC **net** (charges financières déduites) car c'est uniquement ce taux net qui constitue le rendement du GRD.

Article 17, §2 : le délai du 15 février pour la remise du rapport d'avancement nous semble court car ce dernier devra se baser sur des données issues de notre comptabilité et nos comptes ne seront pas clôturés suffisamment tôt que pour assurer ce délai.

Article 18, §1 : le seuil « d'impact substantiel » fixé à 5% du montant total des charges nettes opérationnelles d'un projet (notification à la CWaPE) nous semble très bas.

Article 19 §1 : la possibilité laissée au régulateur de mettre fin unilatéralement au projet engendre une incertitude importante pour le GRD qui doit se lancer à long terme dans des projets et y investir des ressources. Comment seraient traités les coûts échoués en cas de décision d'arrêt d'un projet prise par le régulateur ?

Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

Article 25, §1,

- 5° : on parle ici de la plus-value iRAB à déduire de la RAB chaque année en fonction des mises hors service et à l'article 28 de 2% par an « forfaitaire » ? Quel est le traitement à appliquer ?
- 6° : la phrase n'est pas complète/correcte. Ne manque-t-il pas « mises hors service » ?

Article 26, §1,

- 5° : on parle ici de la plus-value iRAB à déduire de la RAB chaque année en fonction des mises hors service et à l'article 28 de 2% « forfaitaire » par an ? Quel est le traitement à appliquer ?
- 7° : la phrase n'est pas complète/correcte. Ne manque-t-il pas « mises hors service » ?

Article 27 :

- le montant des amortissements repris chaque année en déduction de la valeur RAB sont ceux calculés sur base des valeurs historiques des investissements et des pourcentages mentionnés à cet article. A contrario, la charge d'amortissements qui se trouvera en résultat et pourra être couverte par les tarifs sera constituée des amortissements 2019 $\times (15-X)$. Les deux valeurs ne coïncideront plus dans la proposition tarifaire ; ce qui ne nous semble pas correct car en cas d'amortissements réels supérieurs au plafond, la RAB diminuera plus vite que ce que nous pouvons récupérer au travers du revenu autorisé (via les amortissements).
- Nous aurons la même désynchronisation avec les charges liées aux désaffectations d'immobilisations.
- La rubrique « compteurs intelligents » a été remplacée par « compteurs communicants » avec un taux d'amortissements différents (15 ans et non plus 10 ans). Quel sera le traitement des investissements du passé ?

Articles 31 et 32 :

- le coût moyen pondéré du capital calculé avec les paramètres mentionnés à l'article 32 (3.573%) nous semble vraiment trop faible pour assurer les différentes missions du GRD. Ce CMPC génère une perte de rémunération équitable pour le GRD de +/- 18% par rapport aux méthodologies transitoires 2015-2016 et 2017 et amène à un taux de rendement de 2,9% sur la RAB après charges financières (hors impact du X). Qui pourrait se contenter d'un « return on investment » si faible pour des investissements à long terme de cet ampleur ?
- Cette perte de rémunération va intervenir alors même que le GRD va devoir mettre en place des mesures de maîtrise des coûts importantes pour atteindre l'objectif d'efficacité demandé par le régulateur, objectif lui-même très (trop) ambitieux. La combinaison de ces deux pertes de revenus lors de la première période régulatoire basée sur un système « Revenue Cap » auquel le GRD n'a jamais été confronté auparavant (avec un risque de perte importante venant se déduire de la marge du GRD) nous semble ne pas prendre en considération les nombreux défis auxquels le GRD va devoir faire face d'ici 2023 et les risques qui y sont liés.
- Une moyenne des taux OLO sur 10 ans nous paraîtrait plus correct et en ligne avec la période de détermination des emprunts pour le coût de la dette.
- Nous ne comprenons pas la suppression du facteur d'illiquidité dans le calcul du pourcentage de rendement autorisé. Vu les contraintes décrétales, les parts détenues par les communes sont en effet non liquides. Nous insistons pour que ce facteur soit réintégré dans le calcul du coût des fonds propres. Le régulateur fédéral l'a autorisé pour une société cotée en bourse ; il serait d'autant plus normal que le régulateur régional le prévoit pour une société non cotée. Selon le rapport de la banque DEGROOF (2014), « les études empiriques tendent à démontrer qu'un supplément de rendement de l'ordre de 30% voire davantage est exigé par les investisseurs pour compenser l'absence de liquidité des titres ... Dans le cas des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz, nous ne voyons pas d'éléments spécifiques qui feraient différer la décote d'illiquidité par rapport à la moyenne générale observée ... ».
- La prime de risque devrait être en adéquation avec les taux sans risque utilisés. En effet, plus ces derniers sont bas, plus la prime de risque devrait être importante. Le GRD va en outre être confronté à de nouveaux risques dans les années à venir : méthodologie tarifaire Revenue Cap, facteur X important, plafonnement des amortissements, ... tout en devant assurer la transition énergétique en route.

Section 5 : Lefacteur de qualité

Article 34 :

- Il n'est pas précisé dans la méthodologie comment ce facteur va influencer le revenu autorisé : à la baisse ou à la hausse ? Comment sera-t-il calculé : un montant en valeur absolue, un pourcentage ?
- Nous pensons que ce facteur ne devrait pas pouvoir descendre en dessous de zéro. Un GRD qui doit améliorer la qualité de son réseau et/ou de son service a aussi besoin de moyens financiers pour y arriver. Le facteur X prévu par la CWaPE va déjà restreindre fortement les moyens financiers qui pourront être mis en œuvre pour veiller à l'amélioration de la qualité.

Article 35 :

- Les objectifs de performance seront fixés de manière individuelle mais quels seront les facteurs pris en compte pour différencier les GRD ?
- La mesure de l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux tiendra-t-elle aussi compte des spécificités du réseau du GRD ?

Chapitre 2 : Les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété Ex-ante

1.1. Le Business Plan

Article 38 :

- l'établissement et la communication à la CWaPE d'un business plan détaillé pour la période 2019-2023 accompagné d'une note explicative reprenant les hypothèses, notamment en termes de maîtrise de coûts, ne nous semblent pas réalisables. Nous ne pouvons pas avoir connaissance au moment de l'établissement du revenu autorisé (2017) des pistes d'amélioration des charges contrôlables que nous allons pouvoir mettre en œuvre pour la période 2019 à 2023. Cette demande constitue une charge administrative très importante pour les GRD alors que leur revenu 2020 à 2023 va de toute façon être plafonné. Cette demande est en contradiction avec l'approche « Revenue Cap » que la CWaPE a choisie d'appliquer au sein de sa méthodologie tarifaire et qui laisse la liberté d'actions du GRD au sein de son enveloppe de revenu. Le GRD ne devrait dès lors pas avoir à justifier sa préférence pour une mesure de maîtrise de coûts par rapport à une autre qui avait été prévue lors de la rédaction de son Business Plan ex-ante.
- quelle sera l'utilité pour le régulateur d'obtenir des prévisions sur la politique de financement et de distribution du résultat du GRD ? Ces données n'entrent pas en compte dans le calcul du revenu autorisé. Les tableaux du business plan qui y sont relatifs sont très détaillés.

1.2. Le revenu autorisé annuel

Article 39 : cette contrainte (plafond sur base de 2017) ne nous semble pas adéquate dans le cadre des amortissements et désaffectations.

- En effet, nous avons des projets informatiques importants qui vont être « live » en 2018 ou au cours de la période régulatoire 2019-2023 et dont l'amortissement va démarrer

durant la période régulatoire (pour rappel, RESA n'amortit ses logiciels informatiques qu'au moment du lancement effectif de ces derniers et non pas au fil du développement de ces derniers). Le plafond sur base de la proposition tarifaire 2017 nettiendra pas compte de ces amortissements. Nous pensons particulièrement à un projet significatif : ATRIAS. Nous avons réalisé une simulation en ANNEXE 1 (confidentielle).

- Pour les désaffectations, nous rencontrons le même problème avec le remplacement des compteurs à budget par des compteurs communicants car nous allons devoir désaffecter rapidement les anciens compteurs à budget. Ces désaffectations devraient faire partie intégrante des budgets spécifiques liés aux compteurs communicants. Nous avons réalisé la simulation en ANNEXE 2 (confidentielle).

13 Les charges nettes opérationnelles

Article 41 à 43 et article 46 : l'établissement du budget de revenu autorisé initial 2019 sur base des coûts rapportés ex-post pour 2015 et plus particulièrement le passage de ces coûts 2015 à 2019 ne nous semblent pas clairement expliqués. En effet, l'article 42 précise que les charges nettes doivent être scindées en concertation avec La CWaPE, entre « récurrentes » et « non récurrentes ». Il indique ensuite que les charges nettes non récurrentes ne pourront faire partie des charges nettes 2019-2023. Mais qu'en est-il de charges nettes non récurrentes dont le GRD a connaissance pour 2019-2023 et qui ne figurent par conséquent pas dans la base de 2015 ?

Article 42,

- §1 : notion de « récurrents » versus « non récurrents » :
 - Les frais de remplacement de toutes les bornes de rechargement CAB : non récurrent même si tous les 5-10 ans ?
 - Les frais de remplacement des piles des CAB : non récurrent même si tous les 5 ans ?
 - Les frais de rechargement des CAB : un nouveau contrat va être négocié avec Atos en 2018/2019. De nouveaux SLA vont être déterminés et des nouvelles associations (Atos et Bpost) sont évoquées. Le prix va certainement être revu pour plusieurs années. Comment seront traités ce type de modifications importantes en-cours de la période régulatoire ?
 - Comment seront traités l'apparition de nouvelles catégories de clients protégés ?
 - Comment vont être traités les coûts du projet PPP (prépaiement sous smart-meter) qui est prévu pour 2018 et 2019 : via le projet spécifique « Compteurs communicants » ?
- §3 : pourquoi les charges nettes récurrentes relatives à IOSP Entretien Eclairage public sont-elles considérées comme des charges fixes dans leur ensemble ? En effet, RESA réalise des entretiens systématiques dont le coût peut varier d'une année sur l'autre en fonction du nombre de lampes.
- Comment pourront être inclus dans le revenu autorisé le remplacement des lampes dont la fabrication a été arrêtée par Philips si aucune dépense ne doit être prévue en 2019, par exemple, mais bien en 2020. Cette question vaut également pour d'autres événements générateurs de coûts connus au moment de la proposition tarifaire mais dont les coûts ne débutent pas en 2019 (pas dans le revenu autorisé initial).
- §5 : dans les variables de globalisation, le concept de « clôture de processus » devrait être précisé. Est-ce que dans le cas d'un refus de prime, le dossier est bien considéré « traité » ?
- Comment vont être traitées les réductions de valeur sur les créances du GRD envers sa clientèle propre ? Les dotations aux réductions de valeur sur créances dépendent des règles comptables mises en place chez le GRD mais aussi du vieillissement de la créance car les taux de provision peuvent être différents en fonction du dépassement d'échéance

des factures. Ces dotations ne sont pas calculées directement sur le chiffre d'affaires généré sur la période mais bien sur base des créances issues de ce même chiffre d'affaires (catégorisé à juste titre non contrôlable). Il serait également problématique de faire évoluer des dotations/reprises aux réductions de valeur selon un paramètre d'indexation diminué d'un paramètre de productivité (X) identique à ceux applicables aux coûts de gestion du réseau contrôlables. Nous sommes d'avis que la nature de coûts des (dotations/reprises de) réductions de valeur devrait être traitée comme non contrôlable.

- Nous nous interrogeons également sur le traitement des moins-values sur créances.

Article 43 : cet article signifie-t-il que des coûts peuvent être ajoutés à la base des coûts récurrents 2015 afin de déterminer le revenu autorisé 2019 initial ?

Article 44 :

- Le facteur d'efficacité (X) de 1,5% imposé par le régulateur et à appliquer chaque année à partir de 2020 nous paraît trop élevé. Ce pourcentage représente un effort cumulé de 5,87% en 2023. Il se traduit pour RESA (estimation préliminaire) à 1,7M€ ; soit plus ou moins l'équivalent du coût de 26 ETP/an. Ces économies ne pourront être réalisées qu'au travers de pertes d'emploi. Des efforts importants de réduction d'effectifs ont déjà été réalisés depuis 2010 (plans Zénith). Ce nouvel effort important arrive alors que nous sommes au début d'une transition énergétique qui va nécessiter la création de nouveaux métiers d'une façon qui ne pourra être totalement synchrone avec l'extinction progressive d'autres métiers, historiques. Nous devons en effet ces prochaines années assurer la continuité et la fiabilité des réseaux existants tout en développant l'intelligence des réseaux de demain.
- Une évolution des coûts contrôlables budgétés supérieure à l'indice santé (évolutions barémiques, recrutements,...) génère de facto l'application d'un facteur X supplémentaire pour le GRD. Or les évolutions de la masse salariale du GRD dépendent certes des taux d'indexation mais également :
 - des augmentations barémiques et occasionnelles ;
 - des engagements/sorties de personnel ;
 - de l'évolution de la composition moyenne du personnel (cadres – employés – ouvriers) ;
 - des taux ONSS et de cotisations pensions.

La prise en compte d'un taux d'indexation (que ce soit le coefficient S ou l'indice santé) ne nous semble pas suffisante pour appréhender les évolutions de masses salariales d'un GRD.

- Il nous semble que le facteur $(IS - X)$ devrait être à tout le moins limité à 0.
- Le facteur X ne devrait être appliqué que sur les coûts sur lesquels le GRD a une réelle emprise et du potentiel de réductions de coûts.

Article 45 : Les charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables utilisent comme variable le nombre de dossiers traités durant l'année. En cas d'arrêt de « Quali watt », nous devons continuer à gérer les primes des dossiers du passé. Comment cela sera-t-il pris en compte ?

Article 48 :

- le plafonnement des charges d'amortissements et de désaffectations va générer des pertes importantes dans le chef du GRD qui doit se lancer dans des projets d'investissements importants en plus de son plan d'adaptation pluriannuel transmis à la CWaPE (Atrias, Smart Meters, Remplacement des CâB,...). L'indice santé ne reflétera en rien la possible évolution de ces charges dans le futur.

- Le suivi du plan d'adaptation (hors projets IT) montre déjà un dépassement important par rapport au plafond (voir notre estimation en **ANNEXE 3 confidentielle**). Ce plafonnement exclut dès lors tout nouvel investissement informatique à partir de 2019. Voir aussi commentaires articles 27 et 39.
- Nous pensons que les charges d'amortissements et de désaffectations devraient rester des coûts non contrôlables car ils dépendent des investissements pris en compte dans la RAB (avec les impacts de mises hors service liés à une décision de remplacement) dont la partie technique du réseau est issue des plans d'adaptation, et des taux mentionnés dans la méthodologie tarifaire.
- Le plafonnement des charges d'amortissement des GRD risque d'être un frein à l'investissement et ne favorisera donc pas le développement optimal des infrastructures de réseaux et l'intégration des productions décentralisées (voir at. 4§ 2 5° c et d du Décret).

Section 2 : Révisions du revenu autorisé

Article 54 :

- Nous ne pensons pas que l'application d'un seuil soit pertinente pour la révision du revenu autorisé en cas de nouveaux services ou de nouvelles OSP. Toutes nouvelles obligations pour le GRD devraient pouvoir être couvertes tarifairement.
- Dans quelle mesure les conséquences de l'arrêt de production d'un élément technique par un fournisseur constitue-t-il un évènement exceptionnel au sens de l'article 54,§1,3°.

Article 55 : une revue de l'enveloppe de revenu autorisé endéans la période régulatoire à l'initiative du régulateur ne nous semble pas en ligne avec l'approche « Revenue Cap » de la méthodologie tarifaire. Nous comprenons par ailleurs qu'un tarif pourrait être revu.

Titre III. La fixation et le contrôle des tarifs de distribution

Chapitre 1: Les tarifs périodiques de distribution

Article 62 : comment traiter les exceptions du passé par rapport à ces définitions ?

Article 64 §2 : le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs qui sont raccordés aux niveaux T_MT, MT et T-BT. Or, nous avons des points (73 points) dont nous mesurons la pointe en BT et dont nous facturons la puissance sur base des règles définies actuellement. Le tarif 940 a, par ailleurs, expressément été prévu pour facturer ces points. Sur base de cet article, le tarif ne s'appliquera pas à ces points. Lier "Mesure de la puissance" et niveau de tension, a-t-il un sens ?

Article 64 : pour le terme capacitaire,

- on ne parle plus de puissance souscrite (moyenne sur 12 mois) mais de la puissance maximale **mesurée mensuellement** pendant les heures de pointe.
 - S'agit-il d'heures de pointe ou d'heures pleines ?
 - Cette mesure a un impact sur ATRIAS. Voir **ANNEXE 4 confidentielle**.
 - Il n'y a plus de prix plafond qui permet de limiter cette partie du montant facturé lorsque la consommation est faible pour une puissance importante. Cette suppression va avoir des impacts importants sur certains URD.

- Cette mesure va générer une variabilité du revenu mensuel mais aussi d'une année à l'autre en fonction de la consommation de client. La prédictibilité des données dans le cadre des propositions tarifaires sera aussi fortement affectée.
- Idem pour article 131(transport).
- Nous pensons que la tarification devrait évoluer vers une tarification qui pousse le client à optimiser sa consommation, ce qui signifie augmenter le ratio entre l'énergie prélevée et la puissance maximale, tout en minimisant le risque au niveau de la facturation. Le régime « ex-ante » est une solution. Il s'agit pour le client, avec évidemment son fournisseur, de souscrire à une puissance en début d'année. Cette puissance, tant qu'elle n'est pas dépassée, fait l'objet d'une facturation au tarif de base. Si toutefois le client venait à dépasser ponctuellement cette souscription, la puissance prélevée au-delà de la souscription serait facturée à un tarif supérieur. Le foisonnement en MT (de l'ordre de 0,8 aujourd'hui) devrait permettre cette tolérance au niveau du réseau pour autant que les dépassements restent peu fréquents. Du côté du client, cela permet l'un ou l'autre aléa technique au niveau de l'installation de gestion de la charge. Par contre, si les dépassements deviennent fréquents, le poids dans la facture (tarif de puissance complémentaire) nécessitera une adaptation de la puissance souscrite pour l'année suivante. Ce mécanisme de souscription annuelle permet au GRD d'avoir une estimation des charges dans son réseau. Du côté du client, cela lui permet d'envisager des investissements dans la gestion de l'énergie en vue d'optimiser sa consommation et ainsi sa facture avec un risque financier minimisé. Il est évident que ce régime est plus lourd à gérer pour l'ensemble des acteurs mais entraîne, de la part du client et de son fournisseur, une grande responsabilisation par rapport à sa manière de consommer.

./ Avantages :

>" Pour le client :

- Il peut optimiser sa facture en calculant au mieux la souscription par rapport à sa consommation/ses pointes mensuelles ;
- Il peut aussi envisager de gérer sa consommation (courbe de charge) et améliorer l'optimum, sans être pénalisé au moindre raté du système de gestion ;

>" Pour le GRD :

- Le revenu est plus stable car couvert en partie par une souscription connue ex-ante ;

>" Global :

- Il incite chaque client à une optimisation du rapport énergie/puissance.

./ Inconvénients :

>" Le client ou son fournisseur doit définir la souscription annuelle. Une erreur de souscription conduira à une facture non optimale. Il faut un accord Fournisseur/client sur la souscription pour éviter les litiges ultérieurs.

>" Cette donnée devra être introduite dans l'informatique (ATRIAS).

./ Pour pallier en partie l'inconvénient de la souscription annuelle, on pourrait introduire une formule qui détermine la souscription sur base des puissances maximales des 12 derniers mois. Cette valeur serait appliquée à défaut de souscription du client ou de son fournisseur. Si le client souhaite déterminer son optimum, c'est cette valeur qui sera utilisée.

- Tarif Prosumer :

- L'adaptation des grilles tarifaires et plus particulièrement des tarifs prosumer devra s'opérer dans le futur CMS. Le tarif prosumer basé sur la puissance nette développable est une nouvelle caractéristique en Wallonie. Il y a donc un risque

d'une importante modification par rapport à la conception actuelle du CMS. Cette mesure a un impact sur ATRIAS. Voir **ANNEXE 4 confidentielle**¹.

- Dans la méthodologie tarifaire, il est prévu que le prosumer pour autant qu'il dispose d'un compteur permettant d'enregistrer ses prélèvements bruts peut opter pour une tarification basée sur cette mesure. Il s'agit dès lors d'un incitant pour les prosumers à demander le placement d'un compteur ; soit intelligent ; soit à tout le moins à double flux. Le GRD risque donc de se voir confronter à une demande accrue de placement de compteurs de ce type dès 2018 (les prosumers voudront se préparer avant 2019 !). Comment réagir pour les GRD à cette demande ? En acceptant de placer des compteurs double flux non communicants ; ce qui est contraire aux stratégies de déploiement des compteurs communicants sur lesquelles les GRD travaillent (Pour rappel : RESA 2020) ? En instaurant des règles de priorités ? Et comment gérer même ce potentiel volume de demande, d'autant plus important si le SM peut être demandé gratuitement pour raison de non-discrimination, en sus des remplacements de CAB (qui seront prioritaires vu l'échéance 2023 de Talexus) dès le début du déploiement (prévu pour RESA début 2020) et pendant toute sa durée ? Il semble qu'en Flandre, ce point a fait l'objet d'une analyse juridique qui tendrait à dire qu'on ne peut pas générer un tel problème. Une solution consiste à introduire un pallier dans l'introduction du tarif capacitaire. Il conviendra aussi de bien intégrer cet impact dans les budgets des projets spécifiques.
- Quelle est la répartition à opérer au niveau allocation des coûts entre le terme capacitaire, fixe et proportionnel pour les URDs TMT, MT et TBT ?
- **Ne faut-il plus distinguer la location de compteurs par type de relevé : YMR, AMR et MMR ?**
- Nous sommes également favorables à l'introduction d'un terme fixe et/ou capacitaire pour la BT afin de couvrir les coûts fixes de gestion du réseau malgré la baisse des volumes. Ce terme capacitaire et/ou fixe pour tous permettrait également de résoudre la problématique « prosumer ».

Article 69 : Dans le cadre des projets innovants, une grille spécifique est prévue. S'agit-il d'une grille par projet ou d'une grille unique pour tous les projets ? S'il s'agit d'une grille unique, cela risque d'être compliqué à créer et à appliquer car chaque projet sera spécifique. Comme son application est soumise à l'approbation de la CWaPE, ne serait-il pas préférable que chaque projet dispose de sa grille spécifique qui sera établie lorsque le projet sera live ? Voir analyse ATRIAS en **ANNEXE 4 confidentielle**.

Articles 73 et 76 : Les tarifs capacitaires sont exprimés en EUR/kVA. Le contrôle du respect de ces puissances exprimées en kVA sera-t-il réalisé sur base d'une puissance réelle (kW-cos phi) ou d'un cos phi forfaitaire de 0,9 par exemple ?

Article 73 : la grille tarifaire « projet innovants » ne correspond actuellement pas aux attentes des partenaires des projets concernés

- Pour le Cloud : La demande d'exception porte sur la possibilité de valoriser instantanément, ou par l'intermédiaire d'une batterie, de la production d'énergie renouvelable qui serait mutualisée sur les entreprises participantes au 'Cloud'. L'exception porterait donc sur l'autorisation de transmettre des données compensées/valorisées avec le marché de l'énergie.

¹ De manière générale, nos experts techniques sont demandeurs de pouvoir discuter avec les experts techniques de la CWaPE sur les différentes définitions techniques des éléments de facturation et de leurs impacts potentiels dans le CMS.

- Pour Mery : La demande d'exception porte sur la création d'un EAN de tête lié à la cabine centrale du micro-réseau, ainsi qu'un EAN pour une batterie, ce qui permettrait une optimisation des flux énergétiques (via un Energy Management System).

Que deviennent les tarifs d'échange ?

Tarifs d'injection : voir analyse des impacts ATRIAS en ANNEXE 4 confidentielle. Serait-il possible de repréciser les définitions techniques avec nos experts techniques (gridfee et Atrias) ? L'ajout d'un nouvel attribut dans le CMS entraîne des conséquences non négligeables. Actuellement, au niveau de la production, nous transmettons vers le CMS :

- Installed Power (puissance de l'installation)
- Converter Power (puissance des onduleurs).

Article 80, §2 : RESA ne transmettait pas de Cap Max en gaz. Serait-il possible de repréciser les définitions techniques avec nos experts techniques (gridfee et Atrias) ?

Article 84:

- Qui va déterminer ce tarif ? Comment y associer une partie des coûts OSP d'achat de gaz SER (article 81, §2) si ce tarif doit être uniforme pour toute la Wallonie ?
- 11 n'a pas actuellement été prévu de dissocier ces types de clients (CNG) des autres clients dans ATRIAS 7 modification.

Articles 88 et 89 : les notions de capacité de rebours et de volumes de rebours devraient être réexplicitées. Serait-il possible de repréciser les définitions techniques avec nos experts techniques (gridfee et Atrias) ?

Chapitre 2 : Les tarifs non périodiques de distribution

Article 93 : l'étude devrait être liée à l'affectation (injection et/ou prélèvement) plutôt que injection ou prélèvement.

Chapitre 4 : Les tarifs provisoires

Article 100 : sur quelles bases seront fixés les tarifs provisoires par la CWaPE ?

Titre IV. Le calcul et le contrôle des écarts entre le budget et la réalité

Chapitre 1 : Le traitement des écarts

Article 108 : est-il normal que la référence pour le couloir de prix utilisé dans le cadre de l'achat des pertes en réseau et des achats d'énergie pour la clientèle propre soit totalement identique alors que les prix varient en fonction du volume des achats et que dès lors, le prix de l'énergie achetée pour les OSP est plus élevé que pour les pertes en réseau ?

Article 111 :

- Comment se calculera ce délai ? Le délai moyen de clôture d'un processus CAB (y compris les poses CAB, les coupures, les annulations envoyées par les fournisseurs, suspensions

pour raisons médicales ou sociales prévues ...) n'est pas le même que le délai moyen de placement d'un CAB (uniquement les placements CAB}. Nous préconisons évidemment le calcul intégrant tous les types de clôtures. Quelques exemples qui illustrent les possibilités dans le cadre du processus CAB :

- o Pose du compteur à budget à la première visite : par exemple 15 jours après la réception de la demande.
- o Coupure du point d'accès lors de la seconde visite par absence du client : par exemple 45 jours après la réception de la demande.
- o Annulation de la demande par le fournisseur, bien souvent à la suite des courriers envoyés et des rendez-vous pris : par exemple 50 jours après la réception de la demande.
- o Annulation à la demande du GRD car la situation médicale ou sociale du client reconnue lors de notre visite ne permet pas le placement (cf. décret) : par exemple 30 jours après réception de la demande.
- Compte tenu des différentes actions effectuées pour chaque type (envois de courriers, appel tel de rendez-vous, visites...), il serait logique de travailler sur un indicateur global pour ce processus, identique à tous les GRD car émanant d'Atrias, et prenant en compte toutes les fins possibles.
- Quel sera également le traitement des coûts liés aux activités effectuées destinées à sensibiliser les URD à être présents et de les sensibiliser au risque de coupure ?

Article 113 : L'indice santé est un coefficient sur lequel le GRD n'a pas de maîtrise. Il en est de même pour d'autres taux externes (ONSS, ONSSAPL, taux d'impôts des sociétés...). Le risque lié à ces paramètres externes ne doit pas selon nous être placé dans les mains du GRD ; d'où nous estimons qu'une revue ex-post de ce paramètre avec création de solde est nécessaire. Une baisse du taux d'inflation réel par rapport au taux prévisionnel ne peut en effet pas être considérée comme une réduction de coûts imputables aux efforts du GRD. A l'inverse, en cas d'inflation plus élevée que budgétée, il ne nous apparaît pas logique que les efforts de réduction de coûts soient amputés de cet écart.

Article 120 : comment seront intégrées au revenu autorisé les charges de financement des soldes régulateurs ?

Chapitre 2 : La procédure de contrôle des écarts et la révision du tarif pour les soldes régulateurs

Article 122, §3 : 15 jours pour répondre aux questions nous semblent trop peu.

Titre V. La fixation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport

Chapitre 1: Les charges, les tarifs de refacturation et les modèles de grilles tarifaires

Article 127 :

- Cette péréquation ne devrait-elle pas être organisée par un organisme indépendant ?

- Comment sont déterminés les 250.000 € de frais administratifs ? et comment sont-ils répartis entre GRD ?

Article 133 : que fait-on des soldes de transport du passé ? Comment interviennent-ils dans cette péréquation ?

Chapitre 2 : La procédure d'approbation

Articles 134, §3 et 4 : tous les GRDs ou une seule proposition de grille sur base des données agrégées ? Qui la détermine ? Il est indiqué au §4 « ...la CWaPE informe le gestionnaire de réseau... » et au §3 « ... les gestionnaires de réseau de distribution déposent... ».

Chapitre 4 : La procédure d'approbation du solde régulateur global de transport

Article 141, §3 : un seul calcul de solde pour tous les GRD ? Comment répercuter entre GRD une correction que la CWaPE aurait sur le solde global de transport ?

Titre VI 1. Les modèles de rapport

Les modèles de rapports sont complexes à analyser en détails sans y incorporer un jeu de données ; ce que nous n'avons pas matériellement le temps de faire en-dehors des délais du processus de concertation. Nous n'avons dès lors pas pu tester la pertinence de tous les tableaux, des liens réalisés entre les différents onglets du modèle ou des formules qui y ont été pré-encodées. Nous nous réservons dès lors la possibilité d'informer ultérieurement la CWaPE de toute erreur ou incohérence que nous pourrions y déceler.

Les modèles de rapport sont très volumineux et vont nécessiter une charge administrative très importante. Nous nous interrogeons notamment sur l'utilité du document « Business Plan » qui constitue ni plus, ni moins, un 2^{ème} modèle de rapport à remplir ex-ante. Ce Business Plan reprend, entre autres, de nombreuses prévisions bilantaires qui sont complexes à réaliser et qui n'entreront pas en compte pour la détermination du revenu autorisé ; d'où notre questionnement sur l'utilité d'un tel niveau de détails et de la charge administrative liée.

Tableaux Charges pensions non capitalisées : RESA est également concerné par ce type de charge via la reprise de la Ville de Liège en Electricité et en Gaz.

|

REW

Réseau d'Energies de Wavre

COMMISSION WALLONNE
POUR L'ENERGIE

151918 22.05.17

82

Wavre, le vendredi 19 mai 2017

CWaPE

Monsieur Antoine Thoreau, Directeur Socio-économique et tarifaire

Route de Louvain-la-Neuve 4 bte 12

5001 NAMUR (Belgrade)

Par courrier et courriel

Objet : Remarques REW dans le cadre de la consultation publique sur le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023

Monsieur le Directeur,

Vous trouverez en annexe de la présente nos principales remarques et observations sur le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 que la CWaPE soumet à consultation publique jusqu'au 19 mai (Décision CD-17c31-CWaPE-0083).

Nous vous renvoyons à l'annexe du présent courrier pour un aperçu plus complet de l'ensemble des remarques.

Nous vous prions de recevoir, Monsieur le Directeur, l'expressions de nos meilleurs sentiments

Le Directeur Général
Roger le Bussy



REMARQUES REW SUR LE PROJET DE METHODOLOGIE TARIFAIRE 2019-2023

1 Les principes de détermination des tarifs

Sur les principes de détermination des tarifs, REW comprend les motivations de la CWAPE qui souhaite garantir une certaine stabilité et visibilité tarifaire aux utilisateurs de réseau de distribution.

Nous partageons ce souhait mais pas les moyens pour y parvenir.

L'analyse des principes de détermination des tarifs et de la méthodologie tarifaire 2019-2023, nous conduisent à penser qu'elles se font aux préjudices de la viabilité à terme de l'activité de distribution d'énergie électrique et mettent en péril les missions assignées aux GRDs définies dans le décret du 11 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. Cette nouvelle méthodologie ne répond pas aux prescrits des directives Européennes et ceux du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité.

La méthodologie tarifaire 2019-2023 reflète peu ou prou les objectifs stratégiques développés en annexe I Chapitre 2 section 1 de son approche méthodologique. La CWAPE ne démontre et ne justifie en rien comment cette méthodologie répond à ces objectifs, notamment :

- Améliorer la qualité des réseaux
- Inciter à l'innovation ;
- Promouvoir les économies d'énergie et l'installation des productions décentralisées renouvelables et issues de cogénération de qualité ;
- Rémunérer justement les capitaux investis

L'innovation se limite à un **projet spécifique** dont la mise en œuvre est subordonnée business case à rentabilité positive alors que les éléments pertinents de sa mise en œuvre ne sont pas encore connus du marché.

Cette nouvelle méthodologie introduit, que du contraire, des contraintes budgétaires insupportables pour la viabilité des réseaux. Elle s'écarte dès lors du prescrit du décret tarifaire qui vise une **méthodologie price cap** (art 4 §2 20°) et de sa propre approche méthodologique alors que la méthodologie tarifaire proposée tient pour l'essentiel à la maîtrise des dépenses des gestionnaires de réseaux contrôlée par le régulateur qui n'est autre qu'une méthode « Cost Plus » comme défini dans son approche méthodologique.

Elle multiplie le nombre de contraintes sans jamais offrir aux GRDs la moindre perspective de marge, résultant d'une gestion saine et proactive de ses activités, qui aurait été garanti si la méthodologie présentée avait été construite sur une **approche revenue cap**.

Nous comprenons le souhait de la CWAPE de pousser les GRDs à maîtriser ses coûts. Toutefois, Les GRDs assument une activité de type industrielle. Ils doivent donc disposer en tout temps des moyens permettant de garantir financièrement sa croissance et rémunérer ses actionnaires.

La CWAPE souhaite limiter l'évolution des paramètres financés à l'indice santé et exiger de surcroît un gain d'efficacité qui s'appliquerait aux coûts contrôlables sans tenir compte du caractère industriel de l'activité et des défis liés à la transition énergétique réclamé par l'Europe et les acteurs du marché.

Ainsi, introduire dans sa méthodologie tarifaire un **facteur X d'efficience** et fixé dans le même temps le facteur Q de qualité à 0 euro est contraire à l'esprit du décret, contraire aux objectifs d'une méthodologie price ou revenue cap, et réduit à néant tout espoir, toute perspective de marge d'efficacité.

Dès lors, sans facteur de qualité associé, la facteur X d'efficience proposé à 1.5 % est résolument trop important.

Cette transition énergétique va réclamer des efforts substantiels de la part des GRDs qui verront dans le même temps les moyens mis à sa disposition pour y parvenir diminuer.

La CWAPE assure bien entendu que ces moyens seront adaptés en fonction des quantités et des volumes constatés dans la réalité de l'activité. Mais cette position est contraire à la mutation du marché. En effet, si les GRDs s'inscrivent dans les perspectives 20/20/20 des directives Européennes qui veulent moins d'énergie consommée, plus d'efficacité énergétique, moins de gaz à effet de serre, s'il permettent aux URDs et aux acteurs du marchés d'optimiser l'utilisation des outils de production et les infrastructures de distribution, ils verront irrémédiablement les flux sur leurs réseaux globalement diminuer preuve de leur efficacité et de leur réponse positive aux souhaits de l'Europe, du marché et des citoyens.

Cet effet positif, pour l'économie, au sens large du terme, se fera nécessairement aux détriments du GRDs et donc à terme à la qualité de la distribution d'énergie en région wallonne.

Le dispositif choisi par la CWAPE mène inexorablement le système à sa faillite.

En effet, le pourcentage de rendement autorisé basé sur une formule du **coût moyen pondéré du capital (CMPC)** avec les paramètres proposés par la CWAPE engendre une perte structurelle qui mènera à terme à la faillite des GRDs et entre temps n'assurera pas aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement stable contrairement aux prescrits du décret tarifaire du 19 janvier 2017. Nous plaiderons donc pour un retour à **l'Embed Costs** qui garantira à tout le moins le respect de l'art 4 §2 12° du décret tarifaire du 19 janvier 2017.

La démarche de la CWAPE au travers de sa méthodologie tarifaire 2019-2023 est donc en ce sens antinomique.

De plus, la CWAPE part de plusieurs postulats qui sont loin d'être vérifiés et justifiés par des éléments tangibles et argumentés. Il en est ainsi du choix de l'indice santé comme facteur d'indexation, du facteur d'efficience fixé à 1.5 %, déjà évoqué, du ratio d'endettement fixé arbitrairement à 52.5 %, du taux d'intérêt sans risques (OLO à 10 ans) et de sa période de référence (2012-2016), le facteur Beta des fonds propres basé sur le beta de sociétés de transport cotées en Europe, le coût de la dette fixé à 2.59 %.

Elle ne prend pas en compte les particularités locales. Elle ne prend pas en compte les différences de structures financières issues des politiques antérieures qui favorisaient et encourageaient les intercommunales à toujours davantage d'autofinancement plutôt que le recours à l'emprunt et à l'endettement. La gestion saine des deniers publics est par la mise à mal. Il en est de même de l'art 4 §1 du décret du 19 janvier 2017 qui garantit le maintien de la cohérence des décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de valeur des actifs régulés.

L'actionnaire qui a privilégié l'autofinancement se voit ainsi spolié d'une partie substantielle de son indemnisation par la fixation arbitraire d'un ratio d'endettement qui ne correspond pas à sa propre structure financière.

De plus, elle introduit des distorsions dans le traitement des GRDs ce qui est contraire aux principes d'égalité de traitement en imposant à tous à ratio d'endettement qui ne correspond en rien à sa propre structure financière.

Les efforts de gestion saines des deniers publics sont anéantis aux profits d'une pernicieuse uniformité de traitement.

Ce qui est constaté au niveau de la structure de financement, l'est aussi au niveau du taux d'efficacité réclamer à l'avenir aux GRDs. Ainsi, les GRDs qui se sont montrés par le passé cigale plutôt que fourmis subissent une nouvelle demande d'austérité alors qu'ils ont déjà prodigués les efforts demandés dans le passé. Ils se voient ainsi contraint à de nouveaux efforts alors que sa marge de manœuvre a déjà été fortement réduite.

La CWAPE introduit dans sa méthodologie tarifaire 2019-2023 le principe de **péréquation tarifaire pour les tarifs de transport** dès 2019, alors qu'elle s'était fixé un objectif à 5 ans précédemment (16i26 Présentation Harmonisation des tarifs). La CWAPE admet également défacto une charge administrative associée.

Pour en finir, le principe même de la maîtrise des coûts par le GRDs sur base des données du passé privilégiée par la CWAPE, nous semblent en dehors de toutes réalités objectives.

Les GRDs subissent depuis le début de la mise en œuvre de la libéralisation du marché de l'énergie l'évolution chaotique de la réglementation en matière tarifaire.

Aujourd'hui, la CWAPE affirme vouloir circonscrire le revenu autorisé annuel en 2019 à l'enveloppe budgétaire de l'année 2017 indexée. Dans le même temps, la CWAPE limite les charges nettes opérationnelles contrôlables à ceux du rapport tarifaire ex post de l'année 2015.

Pour rappel, ces derniers résultent d'une méthodologie tarifaire qui s'inscrivait très largement dans la continuité des méthodologies tarifaires issues des arrêtés royaux du 2 septembre 2008 qui avait servi de base pour l'approbation des tarifs de la période 2009-2012 prolongées en 2013 et 2014 par décision de la CREG du 12 mai 2012 et établi sur base de la réalité 2008 (CD 14h16 14 août 2014).

En d'autres termes, le monde tarifaire des GRDs s'est arrêté en 2008 et la réalité 2008 sert, en définitive, de base à l'élaboration des tarifs 2019-2023. La CWAPE nie l'évolution du marché depuis cette date. Elle ne peut affirmer comme notre métier, ses contraires et les missions qui y sont attachés n'ont pas grandement évolués depuis

Fixé les tarifs 2019-2023 sur base d'un Business as usual 2008, nous semble à tout le moins peu crédible.

L'ensemble de ces éléments a été développé dans la suite du document qui vous est adressé.

2 Le revenu autorisé

2.1 Les éléments constitutifs du revenu autorisé

Article 12 §1

D'une manière générale, la décision relative au projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE nous semble insuffisamment motivée et compliquera la tâche du Parlement wallon fixé à l'art. 22 du Décret.

Ainsi, la CWaPE ne justifie nulle part en quoi les charges et produits opérationnels listés à cet article sont non contrôlables et pourquoi d'autres en sont exclues comme celles par exemple relatives aux charges nettes liées aux immobilisations alors qu'elles sont issues du plan d'adaptation des GRDs déjà validé par la CWaPE. De plus, les pourcentages d'amortissement sont fixés par la CWaPE dans sa méthodologie. Nous relevons ici un manque de cohérence.

Article 12 §2

La CWaPE indique à cet article que les charges et produits non contrôlables ne peuvent être majorés ou minorés de frais généraux ou de coûts liés à la gestion administrative ou technique des activités sous jacentes.

La CWaPE ne peut nier l'existence des charges importantes associées à la gestion des charges et produits opérationnels non contrôlés comme par exemple les dossiers relatifs aux marchés publics à initier pour certains de ces coûts, le contrôle et la validation des coûts à refacturer (comme les coûts de transport, le processus de réconciliation), le calcul, contrôle et la validation de déductions (comme redevance de voirie, les primes qualiwatt et cetera).

Ces coûts sont réels et doivent être pris en compte pour répondre aux dispositions de l'article 4 §2 5° b) qui impose que les tarifs reflètent la structure des coûts de réseaux.

La CWaPE ne peut adopter deux poids deux mesures sur le traitement de ces coûts. Elle admet en effet (art 127 §2) au travers de la péréquation tarifaire des coûts de transport que les charges administratives inhérentes à l'organisation du mécanisme de péréquation puissent être ajoutées aux charges nettes d'utilisation du GRT et être couvertes par les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du GRT.

Article 14

Le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 de la CWaPE a pour base légale le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité du 19 janvier 2017 (« Décret tarifaire »).

Ce décret fixe en son art. 4 § 2 une série de principes (lignes directrices) que la CWaPE doit respecter dans le cadre de l'élaboration de son projet de méthodologie tarifaire.

La Décision CD-17c31-CWaPE-0083 et plus spécifiquement son art 14 n'explique pas pourquoi et ne motive en rien que la CWaPE limite les projets spécifiques à un seul projet, les compteurs communicants, pour les gestionnaires de réseau de distribution électrique.

La méthodologie tarifaire proposée ne répond pas aux exigences du décret en la matière qui fixe en son art 4 §2 5° d) des objectifs bien plus ambitieux auquel le projet de méthodologie n'apporte pas de réponse.

Les réseaux intelligents ne se limitent pas aux compteurs communicants. Nous plaçons afin que d'autres projets nécessaires à la transition énergétique puissent également faire l'objet de budgets spécifiques.

Article 15

Par ailleurs, chacun de ces projets devra faire l'objet d'un dossier de demande de budget spécifique très détaillé sur base d'un business case pluriannuel basé sur une rentabilité positive.

Pour ce qui est des compteurs communicants, nous comprenons que le business case englobe les coûts et bénéfices escomptés pour les utilisateurs de réseau. Les coûts et bénéfices escomptés ne seront pas tous englobés dans l'activité du GRD et le business plan pourra en tenir compte.

Pour le premier exercice tarifaire, nous attirons toutefois l'attention du régulateur que les solutions offertes par le marché pour ce type d'application sont encore fort parcellaires.

De plus, la CWaPE pourra procéder, moyennant certaines conditions, à une révision du budget octroyé et pourra également décider unilatéralement de mettre fin au projet spécifique, moyennant une motivation circonstanciée.

Enfin, l'enveloppe budgétaire complémentaire couvre uniquement les coûts opérationnels et pas les charges d'amortissement.

Compte tenu des incertitudes susmentionnées et des coûts échoués qui peuvent en découler, les GRD et leurs actionnaires ne prendront pas le risque dans ces conditions d'investir dans un projet à long terme comme les compteurs intelligents.

Article 23 : Base d'actifs régulés

Devons nous comprendre au travers de l'article 23 §1 2° que le reviseur est un acteur du processus de régulation au même titre que le régulateur?

Article 27 : Montant annuel des amortissements

Cette article précise que le montant annuel des amortissements est déterminé sur la base de la valeur d'acquisition historique et des pourcentages d'amortissement sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle. Cette position est en total contradiction avec l'art 4 §1 du décret tarifaire du 19 janvier 2017 qui stipule que « La méthodologie tarifaire maintient la cohérence des décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de valeur des actifs régulés ».

De plus, les pourcentages d'amortissement proposés sont en contradiction avec la définition qui est faite des amortissements à l'art 3 §3 2° du projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 :

« montants pris en charge par le compte de résultats relatifs aux immobilisations incorporelles et corporelles dont l'utilisation est limitée dans le temps, en vue, soit de répartir le coût d'acquisition de ces immobilisations sur leur durée d'utilité ou d'utilisation probable, soit de prendre en charge de—ces frais et coûts au moment où ils sont exposés »

Pour l'heure les pourcentages proposés dans le projet de méthodologie ne répondent pas à la durée d'utilité ou d'utilisation probable de la plupart des actifs régulés immobilisés et ne sont pas en

correspondance avec la période pendant laquelle ils sont financés. La base d'amortissement ne correspond pas à la durée de vie technique des équipements et la durée de financement offert par les organismes financier. Ainsi, les charges de financement ne sont pas couvertes pas les montants d'amortissement attendus ce qui accentue encore davantage le déséquilibre financier des GRDs.

Ce décalage est préjudiciable à la capacité d'auto-financement des GRDs et l'une des erreurs d'appréciation fondamentale de la méthodologie tarifaire qui est en porte à faux entre deux tendances :

- Favoriser l'auto financement des GRDs pour leur permettre de faire face à leurs missions et limiter la rémunération équitable des actionnaires

ou

- Donner davantage de moyens aux actionnaires au travers de la rémunération équitable au détriment de l'auto financement afin d'assurer l'accès des actionnaires aux différentes sources de financement et donner les moyens de participer au renouvellement et au développement des infrastructures du GRD

Article 29 : Valorisation de l'actif régulé en cas de transaction entre GRD

Il convient toutefois de préciser que la base d'amortissement des actifs régulés cédés lors de la transaction se fera sur base des valeurs d'acquisitions historique du GRD cédant.

Article 32 : Paramètres du CMPC

Afin de déterminer le pourcentage de rendement des capitaux investis, la CWaPE utilise la formule du coût moyen pondéré des capitaux (CMPC) ou weighted average cost of capital (WACC).

Le pourcentage de rendement autorisé par la CWaPE est de 3.573 % (après impôt).

Ce taux est plus faible que dans les autres Régions du Pays (Flandre et Bruxelles) et est un des plus faibles taux d'Europe.

Au vu des moyens engagés par les GRD et leurs communes actionnaires, un tel rendement (fixé pour 5 années) est excessivement faible et de surcroît il n'est pas revu ex post.

Il risque donc de ne plus permettre d'attirer de nouveaux investissements de capitaux dans nos réseaux – ceci à un moment où l'activité d'investissement est accrue à cause de l'introduction de nouvelles technologies et des besoins importants nouveaux liés à la transition énergétique.

Nous estimons que cette rémunération excessivement faible des capitaux investis est non conforme à l'art. 4 § 2 8° du Décret tarifaire.

Pour le calcul du coût moyen pondéré des capitaux, la CWaPE ne motive nullement d'un point de vue économique le choix de la méthode de calcul de chaque paramètre financier contrairement aux autres régulateurs.

Prenons par exemple le taux sans risque qui constitue un des paramètres essentiels dans la formule de rémunération des capitaux investis. Le taux d'intérêt sans risque a été calculé par la CWaPE

comme une moyenne arithmétique des taux OLO 10 ans sur la période 2012-2016 (5 ans). Le résultat est biaisé par les taux OLO 10 ans historiquement bas de 2015-2016 et liés à la politique monétaire actuelle de la BCE.

Pour rester cohérente avec sa propre approche, la CWaPE aurait pu prendre un taux OLO > 10 ans car il s'agit d'abord pour l'actionnaire d'un choix d'opportunité pour ses placements long terme dont la durée d'immobilisation doit être plus en adéquation avec la durée de vie des actifs des GRD d'une part et prendre une moyenne historique sur une plus longue période que 5 ans comme elle le fait pour le taux moyen de l'emprunt inter GRD.

Comme expliqué précédemment le ratio d'endettement normatif fixé à hauteur de 52.5 % d'endettement est doublement pénalisant.

D'abord parce qu'il mène progressivement le système à la faillite ce qui est proscrit par le décret tarifaire.

Ensuite parce qu'il est discriminant par rapport au GRD dont le ratio est fort éloigné de celui fixé unilatéralement par la CWaPE.

Pour rappel l'article 4 §1 du décret impose à la CWaPE de respecter la cohérence des décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures. Or la région wallonne a poussé les entités publiques à l'auto financement en réévaluant leur actif des bons élèves.

Ces élèves dont REW fait partie se trouve donc avec un ratio d'endettement bien inférieur. En fixant arbitrairement le ratio à 52.5 %, REW se voit ainsi spolié d'une partie des revenus de la REMCI.

La CWaPE aurait pu choisir une période transitoire pour permettre à ces GRDs d'atteindre progressivement un ratio plus élevé sur la période réglementaire à venir. et leur permettre entre temps de conserver le ratio qui leur est propre.

La CWaPE ne semble avoir tester la robustesse de son système avant de le proposer aux GRDs.

Article 34 : Facteur Q de qualité

La définition du facteur de qualité Q, incitant financier reflétant le niveau de performance du GRD, ne précise pas si ce facteur est limité à une valeur positive ou nul ou si le cas échéant il pourrait adopter une valeur négative dans le but de pénaliser les GRDs peu performant. Auquel cas il pénaliserait encore davantage le GRD qui aurait des difficultés à atteindre le niveau de performance requis par la CWaPE.

Article 36 : Facteur Q de qualité

Le facteur Q de qualité est fixé pour la période réglementaire 2019-2023 à 0 (zéro) euro. Cette disposition est insoutenable compte tenu de l'introduction d'un facteur d'efficacité. La hauteur du facteur d'efficacité doit être revenue à la baisse si le facteur Q de qualité est maintenu à 0 pour la période réglementaire.

Le maintien à zéro du facteur Q est en total contradiction avec une méthodologie revenu/price cap prônée par la CWAPE

Article 37 : Quote-part des soldes régulatoires

Contrairement à la proposition faite, nous estimons que « le revenu autorisé de chaque année de la période régulatoire doit inclure une quote-part des soldes régulatoires des années précédentes ». Les GRDS ne peuvent se permettre de financer sur des périodes trop longues les soldes régulatoires. Ils doivent pouvoir récupérer ces soldes au fil de l'eau année par année.

2.2 Les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé

Contrairement à la philosophie du modèle *revenue cap*, la CwaPE demande aux GRD's de réaliser un Business Plan ex-ante conformément à l'art. 38.

La CwaPE peut-elle justifier le maintien d'une méthode *revenue cap* sachant que le plan d'affaires demandé doit notamment comporter des explications et des justifications sur les principaux inducteurs de coûts, les hypothèses structurantes prises en compte, la politique de financement et de distribution du résultat, les actions envisagées pour maîtriser les charges contrôlables afin que leur niveau ne dépasse pas le plafond ? D'autant plus qu'une part importante des coûts est in fine classifiée comme charges nettes contrôlables plafonnée sur leur réalité 2015.

A l'art. 9, les CNO sont définies comment étant les charges opérationnelles après déduction des produits exceptionnels à l'exception des **charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques (CPE)** et des charges nettes d'utilisation du réseau de transport.

Or, l'art 39 § 1^{er} et 2 déterminant le revenu autorisant le budgeté 2019, il est précisé que ce revenu autorisé est déterminé hors CPE et hors quote-part des soldes (SR). Il n'est plus précisé si les CNO doivent être prises en considération hors charges nettes d'utilisation du réseau de transport.

La CWaPE pourrait-elle clarifier ce point ?

L'art. 39 § 2 plafonne le revenu autorisé 2019 (hors Qn et SRn) au montant de l'enveloppe budgétaire 2017 indexée.

L'art. 41 § 2 stipule que les charges nettes contrôlables (CNC), à l'exclusion des charges nettes liées aux immobilisations (CNI) sont déterminées sur la base des coûts gérables et des coûts des obligations de service public (OSP) rapportés par le GRD à travers le rapport tarifaire ex-post de l'année 2015.

La CWaPE a omis l'indexation de cette enveloppe ex-post 2015. Nous demandons la correction de cette omission.

Dans le cadre de la maîtrise des coûts version méthodologie tarifaire 2017, le plafond des coûts gérables pour l'année 2017 était celui fixé pour l'année 2016 dans la proposition tarifaire 2015-2016 adaptée au coefficient prévisionnel d'inflation de l'année 2017.

Le plafond des coûts gérables 2017 était donc bien lié à la proposition tarifaire 2015-2016.

Or, dans le cadre de la maîtrise des coûts version méthodologie tarifaire 2015-2016, le plafond des coûts gérables pour l'année 2015 (et donc après pure indexation 2016) correspondait au montant des coûts gérables réels de l'année 2012 tel que repris dans le rapport annuel ex post 2012 indexé en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

Ce plafond lié aux coûts réels 2012 est basé sur une méthodologie tarifaire 2009-2012 dont l'enveloppe de coûts a été déterminée par les GRD's en 2008.

Nous constatons donc que la CWaPE limite l'enveloppe budgétaire des CNC 2019 et suivants à une enveloppe de coûts élaborée en 2008 et qui, hors indexation, n'aura donc plus jamais été revue depuis dix ans.

La CWaPE peut-elle justifier que le paysage dans lequel évoluent les GRD's à l'heure actuelle et surtout dans la future période régulatoire qui nous occupe est resté identique au paysage 2008 ?

Nous rappelons en outre qu'en séance de travail du 17/11/2015 portant sur le revenu autorisé, Monsieur Thoreau a expliqué que « la CWaPE souhaite que le GRD fasse une proposition de revenu autorisé initial basées à la fois sur l'historique des coûts mais également sur le business plan à 5 ans. La CWaPE ne souhaite pas fixer purement et simplement le niveau de revenu autorisé initial sur la base des coûts historiques car le passé n'est pas forcément amené à évoluer ».

Force est de constater que le souhait de la CWaPE n'est plus d'actualité. La CWaPE peut-elle justifier ce changement de position ?

Dans un souci de transparence et de non discrimination, nous demandons à la CWaPE de clarifier la classification des coûts en fonction de leur caractère récurrents ou non-récurrents.

Nous émettons cette même demande quant à la classification des coûts fixes vs coûts variables.

La CWaPE considère les coûts relatifs à l'OSP éclairage public comme étant des charges fixes.

Au vu des investissements à consentir en termes de remplacement des lampes/armatures mercure HP et sodium BP, la CWaPE peut-elle justifier sa position ?

La CWaPE traite en l'art. 42 § 3 les coûts OSP liés à l'éclairage public mais ne précise rien au niveau d'éventuels autres coûts fixes suite à la classification établie à l'art. 42 § 2.

La CWaPE peut-elle clarifier ce point ?

La CWaPE considère dorénavant les charges nettes liées aux immobilisés (CNI) comme des CNC et non plus comme des coûts non gérables.

Partant du constat que :

- La CWaPE maintient la cohérence des décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de valeur des actifs régulés (art. 4 § 1 Décret).
- Les investissements de réseau sont, sauf exceptions dûment justifiées, établis conformément aux derniers plans d'adaptation approuvés par la CWaPE (art. 25 § 2 et art. 26 § 2)
- Le montant annuel des amortissements est déterminé sur la base de la valeur d'acquisition historique sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle (art 27)
- Ce même art. 27 fixe exhaustivement les pourcentages d'amortissement
- Le taux de désaffectation annuel de la plus-value iRAB est fixé à 2 % (art 28)
- Que la réévaluation de la base d'actifs régulés est interdite (art 30)

Nous ne pouvons accepter la reclassification de ce type de charges et qui plus est leur plafonnement vu que la CWaPE dispose déjà de tous les outils pour contenir ce type de coûts.

Nous rappelons que les CNI sont la principale source de financement des GRD's et que nous sommes et serons encore plus tenus d'investir dans des équipements de nouvelle génération afin de répondre aux attentes de l'EU en matière de smart grid. Nous sommes convaincus que ces nouveaux équipements issus de nouvelles technologies apporteront un plus indéniable à la qualité ainsi qu'à la fiabilité des réseaux mais sommes également conscients que leur durée de vie sera restreinte par rapport à des équipements ancienne génération essentiellement manuels.

Nous considérons donc que les CNI doivent restées hors plafond afin de garantir aux GRD's les moyens financiers dont ils auront grandement besoin.

La CWaPE peut-elle clairement se justifier face à ce changement d'approche ?

Dans le même ordre d'idée, nous demandons à la CWaPE une justification économique circonstanciée quant à la relation entre des charges de type CNI et l'application d'un taux d'évolution annuel lié à l'indice santé.

L'art. 47 introduit un facteur d'efficacité appelé X.

La CWaPE propose l'imposition d'un facteur d'efficacité ou de réduction des coûts contrôlables à hauteur de 1.5% par an sur base d'un exercice de benchmarking, e.a. avec la Pologne.

L'exercice de benchmarking de la CWaPE ne respecte absolument pas la ligne directrice fixée à l'article 4 §2 15° du Décret tarifaire qui impose e.a. que les techniques de comparaison doivent tenir compte de différences objectives existant entre GRD.

Par ailleurs, comparer des facteurs de productivité entre pays n'a pas de sens si ce facteur de productivité ne porte pas sur la même base de coûts et si l'on ne tient pas compte de l'efficacité de départ des GRD, et de la qualité des prestations, dans un pays donné.

En l'absence d'un facteur de productivité, la stabilisation des coûts contrôlables des GRD constitue déjà en soi un effort puisque certains coûts évoluent plus vite que l'indice santé.

En imposant aux GRD à la fois un revenu autorisé de départ « raboté » et un facteur de productivité de 1.5%/an sur les coûts contrôlables (soit près de 6% sur la période 2019-2023), tout se passe comme si la CWaPE imposait un double facteur X aux GRD.

L'application d'un facteur de productivité aussi élevé impactera négativement la qualité des réseaux à moyen et long terme et se traduira inévitablement en des pertes nettes d'emplois à court et moyen terme. Dans sa méthodologie la CWaPE n'explique pas comment seront traités les inévitables indemnités de rupture à verser aux employés sacrifiés. Seront-ils considérés comme une charge non contrôlable car issues de la propre méthodologie tarifaire de la CWaPE ?

A défaut d'agir sur la masse salariale pour éviter un bain de sang sociale, le facteur X de 1.5 % ne pourra s'appliquer que sur le solde des autres coûts contrôlables ce qui par effet mécanique fait artificiellement peser un facteur X bien plus lourd à supporter.

L'application d'un facteur d'efficacité (facteur X) sans l'application simultanée d'un facteur incitant au maintien de la qualité (facteur Q) est incohérente. Dès lors que la CWaPE propose pour la période tarifaire 2019-2023, l'application d'un facteur Q = 0, il serait cohérent de fixer le facteur X = 0. La CWaPE a eu l'occasion depuis le décret électricité de 2008 de fixer des indicateurs de performance, qui aurait permis de fixer un facteur Q.

Enfin on peut également se poser la question de la pertinence d'utiliser un facteur de productivité identique à l'ensemble des GRD wallons.

Nous rappelons que l'art. 41 § 2 ne prévoit pas, à ce stade, d'indexer l'enveloppe 2015 réelles. L'évolution de l'indice santé 12/2015 vs prévisions 12/2018 montre une augmentation de 4,78 pb. L'enveloppe de coûts sera dès lors sous-estimée ceci entraînant une double pénalisation pour les GRD's.

La CWaPE peut-elle justifier l'application d'un facteur d'efficacité sans mise en application concomitante d'un facteur d'incitation au maintien de la qualité ?

Par l'art. 49 § 3, la CWaPE autorise, dans une certaine mesure, les GRD's à introduire en CNNC des indemnités de retard de placement de compteurs à budget que le GRD prévoit de verser aux fournisseurs.

A contrario, la CWaPE peut-elle nous indiquer la gratification prévue en cas de respect des délais imposés par l'AGW du 30 mars 2006 ?

L'article 15 du Décret du 19/01/2017 prévoit un mécanisme de révision du revenu autorisé. Il nous semble que la CWaPE ne répond pas exhaustivement aux attentes du législateur sur ce point.

D'autre part, le seuil de 5 % de l'entièreté du revenu autorisé nous paraît très élevé.

Ne pourrait-on imaginer l'application de ce seuil par éléments constituant le revenu autorisé ?

2.3 La procédure d'approbation du revenu autorisé

Nous nous permettons de constater que les GRDs disposent systématiquement de la moitié du temps imparti à la CWaPE pour traiter son dossier.

3 La fixation et le contrôle des tarifs de distribution

3.1 Les tarifs périodiques de distribution et les modèles de grilles tarifaires

Article 64

L'article 64 §2 a) limite le terme capacitaire aux seuls utilisateurs de réseaux raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT ou T-BT. Cette disposition est contraire aux dispositions du décret plus spécifiquement à l'art 4 §2 5° a) qui imposent que les tarifs soient transparents, non discriminatoires et proportionnés.

La CWaPE ne pourrait prétendre les en exclure sous le prétexte qu'une mesure de la pointe est nécessaire alors qu'elle introduit au travers du seul projet spécifique le compteur communicant pour lesquels la mesure de pointe fait partie des spécifications minimum recommandé au travers de la norme DLMS-cosem.

Article 107

Il convient que la CWaPE définisse ce qu'elle entend au §2 de l'article par Volume P réel.

Nous disposons de deux volumes réels. Celui relatif au volume acheté sur le marché durant l'année et qui correspond au volume calculer ex ante et celui qui résulte de la différence entre l'infeed total et les ventes totales constatées sur l'année pris en dehors du processus de réconciliation.

4 Autres remarques inhérentes à la méthodologie tarifaire

Le fait ne pas avoir porter de remarque pour l'heure sur les autres points ne signifie pas pour autant que nous partageons la position de la CWaPE sur ces sujets.

Nous nous laissons le droit de réagir pour l'avenir sur ces points s'ils devaient porter préjudice à la gestion des GRDs

Méthodologie tarifaire électricité

Contestations de l'ASBL TPCV

Dr Marc DUFLOT

4 mai 2017



Présentation

- Association de défense des droits et intérêts des petits producteurs d'électricité verte
- Création : printemps 2013
- Plus de 17 000 membres



Cour d'appel de Liège, 2015

Cour d'appel Liège

Arrêt

de la DOUZIÈME chambre civile

La cour partage l'analyse faite par les parties requérantes [...] à savoir que la compensation telle qu'elle a été organisée et est toujours réglementée vise la compensation non seulement sur la composante électricité mais sur l'ensemble du coût des quantités d'électricité prélevée qui se compensent avec les quantités injectées.

Il n'appartient pas à la CWaPE de remettre en cause directement ou indirectement des mécanismes qui ont été organisés par des dispositions réglementaires spécifiques qui restent applicables tel le système de la compensation pour les prosumers.



Position

- **Opposition au tarif prosumer capacitaire proportionnel à la puissance nette développable**
 - Pratiquement équivalent à la mesure recalée par la cour d'appel de Liège car:
 - Ne s'applique qu'aux bénéficiaires du principe de compensation
 - Calcul du terme capacitaire
 - Exception prélèvement brut mesuré
 - Sera contesté devant cette même cour

Tarif capacitaire -- critiques

- **Indépendant de la filière**
- **Néglige**
 - Exposition
 - Vieillesse
 - Pannes
 - Décrochages surtension
- **Discriminatoire % installations <10 kW qui ne bénéficient pas de la compensation**
- **Discriminatoire % installations vertes >10 kW qui ne bénéficient pas de la compensation**
- **Compensation pas garantie par le GW**
 - Double « peine »
- **Relevé intermédiaire**
 - Exemple : déménagement en septembre, relevé annuel en mars
- **Devrait au moins être réduit de l'injection nette annuelle**
 - Maison inoccupée
- **Démantèlement prématuré des installations**



Tarif capacitaire -- paramètres

- **950 kWh/kWe**

- 850 puis 900 kWh/kWc dans tous les documents de la CWaPE depuis 2007

31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, September 2015, Hamburg

908 kWh/kWp for Belgium

Monitoring 30,000 PV systems in Europe: Performance, Faults, and State of the Art

Jonathan Leloux^{1,*}, Jamie Taylor², Rodrigo Moretón¹, Luis Narvarre¹, David Trebosc³, Adrien Desportes⁴

¹Instituto de Energía Solar – Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM), Spain

²Sheffield Solar, University of Sheffield, UK

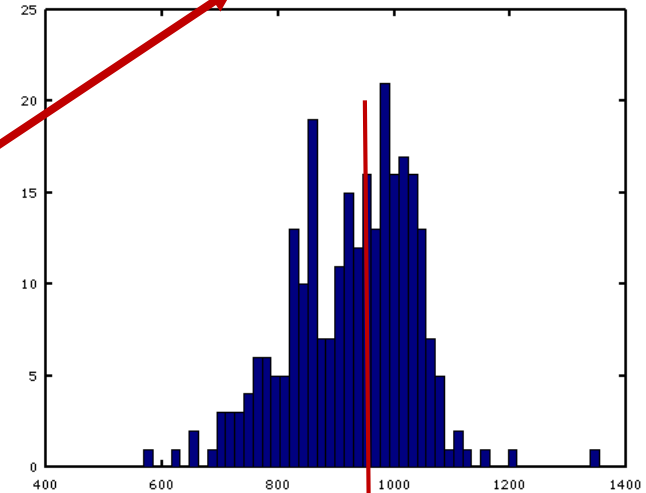
³BDPV, France

⁴Rtone, France

*Corresponding author: Jonathan Leloux (jonathan.leloux@ies-def.upm.es)

ABSTRACT: We have tried to cast some light on some of the numerous questions concerning the performance of solar PV systems in Europe. We have based our analysis on the operational data monitored at more than 31,000 PV systems in Europe. These installations comprise residential and commercial rooftop PV systems distributed over 9 different countries, including multi-megawatt PV plants installed in the South of Europe. The PV systems were installed between 2006 and 2014. The mean Energy Yield of the PV systems located in the four reference countries are 1115 kWh/kWp for France, 898 kWh/kWp for the UK, **908 kWh/kWp for Belgium**, 1450 kWh/kWp for the PV plants in Spain mounted on a static structure, and 2127 kWh/kWp for those mounted on a solar tracker in Spain. We suggest that the typical PR value for the PV systems installed in 2015 is 0.81. We have observed that the performance of the PV systems tends to increase when the peak power of the PV systems increases. We have found significant performance differences as a function of the inverter manufacturer, and the PV module manufacturer and technology. We have found an improvement of the state-of-the-art, in the form of an increase in performance in the yearly integrated PR of around 3 to 4% over the last seven years, which represents an increase of about 0.5% per year.

Keywords: PV system, Performance Ratio, Energy yield, UK, France, Belgium, Spain, State of the art



Tarif capacitaire -- paramètres

- **37 % d'autoconsommation**

- Fourni par les GRD → juges et parties
- Mesuré sur >10 kW (CD-17c29-CWaPE-0014): 78%
- Limite pour Puissance → 0: 100%
- Mesuré par l'étude Brugel 20151028-11 : 48,5% chez les particuliers

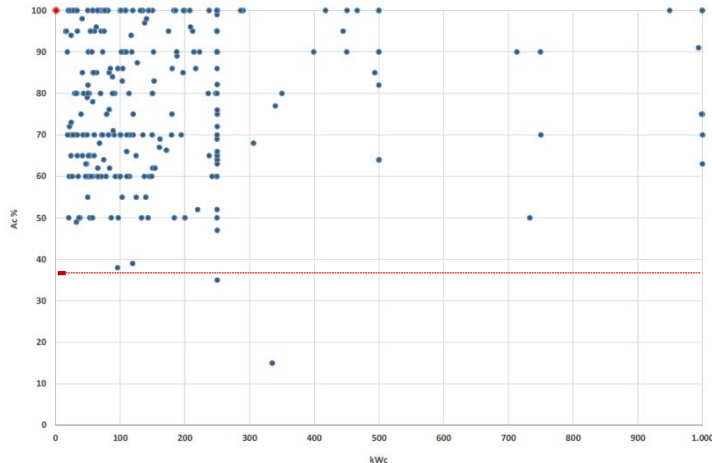
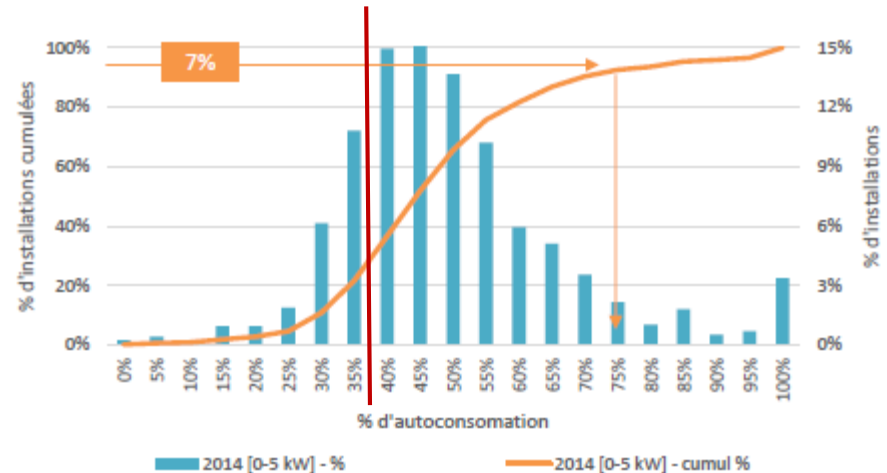


Figure 2 : Niveau d'autoconsommation des sites PV soumis à réservation



Questions

$$\text{Tarif prosumer (EUR/kWe)} = \frac{\text{Volume produit estimé (kWh)} \times (1 - 37\%) \times \text{tarif prélèvement BT (EUR/kWh)}}{\text{Puissance nette développable (kWe)}}$$

- **Heures pleines ou heures creuses ?**
 - **Quid de**
 - Redevance régionale « à l'exclusion de l'autoproduction »
 - Redevance de voirie « kWh facturés dans l'année n »
 - Cotisation fédérale « facturée à celui qui a consommé les kWh »
 - Cotisation sur l'énergie
- dans le cas capacitaire ?**
- dans le cas de l'exception prélèvements bruts mesurés ?**



Monsieur Antoine THOREAU
Directeur socio-économique et tarifaire
Commission wallonne pour l'Energie
Route de Louvain-la-Neuve, 4 bte 2

5001 NAMUR (Belgrade)

Vos réf. :

Nos réf. : jg/mib/tom/ama/mdu/kvo/cvd

Annexe(s) :

Namur, le 18 mai 2017

Monsieur le Directeur,

Concerne : Consultation publique relative au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023

La méthodologie tarifaire servira de base pour la détermination des tarifs de distribution d'électricité et de gaz naturel, et des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité, applicables au cours de la période régulatoire 2019-2023.

Elle a pour base légale le décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité du 19 janvier 2017 (*M.B.* 31.1.2017), ci-après nommé « décret tarifaire », qui fixe les principes et procédures minimales à suivre lors de l'élaboration de la méthodologie .

L'art. 2, § 2 du décret tarifaire stipule « (...) *La méthodologie tarifaire, reprenant les modèles de rapport, est adoptée par la CWaPE après concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés et consultation publique* ».

L'abstract du projet de méthodologie tarifaire précise qu'au travers de celle-ci, la CWaPE souhaite mettre en œuvre six objectifs stratégiques établis conformément aux objectifs généraux définis dans les directives européennes sur le marché intérieur de l'électricité et sur le marché intérieur du gaz :

- 1° maîtriser le revenu du GRD afin de limiter la contribution financière des utilisateurs de réseau ;
- 2° améliorer la qualité des réseaux ;
- 3° inciter à l'innovation ;
- 4° promouvoir les économies d'énergie et l'installation des productions décentralisées renouvelables et issues de cogénération de qualité ;
- 5° encourager le déploiement optimal du gaz naturel ;
- 6° rémunérer justement les capitaux investis.

ANALYSE DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

A. MÉTHODE

L'article 2, paragraphe 2 du décret tarifaire stipule « (...) *La méthodologie tarifaire, reprenant les modèles de rapport, est adoptée par la CWaPE après concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés et consultation publique* ».

La consultation publique a démarré le 31 mars 2017, suite à l'approbation du projet de méthodologie tarifaire par la CWaPE et s'étend jusqu'au 19 mai 2017. Durant cette période, une réunion de concertation avec les GRD a été organisée le 2 mai 2017 et une audition publique permettant à l'ensemble des acteurs du marché de poser leurs questions et de présenter oralement leurs remarques a eu lieu le 4 mai 2017.

Selon nous une concertation implique des échanges qui ne peuvent se limiter à une réunion. Nous demandons dès lors comment l'article 2, paragraphe 2 du décret va être mis en œuvre au-delà du 19 mai 2017 pour organiser la poursuite de la concertation.

B. PRINCIPES ÉNONCÉS

Nous pouvons souscrire aux 6 objectifs stratégiques énoncés dans l'abstract du projet de méthodologie tarifaire dans la mesure où un juste équilibre est assuré entre ceux-ci.

Cependant, il apparaît à l'analyse que la méthodologie proposée ne permet pas, à différents égards, de rencontrer de manière équilibrée l'ensemble de ces objectifs stratégiques.

Par ailleurs, l'article 4, paragraphe 2 du décret tarifaire¹ du 19 janvier 2017 énonce les principes que doit respecter la méthodologie tarifaire. Le projet de méthodologie tarifaire devrait davantage motiver la manière dont il intègre ces différents principes.

1. Concernant la maîtrise du revenu du gestionnaire de réseau de distribution (GRD)

Ce sont les charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2015, hors dépenses jugées non récurrentes par la CWaPE, qui constitueront le revenu autorisé de départ servant de référence au nouveau système mis en place. Les nouveaux coûts qui pourraient être ajoutés à cette base de départ semblent potentiellement très limités et ne permettront pas aux GRD de développer des initiatives permettant de mener à bien la transition énergétique. Ainsi, dans ces conditions, les GRD arriveront à peine à renouveler le réseau, sans pouvoir se permettre d'innover, puisque les coûts liés à celles-ci ne sont que très partiellement pris en compte, hors les budgets spécifiques (voir point 3 ci-dessous).

L'évolution de ce revenu autorisé sera basée sur l'indice santé. D'après les retours que nous avons des GRD, il semble que cet indice puisse ne pas être suffisant pour couvrir d'une part la hausse des salaires et d'autre part l'évolution du coût des matières premières. De même, l'amortissement des nouveaux investissements qui seraient réalisés poserait aussi problème dans le cadre d'un facteur d'évolution si limité. On peut dès lors craindre que les GRD ne soient amenés à réduire leur effectif pour maintenir le cap imposé et ne limitent les investissements réalisés.

Outre ces deux éléments, les GRD se verront également soumis à des efforts de productivité, qui sont définis par le biais du facteur X. Ce facteur sera le même pour tous les GRD. La CWaPE ne tiendra donc pas compte des efforts d'économie qui auraient déjà été réalisés par certains GRD par le passé. Ce facteur de productivité est déterminé sur base d'un benchmark européen (selon la CWaPE, les méthodes de benchmark entre GRD seraient difficilement applicables en raison de dispositions légales). La CWaPE propose sur cette base un facteur X de 1,5 % par an, ce qui correspondrait au milieu de fourchette des facteurs X actuellement pratiqués par les autres pays

¹ Décret du 19.1.2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité (M.B. 31.1.2017).

européens. Toutefois, en se basant sur un tel benchmark, la CWaPE ne motive pas en quoi ce facteur prend en compte les réalités qui seraient spécifiques à notre pays. Il nous semble par ailleurs que ce facteur a été fixé à un niveau relativement élevé. Cela demandera un effort conséquent de la part des GRD pour maintenir ce cap. Et ce, dans une période où des efforts d'investissement dans le réseau sont tout particulièrement nécessaires pour assurer la transition énergétique.

En outre, comme mentionné dans l'avis du Conseil d'administration de l'Union des Villes et Communes de Wallonie du 17 novembre 2015 sur l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon présentant le projet de décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD, les charges d'emprunt du passé doivent être prises en compte dans les prix en tenant compte des durées des emprunts contractés et des taux d'intérêt du passé. L'emprunt à long terme en phase avec une vision et une stratégie d'investissement à long terme, ne doit pas être découragé par des paramètres d'admissibilité inadaptés, tels que des taux d'intérêt applicables à des emprunts à court ou moyen terme.

Par ailleurs, nous demandons que des facteurs exogènes qui impactent les coûts des GRD de manière incertaine soient neutralisés dans le calcul du facteur de productivité (par ex., la répercussion de la taxe kilométrique par les entreprises sous-traitantes dans les marchés publics ou encore une éventuelle décision future des autorités qui accroîtraient les charges des GRD comme des obligations d'intervention chez l'utilisateur final dans le cadre de la conversion des réseaux de gaz pauvre au gaz riche).

2. Concernant la qualité du réseau

Le projet de méthodologie tarifaire prévoit dans la formule de calcul du revenu autorisé un facteur de qualité afin que la maîtrise des charges nettes contrôlables ne se fasse pas au détriment de la qualité et de la fiabilité des réseaux de distribution et de la qualité des services rendus. Or, ce facteur de qualité est fixé à zéro pour la période régulatoire 2019-2023. Les GRD pourraient ainsi en arriver à ne pas effectuer la maintenance optimale du réseau, notamment si des facteurs exogènes venaient augmenter leurs coûts, pour atteindre le facteur de productivité fixé.

3. Concernant l'incitant à l'innovation

Les projets spécifiques autorisés par le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 se limitent au déploiement des compteurs communicants et à la promotion des réseaux de gaz naturel.

Les budgets apparaissent très limités et insuffisants pour assurer une véritable transition vers les réseaux intelligents. Ils couvrent les dépenses opérationnelles (par ex. le placement des compteurs intelligents) ; par contre, ils ne couvrent pas les dépenses d'investissement de ces projets spécifiques (par ex. le coût des compteurs) qui sont assimilés aux investissements du GRD. Les investissements du GRD étant capés pour les amortissements sur une enveloppe fermée définie sur la base de 2017, le GRD ne pourra pas continuer à investir dans le renouvellement du réseau et à la fois dans le déploiement des compteurs intelligents.

Par ailleurs, les budgets spécifiques ne permettront pas de soutenir financièrement la digitalisation indispensable à l'évolution vers un smart grid. Or, en vue d'intégrer toujours plus d'énergie renouvelable tout en limitant les renforcements des réseaux actuels, il apparaît indispensable d'inciter à la flexibilité de la demande et de permettre l'introduction de tarifs dynamiques encourageant le déplacement de consommations non captives aux heures de fortes productions renouvelables. Cette évolution nécessite le déploiement des compteurs intelligents et implique une digitalisation des données de consommation dont le volume à traiter sera beaucoup plus important qu'aujourd'hui.

Nous relevons par ailleurs que le projet de méthodologie tarifaire donne la possibilité à la CWaPE, dans certaines circonstances, de mettre fin unilatéralement au projet spécifique moyennant motivation circonstanciée. En particulier, *à défaut d'un accord avec la CWaPE, le gestionnaire de réseau de distribution devra mettre fin à un projet spécifique dès que le taux de rentabilité actualisé de ce dernier sera inférieur au pourcentage de rémunération autorisé (CMPC) tel que défini par la méthodologie.* Ces dispositions font peser une grosse incertitude sur la tête des GRD qui ne sont dès lors nullement incités à investir dans les compteurs intelligents plébiscités par l'Europe et par le Gouvernement wallon.

Le projet de méthodologie tarifaire nous semble dès lors surtout basé sur la maîtrise du revenu des GRD. Il est très peu ambitieux en matière d'innovation et ne permet pas de relever le défi de la transition énergétique au niveau des réseaux.

4. Concernant la rémunération juste

Le taux de départ utilisé dans le calcul de la « rémunération juste » (coût moyen pondéré du capital - CMPC - ou WACC en anglais) est le taux OLO à 10 ans en prenant l'historique des 5 dernières années. Il se base donc sur un contexte de taux très bas, tel que nous le connaissons actuellement. Mais un tel choix ne protège pas les GRD contre une remontée éventuelle des taux d'intérêt puisque le niveau déterminé ce jour sera maintenu comme tel jusqu'en 2024. On sait toutefois qu'il est irréaliste de penser que les taux resteront aussi bas jusqu'alors. On constate d'ailleurs déjà actuellement une remontée progressive des taux à long terme. La CWaPE a-t-elle comparé le taux de référence sans risque à celui adopté dans les pays limitrophes tels que l'Allemagne ou la France ? Quelle est la motivation qui a conduit la CWaPE à fixer le taux de référence sans risque à 1,697 % dans la méthodologie tarifaire ? A titre de comparaison, il nous revient que l'Allemagne a, quant à elle, choisi comme taux de référence un taux sans risque de 2,49 % pour protéger ses GRD contre le niveau bas des taux d'intérêt actuels.

Sur base du CMPC envisagé (3,573 %) qui apparaît insuffisamment élevé, les GRD s'attendent à une perte de rémunération conséquente. Il va sans dire que les communes en seront impactées et devront certainement s'attendre à une diminution conséquente de leurs dividendes dans les prochaines années.

En outre, le niveau auquel le CMPC a été fixé, ainsi que le fait qu'il ne puisse être revu à la hausse d'ici 2024 en fonction de l'évolution du marché, ne le rend pas particulièrement attractif. Pourtant au départ, le fait d'avoir un niveau de rémunération équitable sur le long terme devait justement inciter à investir dans le réseau et par là garantir un certain niveau de qualité de celui-ci. Or, nous l'avons déjà mentionné à maintes reprises, des investissements massifs dans le réseau sont indispensables dans les prochaines années si on souhaite réussir la transition énergétique.

C. IMPACTS SUR LES COMMUNES

1. Tarifs

- ***Terme capacitaire***

Le projet de méthodologie tarifaire introduit un tarif capacitaire. Cette évolution est indispensable au financement soutenable et équitable des réseaux de distribution par l'ensemble des utilisateurs.

Ce terme capacitaire s'applique :

- aux utilisateurs de réseau pour lesquels une mesure de la pointe est réalisée et qui sont raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT ou T-BT. Dans ce cas, le tarif est applicable à la puissance maximale mesurée mensuellement pendant les heures de pointe ;
- aux prosumers dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 10 kVA. Dans ce cas, le tarif est applicable à la puissance nette développable de l'installation.

Nous attirons l'attention de la CWaPE sur le fait que sur une bonne partie du territoire wallon (notamment sur le réseau d'Ores), l'éclairage public est raccordé au niveau T-BT. Généralement, dans la situation actuelle, sa consommation ne fait pas l'objet d'une mesure de la pointe quart-horaire mais est facturée forfaitairement sur base des puissances installées et du nombre d'heures de fonctionnement.

L'éclairage public constitue un service à la collectivité dont le coût est supporté par les villes et communes. ***L'Union des Villes et Communes de Wallonie s'oppose à toute augmentation de son coût et demande dès lors à la CWaPE de vérifier que la présente mesure n'impactera pas le coût de l'éclairage public à charge des villes et communes.***

Concernant le tarif prosumer, qui répond à une demande formulée par le Conseil d'administration de l'Union des Villes et Communes de Wallonie dans son avis du 17 novembre 2015, nous attirons l'attention de la CWaPE sur le fait que ce tarif pourrait poser problème dans certains cas où l'installation a été réalisée par un tiers-investisseur dans la mesure où, dans ces cas spécifiques, l'auto-consommation pourrait être dissuadée. ***Le cas de la formule***

« Publisolar », à laquelle ont souscrit différentes communes, a été transmis à la CWaPE le 4 mai 2017 pour étude d'impact de ce tarif capacitaire.

- **Tarif pour les obligations de service public (OSP)**

Le projet de méthodologie tarifaire prévoit que pour les niveaux de tension T-MT, MT et T-BT, le tarif OSP couvre les charges nettes liées à l'obligation de service public imposée aux GRD en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public.

Comme évoqué ci-dessus, une très grande partie de l'éclairage public en Wallonie est raccordée au réseau T-BT. Si l'application de l'OSP éclairage public au tarif T-BT constitue une nouveauté apportée par le projet de méthodologie tarifaire, elle va impacter à la hausse le coût de l'éclairage public, ce à quoi l'UVCW s'oppose. Cette question a été soulevée par l'UVCW lors de l'audition publique du 4 mai 2017 et la réponse apportée par la CWaPE est que cette mesure existe déjà aujourd'hui. **L'Union des Villes et Communes de Wallonie demande dès lors à la CWaPE de vérifier que le projet de méthodologie tarifaire n'aura pas d'impact sur le coût de l'éclairage public.**

2. Dividendes

En tant qu'actionnaires des réseaux de distribution, les communes ne peuvent supporter les risques, ni de voir les infrastructures se dégrader faute d'investissement, ni de voir la Wallonie rater le train de la transition énergétique, ni de se voir priver de dividendes. A cet égard, les dividendes des réseaux gaz et électricité représentent actuellement 98 millions d'euros annuels pour les communes wallonnes.

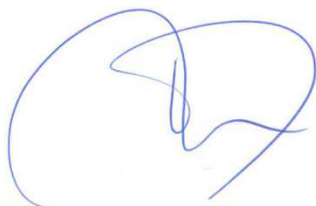
La diminution des dividendes aura un impact important sur les rentrées financières des communes dont l'équilibre budgétaire est déjà mis à mal dans le contexte actuel.

Or la Déclaration de Politique régionale 2014-2019 s'était engagée à la neutralité budgétaire des décisions régionales sur les pouvoirs locaux.

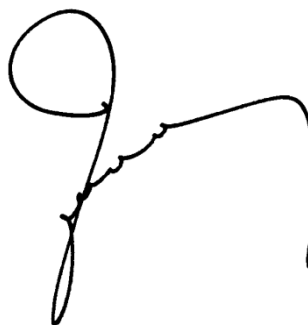
Comme l'a rappelé le Conseil d'administration de l'Union des Villes et Communes de Wallonie dans son avis du 17 novembre 2015 sur l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon présentant le projet de décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD gaz et électricité : **« Il s'agit non seulement de garantir des recettes nécessaires au financement des services publics locaux, mais également de conserver aux participations dans le secteur de la gestion des réseaux de distribution une attractivité suffisante si la nécessité d'attirer de nouveaux capitaux, notamment privés, se fait jour. La rémunération du capital doit donc non seulement être stable et suffisante, mais également attractive ».**

L'Union des Villes et Communes de Wallonie réitère dès lors sa demande de maintien d'une rémunération stable, suffisante et attractive, laquelle n'apparaît pas assurée par le projet de méthodologie tarifaire.

Restant à votre disposition pour tout renseignement complémentaire, nous vous prions d'agréer,
Monsieur le Directeur, l'assurance de notre haute considération.



Michèle BOVERIE
Secrétaire générale adjointe



Jacques GOBERT
Président

Conseiller : Marianne Duquesne, tél. 81 24 06 76, e-mail : marianne.duquesne@uvcw.be

Conseiller : Katlyn Van Overmeire, tél. 81 24 06 21, e-mail : katlyn.vanovermeire@uvcw.be

Directeur de Département développement territorial : Tom De Schutter, tél. 081 24 06 30, e-mail : tom.deschutter@uvcw.be

Directeur de Département gouvernance locale : Alexandre Maitre, tél. 081 24 06 26, e-mail : alexandre.maitre@uvcw.be