

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'assets qui s'amortissent sur de très longues périodes (jusqu'à 50 ans pour certains assets). 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.

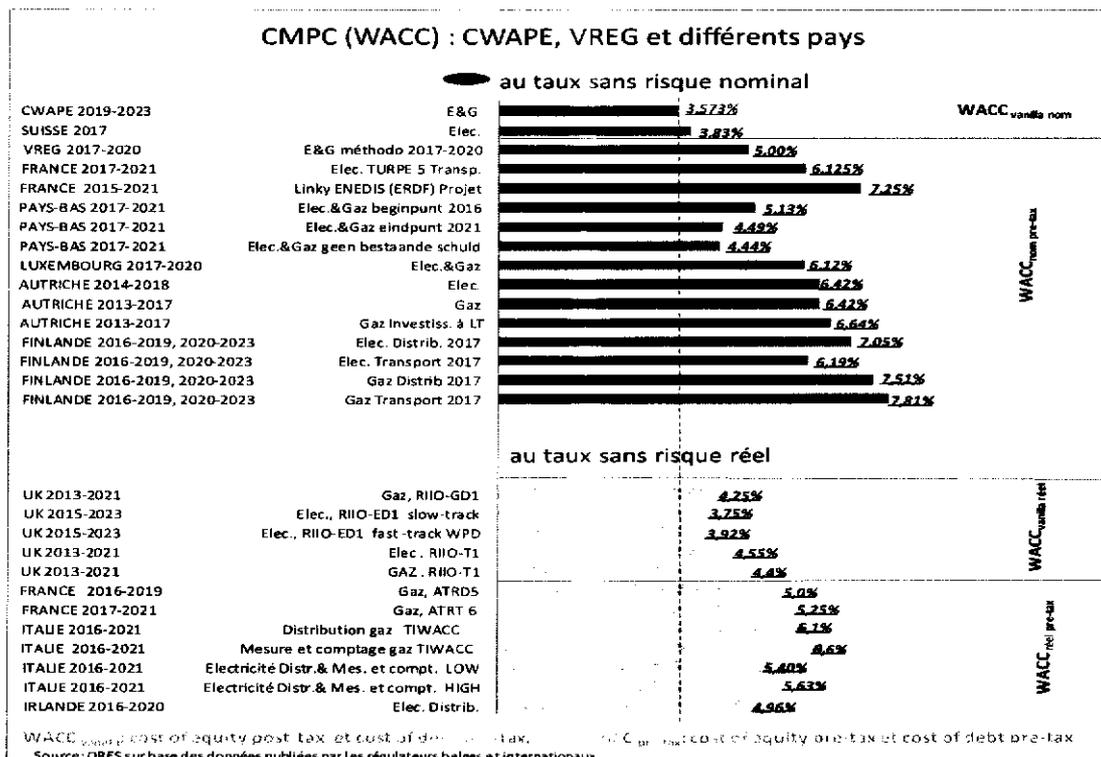
i. La RemCI n'est pas suffisante et pas attractive

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 »

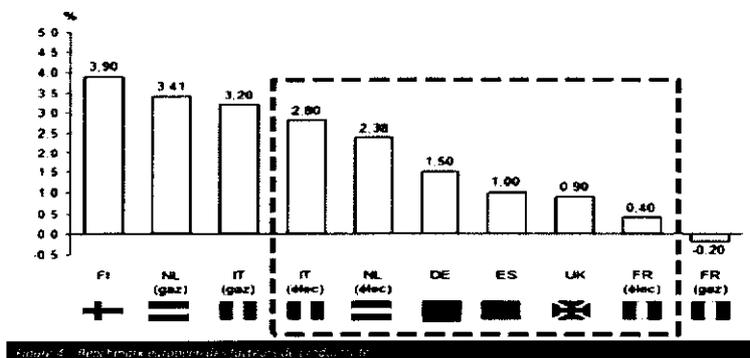
Il ressort de cette disposition que si la CWaPE utilise une méthode de comparaison des coûts, celle-ci doit assurer l'objectivité de la comparaison.

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

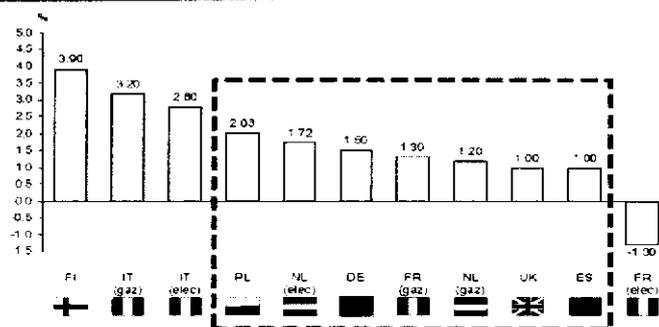
gestionnaires des réseaux de distribution. Cette analyse a permis à la CWaPE de déterminer un facteur d'efficacité (facteur X) des coûts opérationnels contrôlables de 1,5% par an pour la période réglementaire 2019-2013. »

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)* ».

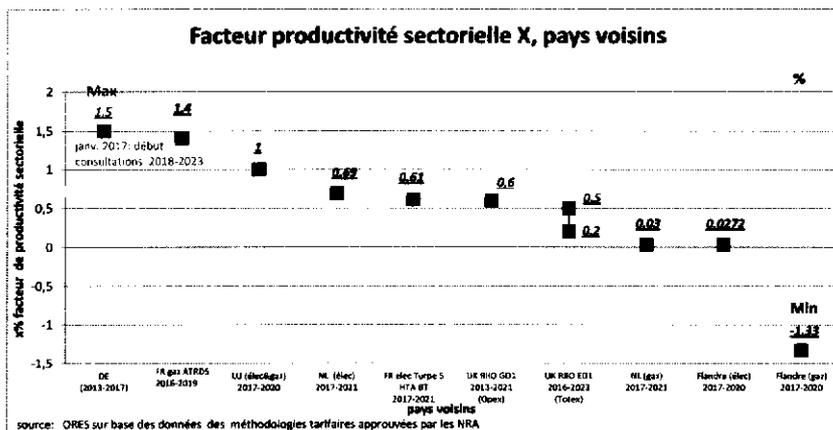
ORES a analysé les documents sources cités par la CWaPE mais y a trouvé, dans certains cas, des chiffres différents de ceux repris par la CWaPE dans ses graphiques. Ces différences qu'ORES avait par ailleurs déjà identifiées et détaillées dans ses remarques relatives à la note technique sur le revenu 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'ouverture antérieurs
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 chiffreages 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.

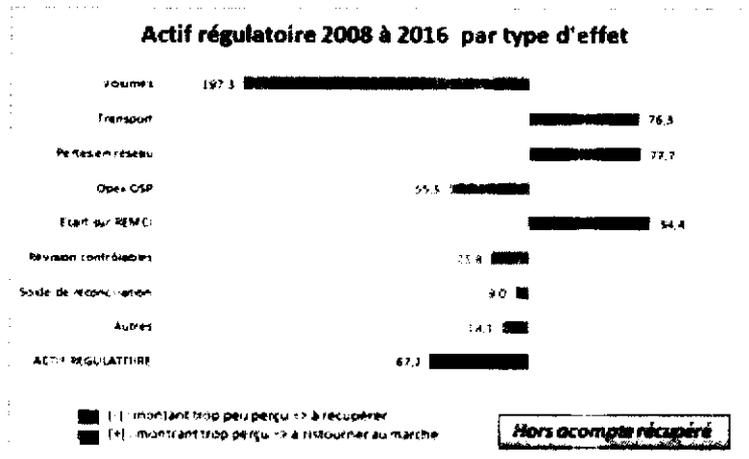
En outre, est-il bien nécessaire de fournir un historique de 5 années de réalité alors que dans les MDR Ex Post actuels seules deux années sont demandées ?

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%
		Caractère 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.

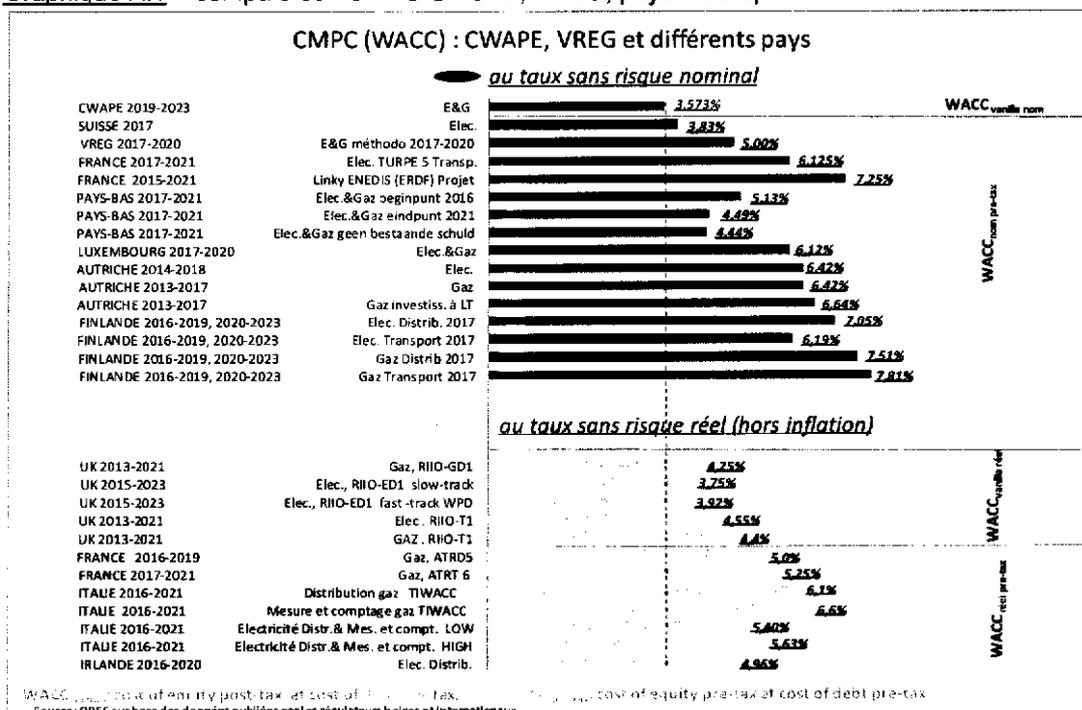
⁶⁶ Voir, par exemples : Pour la France, Frontier Economics, *Evaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France*, Un rapport mandaté par la Commission de Régulation de l'Energie, page 54. Pour les Pays-Bas, ACM/REBEL, *The WACC for the Dutch TSO's 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



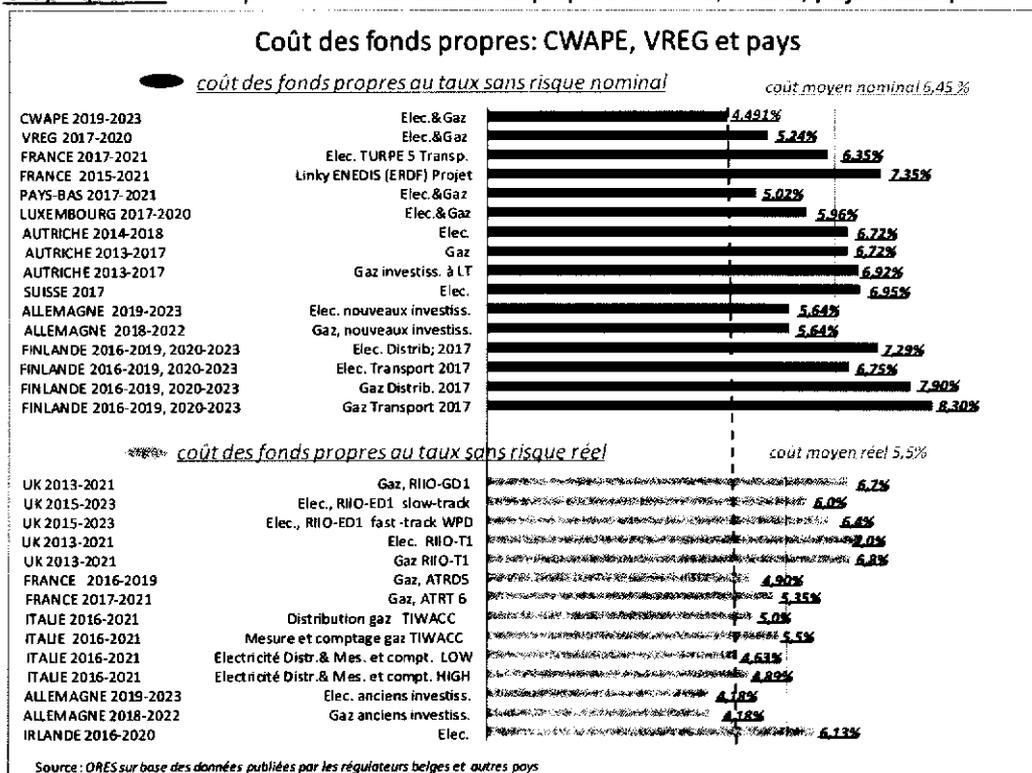
Proposer aux investisseurs potentiels un taux de rendement inférieur à celui offert par d'autres régimes réglementaires peut avoir des conséquences non négligeables pour les investissements futurs. Concernant un taux CMPC sous-estimé pour les gestionnaires de réseau néerlandais le consultant Nera Economic 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)										

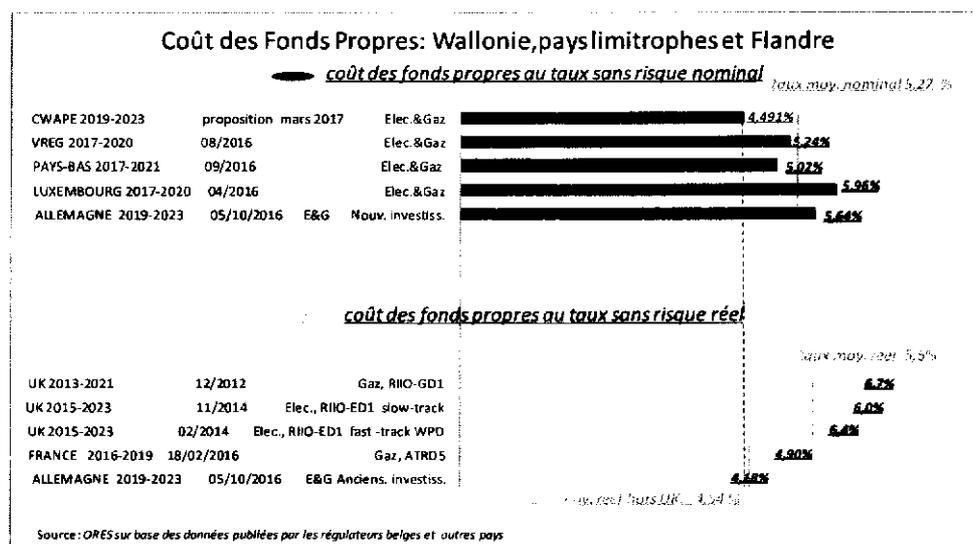
paramètre	Flandre élec.&gaz	Allemagne élec.&gaz	France élec.	Pays-Bas élec.&gaz	Luxembourg g élec.&gaz	Moyenne pays limitrophes
Taux sans risque nominal	1,43%	2,49%	2,70%	1,28%	2,20%	2,02%

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

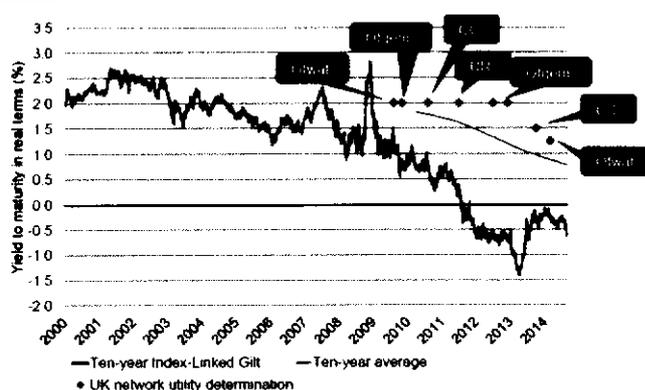
décision très récente sur le TURPE 5 du 17 novembre dernier⁷⁰, dans laquelle la CRE a fixé le taux sans risque nominal à 2,7%⁷¹. Cela correspond à un rendement de 7pb supérieur au rendement des obligations d'Etat françaises sur 10 ans prise sur la période historique du 15/09/2008 au 22/07/2015 qui constituait 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.

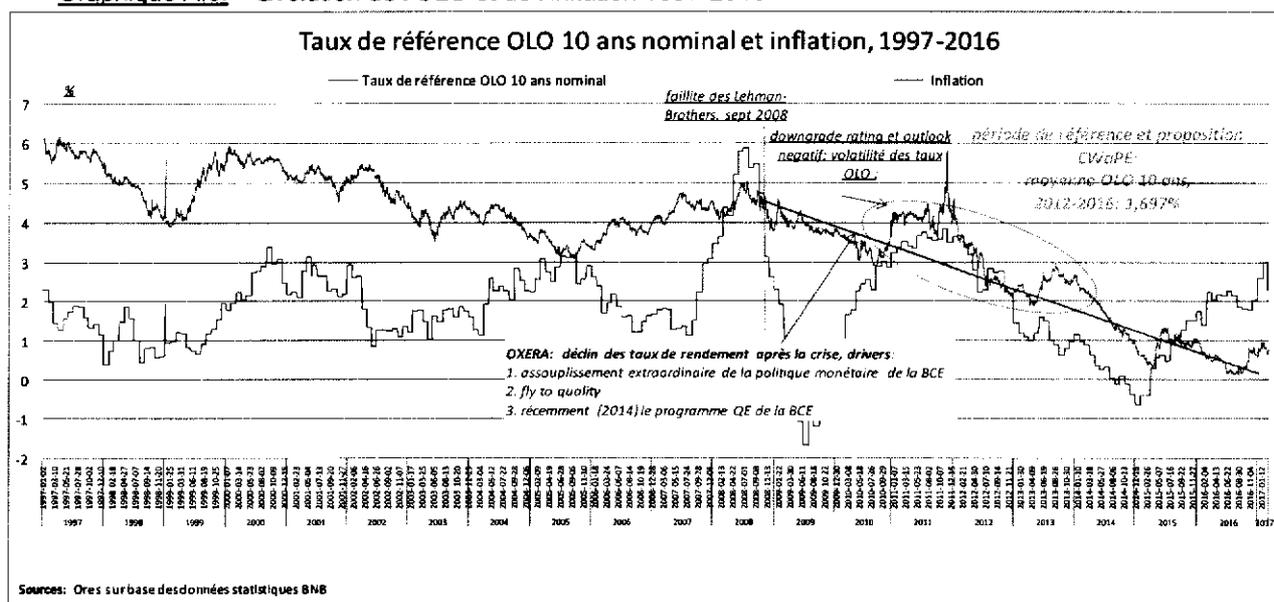
la Wallonie (appliquée aux taux OLO réels sur la période 2012-2016) donnerait un taux de 2,326%.

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 » :

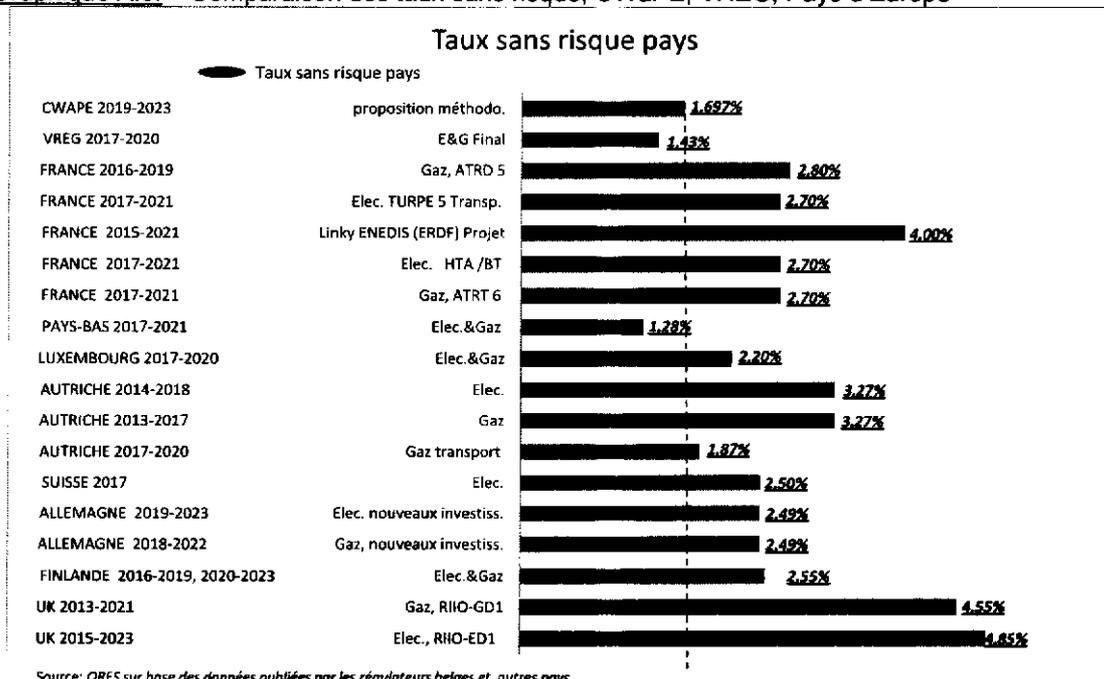
« -WACC et ses paramètres devraient être orientés vers le futurs ;
 -il est anticipé que les taux d'intérêt très bas ne persistent pas indéfiniment une fois que l'économie mondiale sera rétablie et que les incertitudes de marché se résorberont ;
 -il est probable que les taux finissent par remonter, 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%.

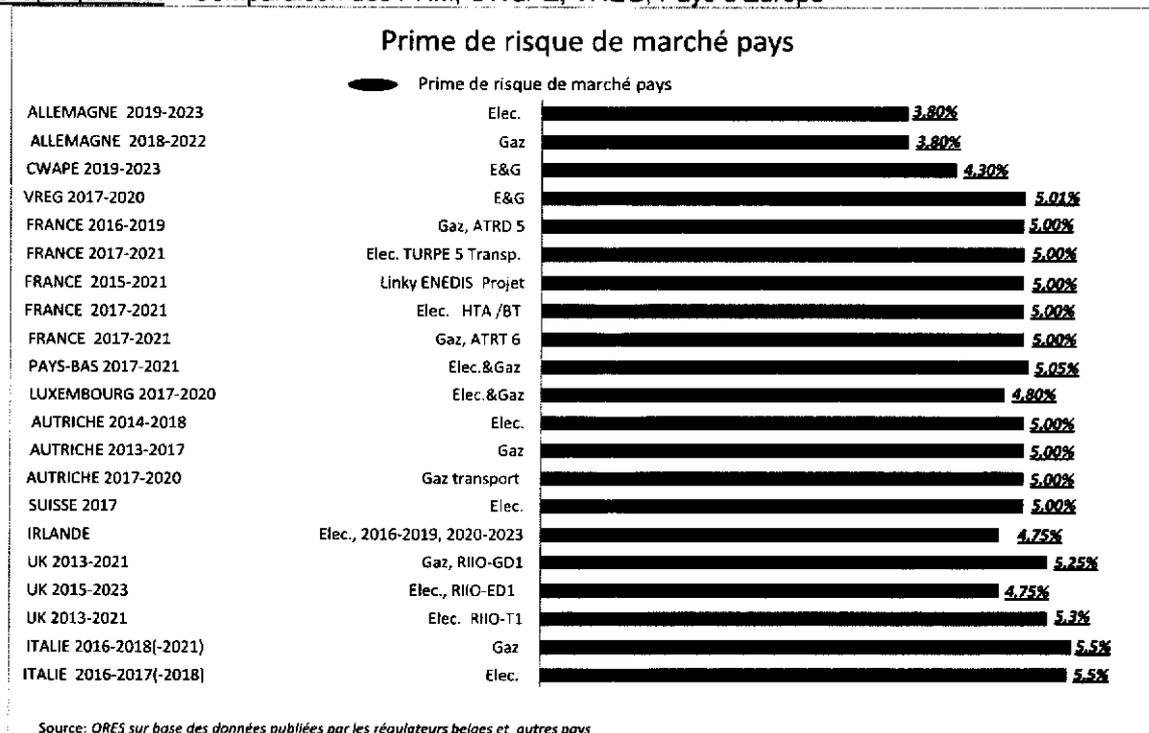
Le **Royaume-Uni** s'est basé sur une multitude d'études et s'appuyant notamment sur l'approche Rendement Total du Marché jugeant qu'il existe moins de risque avec l'estimation d'un tel de rendement qu'avec l'estimation séparée d'un taux sans risque et d'une prime de risque. Les valeurs finalement retenues 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

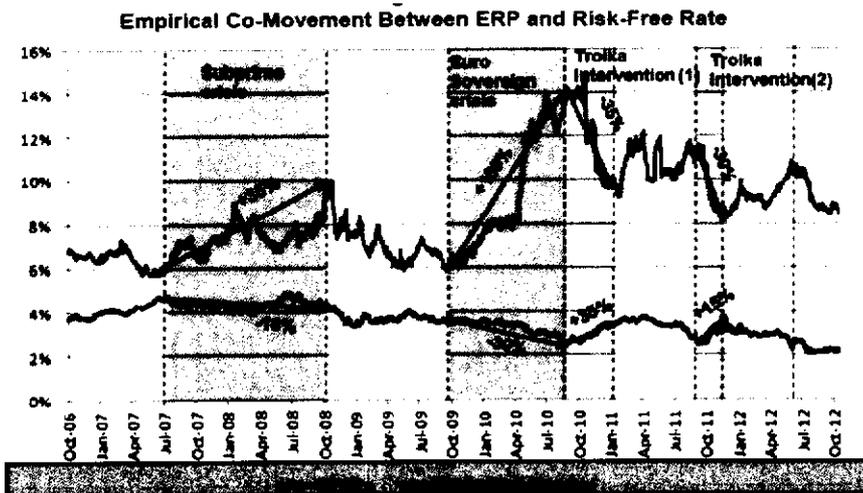


Dans la méthodologie proposée par la CWaPE, la PRM est calculée exclusivement sur base de séries de données historiques de très long terme, 1900-2016 ce qui ne permet pas de tenir compte du caractère prospectif « forward-looking » de la rémunération des investisseurs.

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

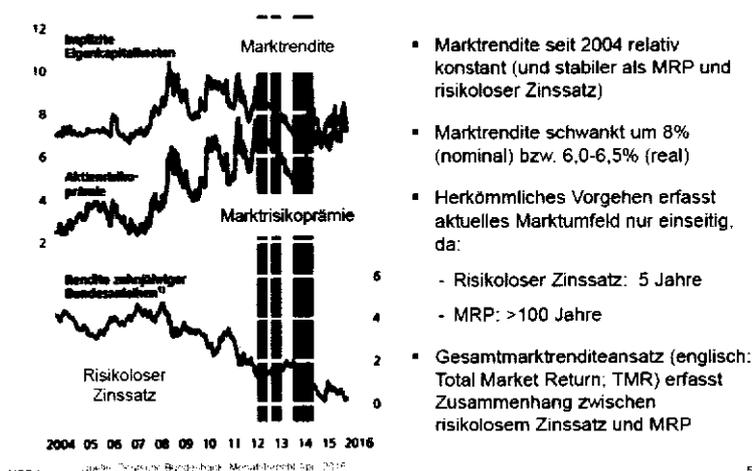
⁸⁴ Nera Economic Consulting, Response to Brattle's Estimates of the Weighted Average Cost of Capital for Dutch Network Companies, january 2013, page 8.



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 bêta 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.

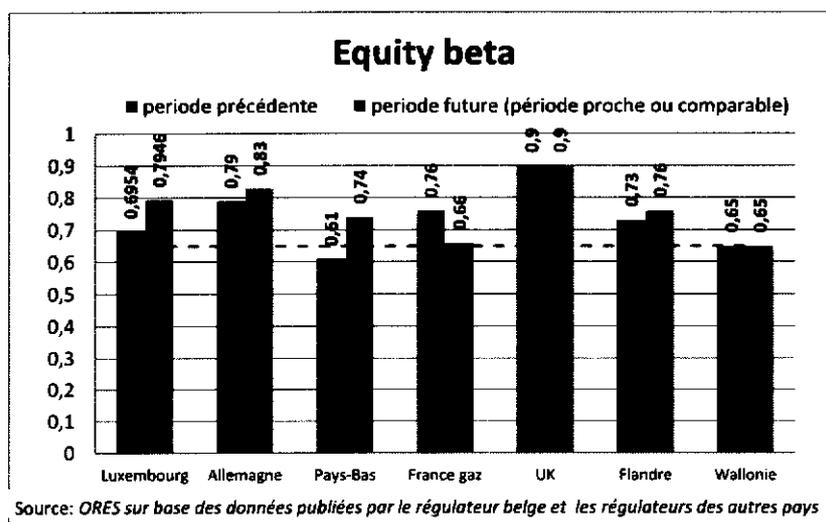
¹⁰⁶ Frontier Economics, Evaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France, novembre 2015, pages 97-98.

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 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 redevables de l'impôt sur le revenu.		Le tableau n'est remplissable qu'au total. Ors Assets
TABLE 6	Autres impôts, taxes, redevances, ou charges, précomptes, amendements et multas	Le GRD retrace 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 T18 (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 retrace 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 provision de responsabilité, les hypothèses prises en compte et les détails 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 retrace 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 charges d'amortissement des charges de pension.	OK	
TABLE 9	Charges d'impôt de factures d'impôt d'électricité émis par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	Le GRD retrace les données réelles 2015 et les meilleures estimations pour les années 2016 à 2023 des charges d'impôt de factures d'électricité émis par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre. Pour ce faire, le GRD indique le prix de vente unitaire, le volume de facturation et les volumes réels et les volumes estimés 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 retrace 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 de facturation et les volumes réels et les volumes estimés 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 retrace 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 de facturation et les volumes réels et les volumes estimés de manière exhaustive dans les cases prévues à cet effet, en particulier dans le tableau.		
TABLE 12	Produit issu 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 retrace les données réelles 2015 et les meilleures estimations pour les années 2016 à 2023 des produits issus 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 de facturation et les volumes réels et les volumes estimés 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 retrace 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 retrace les données réelles 2015 et les meilleures estimations pour les années 2016 à 2023 des primes relatives à la qualité de service en distinguant les primes pour les années 2015 à 2023. Les hypothèses en termes de modalités d'achat et de volumes sont détaillées 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	Incertidances	AUTRES
Tableaux		Correspondance avec l'ancien MDL		
TAB.15	Indemnités versées aux fournisseurs d'électricité relatives au retard de paiement des comptes à budget	Le GDD renvoie les meilleures estimations pour les années 2019 à 2023 des indemnités à verser aux fournisseurs dans le cas où retard de paiement des comptes à budget. Pour ce faire, le GDD indique le montant prévisionnel d'indemnité journalière, le détail estimé de paiement des comptes à budget de référence (2019), et le nombre prévisionnel de jours de retard de paiement des comptes à budget. Les hypothèses relatives au montant, au caractère récurrent, et au nombre de prévisions 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 versés dans le tableau 5.1 et le plan d'approvisionnement par le GDD. Pour les actifs hors réseau, le GDD indique 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 subventions, des amortissements versés ou prélevés 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 versés dans le tableau 5.1 et le plan d'approvisionnement par le GDD. Pour les actifs hors réseau, le GDD indique 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 repose sur le tableau évolue en fonction d'investissements décaissés du plan d'approvisionnement. Par contre, la charge fiscale pour la détermination du revenu autorisé n'a pas subi d'investissement décaissé d'un pourcentage d'investissement. 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'approvisionnement allant (les amortissements) à l'échelle de la détermination du revenu d'amortissements autorisés 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 tierces citées au TB. 1. ? Pourquoi les données ne sont-elles pas ?	
TAB.20	Charges nettes relatives aux projets spécifiques	Le GDD renvoie les budgets des charges opérationnelles nettes relatives aux projets spécifiques des années 2019 à 2023 en distinguant les charges nettes variables et les charges nettes fixes. 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 récapitulées en annexe 20 pour le développement des comptes consolidés.		
TAB.21	Subsides réglementés	Ce tableau reprend une vue globale des subsides réglementés du GDD. Le GDD renvoie : - le montant des subsides réglementés des années 2016 et 2019 approuvés par le CREG mais non encore versés par le GDD, le montant des subsides réglementés de l'année 2016 et 2019 non encore versés par le GDD, le montant des subsides réglementés de l'année 2016 et 2019 non encore versés par le GDD, le montant des subsides réglementés des années 2016 à 2019, tels que reportés par le gestionnaire de réseau de distribution aux régulateurs au travers des rapports tarifaires ou par le transport; - le montant des subsides réglementés intégrés dans les tarifs des années 2015, 2016, 2017 et 2018. Sur base de ces informations, le GDD cumule 2016-2014 (rapport) l'année précédente des années 2015 à 2016 (comptes) et le montant de l'année 2015 (rapport) qui représente 25% du solde cumulé 2016-2014 se calcule automatiquement. Le GDD renvoie également le montant des subsides réglementés des années 2015 à 2016 et le montant des subsides réglementés des années 2016 à 2019. Le GDD renvoie également le montant des subsides réglementés et le solde sur le transport. Le GDD renvoie également le quart-part annuelle des subsides réglementés 2015 et 2016 affectés ou à affecter dans les tarifs conformément aux décisions de la CWIPE.	Il est demandé de valider les soldes 2016 à 2019 entre solde de distribution/variable et solde de 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 engagements du GDD, les engagements non GDD, les engagements du GDD et les engagements non GDD. Les hypothèses d'évolution entre 2017 et 2023 des postes bilanciers sont détaillées 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, et que le BFR et les Pr n'incroissent plus dans les 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 CRD 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 CRD 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 CRD 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 CRD 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 CRD 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 comptables du plafond des coûts générales 2017 octroyées pour les années 2019 à 2023 - le montant de l'écoulement des dépenses budgétaires 2017							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 concerné. Pour le compléter, GRES 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 GRES renvoyé au tableau 10.1 le montant de 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 individuels, la répartition des coûts régulatoires 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, GRES doit compléter : - la somme des provisions budgétaires 2017 des secteurs électriques approuvées par la CWaPE le 19 décembre 2016 - la somme des adaptations comptables du plafond des coûts générales 2017 des secteurs électriques octroyées							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 DG04 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 l'ONSS 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	Le GRD renvoie les meilleures estimations des charges nettes liées à la gestion des MOZA et EDC 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 MOZA et EDC introduit annuellement. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans la case prévue à cet effet en-dessous du tableau, soit dans la note accompagnatrice.	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'ajournement et l'ajournement compte du nombre de MOZA et EDC introduit annuellement. Le pointa l'ajournement de la 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 - "qualifié" - et - "sollicité" - 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 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 portefeuille 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 autonome qui servira de base aux tarifs.	
TAB2.4	Evolution des financements	Ce tableau présente l'évolution des financements du GRD au cours de la période réglementaire. Le GRD renvoie 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.	
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 bilanciers (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 de l'endettement, 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</p>			
<p>Tableau 5 Recommandations standard gratuites</p>			
<p>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</p>			
<p>Tableau 7A Eclairage public</p>			
<p>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</p>			
<p>Tableau 7B Autres coûts</p>			
<p>F. RECAPITULATIF ANNUEL</p>			
<p>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</p>			
<p>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 activité) 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

	Autres	Incohérences	Description Correspondance avec l'ancien ADR. Différence	
TAB1			Description Correspondance avec l'ancien ADR. Différence	Ce tableau présente la répartition du revenu autorisé par niveau de tension et ce, pour chaque année de la période réglementaire. Le GID remplace le revenu autorisé approuvé repris au tableau 10 de la proposition de revenu autorisé pour chaque année de la période réglementaire et le repartit par niveau de tension. Le GID justifie les clés de répartition utilisées pour cette ventilation en annexe 1 du modèle de rapport.
TAB2		<p>QID : Scission des coûts entre prélevement et injection sans connaître préalablement les tarifs uniformes qui seraient applicables pour l'injection ?</p>		Ce tableau présente la synthèse du revenu autorisé par tarif et par niveau de tension pour chaque année de la période réglementaire. Le GID remplace le revenu autorisé approuvé repris au tableau 10 de la proposition de revenu autorisé pour chaque année de la période réglementaire et le repartit par niveau de tension. Le GID détaille les codes au sein du revenu autorisé qu'il identifie comme étant des coûts imputables exclusivement à l'injection.
TAB3	<p>TAB3 Niveau kWh : Le poste "Injection Grande Poste EHV/ARTE (kWh)" dans le T19 était mentionné en négatif. Dans leur nouvelle structure, il est en positif, et il n'entre plus dans le poste "Total infusé" (= total fourni par le réseau)" TAB3 et dans tous les TAB4 et TAB5. L'ajout de ces postes de consommation dans le GID permet de mieux appréhender les dépenses de production et de distribution par type de consommateur (MAG, NAG, NAD) et de mieux comprendre les dépenses de production et de distribution par type de consommateur. Voir tableau ci-dessous :</p> 	<p>TAB3 Niveau kWh : Le poste "Injection Grande Poste EHV/ARTE (kWh)" dans le T19 était mentionné en négatif. Dans leur nouvelle structure, il est en positif, et il n'entre plus dans le poste "Total infusé" (= total fourni par le réseau)" TAB3 et dans tous les TAB4 et TAB5. L'ajout de ces postes de consommation dans le GID permet de mieux appréhender les dépenses de production et de distribution par type de consommateur (MAG, NAG, NAD) et de mieux comprendre les dépenses de production et de distribution par type de consommateur. Voir tableau ci-dessous :</p>	<p>Le GID reprend l'évolution des volumes d'électricité prélevés et injectés ainsi que des données relatives aux installations des clients raccordés au réseau de distribution entre les années 2015 et 2021.</p> <p>Le GID recense :</p> <ul style="list-style-type: none"> - le nombre d'EM (en prélevement et en injection) sur son réseau par niveau de tension pour les années 2015 et 2016 ainsi que le nombre prévisionnel d'EM sur son réseau par niveau de tension pour les années 2017 à 2021; - les volumes nets de prélevement et d'injection d'électricité sur son réseau pour les années 2015 et 2016 ainsi que les volumes prévisionnels de prélevement et d'injection d'électricité sur son réseau par catégorie tarifaire pour les années 2017 à 2021; - les puissances nettes (qui correspondent à la somme des puissances mesurées des utilisateurs du réseau) et des producteurs d'électricité installés avec puissance > 10 kVA) raccordés sur son réseau par niveau de tension pour les années 2015 et 2016 ainsi que les puissances nettes prévisionnelles qui correspondent à la somme des puissances mesurées des utilisateurs du réseau) et des producteurs d'électricité installés avec puissance > 10 kVA) raccordés sur son réseau par niveau de tension pour les années 2017 à 2021. <p>Le GID détaille les hypothèses prises en compte de manière exhaustive aux annexes 3 et 4.</p>	<p>Le GID reprend l'évolution des volumes d'électricité prélevés et injectés ainsi que des données relatives aux installations des clients raccordés au réseau de distribution entre les années 2015 et 2021.</p> <p>Le GID recense :</p> <ul style="list-style-type: none"> - le nombre d'EM (en prélevement et en injection) sur son réseau par niveau de tension pour les années 2015 et 2016 ainsi que le nombre prévisionnel d'EM sur son réseau par niveau de tension pour les années 2017 à 2021; - les volumes nets de prélevement et d'injection d'électricité sur son réseau pour les années 2015 et 2016 ainsi que les volumes prévisionnels de prélevement et d'injection d'électricité sur son réseau par catégorie tarifaire pour les années 2017 à 2021; - les puissances nettes (qui correspondent à la somme des puissances mesurées des utilisateurs du réseau) et des producteurs d'électricité installés avec puissance > 10 kVA) raccordés sur son réseau par niveau de tension pour les années 2015 et 2016 ainsi que les puissances nettes prévisionnelles qui correspondent à la somme des puissances mesurées des utilisateurs du réseau) et des producteurs d'électricité installés avec puissance > 10 kVA) raccordés sur son réseau par niveau de tension pour les années 2017 à 2021. <p>Le GID détaille les hypothèses prises en compte de manière exhaustive aux annexes 3 et 4.</p>
TAB4	<p>Même remarques sur les principes tarifaires que pour le TAB4.1</p> <p>Nouvelle approche pour le Transit entre GID ?</p> <p>Quantité de transit non prévue -> produits prévisionnels incomplets.</p> <p>Les consommations liés au - Transit entre GID - se voient facturer au travers d'un contrat de distribution et de transit. Cette facturation fait partie du centre d'affaires de secteur.</p> <p>L'extension de la redondance de voltre pour les consommations des communes devrait être prévue. (délégat valloin du 5 mars 2008, art. unique, 3.)</p>	<p>PRODUITS PRELEVEMENTS anciens TAB : Réconciliation des charges totales avec le chiffre d'affaires estimé pour les tarifs périodiques (prélevement) et non-périodiques</p>		Ce tableau présente l'estimation des produits (sans des tarifs réglementés de prélevement par niveau de tension) pour chaque année de la période réglementaire. Ce tableau se complète automatiquement sur base des données des tableaux 3, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 et 4.5.
TAB4.1	<p>TAB4.1 Disposition des TOC Par exemple QID ? - TRANS HT (3) Alimentation secours - Transit en 26-11v T31 et en BT T39 - ET avec mesure de pointe Code DBC : plusieurs tarifs regroupés sous 1 code DBC Etat d'activité : Le détail de l'activité du forfait n'apparaît plus dans la grille tarifaire</p> <p>Principales différences Disposition de la colonne de E1 Disposition du "somme" mas terme en X et terme en Y Disposition de la distribution de prix par type de compteur en mesure et comptage</p>	<p>Grille tarifaire Prélevements anciens T21</p>		Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques de prélevement d'électricité 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.
TAB4.2	Idem remarque TAB4.1		Idem remarque TAB4.1	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques de prélevement d'électricité 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.
TAB4.3	Idem remarque TAB4.1		Idem remarque TAB4.1	Ce tableau reprend la grille des tarifs périodiques de prélevement d'électricité 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.

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 EDEL : plusieurs tarifs regroupés sous 1 code EDEL 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 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 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**

Annexe de rapport sur l'aire (et parts) et liste des annexes - District 10

	Description	Correspondance avec l'annexe MOE	Incohérences	Autres
TABLEAU 1001	<p>Ce tableau compare les volumes d'activités prévues et réalisées avec les données des réalisations des clients, résumées au niveau de distribution pour les activités de la classe 1001.</p> <p>Le tableau 1001 est présenté et en respect de son contenu par volume de la classe 1001.</p> <p>Les données de prévisions et d'exécution d'activités (par volume par niveau de distribution) sont présentées dans les tableaux suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> La prévision totale de prévisions qui correspond à la somme des prévisions par volume de distribution. La prévision totale d'exécution réelle des réalisations de production dans la prévision de prévisions de la classe 1001. La prévision totale d'exécution réelle des réalisations de production dans la prévision de prévisions de la classe 1001. La prévision totale d'exécution réelle des réalisations de production dans la prévision de prévisions de la classe 1001. 	<p>Correspondance avec l'annexe MOE.</p>	<p>Le tableau 1001 est présenté et en respect de son contenu par volume de la classe 1001.</p>	
TABLE 1001	<p>Exécution prévisionnelle</p>	<p>Correspondance avec l'annexe MOE.</p>	<p>Le tableau 1001 est présenté et en respect de son contenu par volume de la classe 1001.</p>	
TABLE 1001	<p>Exécution réelle</p>	<p>Correspondance avec l'annexe MOE.</p>	<p>Le tableau 1001 est présenté et en respect de son contenu par volume de la classe 1001.</p>	
TABLE 1001	<p>Détail des données à ce jour</p>	<p>Correspondance avec l'annexe MOE.</p>	<p>Le tableau 1001 est présenté et en respect de son contenu par volume de la classe 1001.</p>	
TABLE 1001	<p>Détail des données de prévisions</p>	<p>Correspondance avec l'annexe MOE.</p>	<p>Le tableau 1001 est présenté et en respect de son contenu par volume de la classe 1001.</p>	
TABLE 1001	<p>Variation des dépenses prévues</p>	<p>Correspondance avec l'annexe MOE.</p>	<p>Le tableau 1001 est présenté et en respect de son contenu par volume de la classe 1001.</p>	
TABLE 1001	<p>Variation des dépenses</p>	<p>Correspondance avec l'annexe MOE.</p>	<p>Le tableau 1001 est présenté et en respect de son contenu par volume de la classe 1001.</p>	
TABLE 1001	<p>Détail des données financières</p>	<p>Correspondance avec l'annexe MOE.</p>	<p>Le tableau 1001 est présenté et en respect de son contenu par volume de la classe 1001.</p>	<p>Le détail des dépenses prévues pour 2011 et l'année N (pour l'année N) que des dépenses prévues pour 2011.</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	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 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	Incobérences	Autres
TAB1	Modèle de rapport (se anba) et liste des annexes relatifs à la proportion de revenu autorisé - Gaz	Le GAO récapitule les charges et les produits globaux liés de l'exercice 2015 tels que repris dans l'annexe 7 du rapport tarifaire en oct 2015. Le GAO classe ensuite ces charges et produits globaux en deux catégories : "régulées" et "non-régulées".	Correspondance avec l'annexe MOI - Distributions		Autres
TAB2	Classification des charges nettes contrôlables de l'exercice 2015	Le GAO récapitule les médianes estimations des charges et produits globaux, nettes de crédits, par TAB 1 et ce, pour les années 2015, 2016 et 2019. Le GAO spécifie les hypothèses prises en compte de manière exhaustive soit dans les cases prévues à cet effet en-dessous du Tableau TAB2, soit à l'annexe 3 du modèle de rapport. Les médianes estimations nettes des charges nettes contrôlables 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.		Le Tableau 2 fait partie des tableaux 3 présentés en annexe 3. Dans ce tableau, le montant, après avoir été déduit des crédits, des charges nettes contrôlables est calculé dans le Tableau 3. Le montant des charges nettes contrôlables est calculé dans le Tableau 3. Le montant des charges nettes contrôlables est calculé dans le Tableau 3. Le montant des charges nettes contrôlables est calculé dans le Tableau 3.	Conformément à la note word, ORES propose de compléter le tableau 3 global ORES avec le montant des charges nettes contrôlables de l'exercice 2015, mais sans distinction des composantes tarifaires (DPEX, ODF, ...) et d'ajouter la réconciliation avec le revenu autorisé par secteur tarifaire via un tableau spécifique au message le niveau de détail nécessaire au calcul du revenu autorisé par secteur, à savoir les charges nettes contrôlables par secteur, charges et produits nettes contrôlables, etc... (voir TAB 10)
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 (F et G) et les différents projets (F et G) pour chaque catégorie de projet, le montant investi et le montant prévu pour chaque projet. Le GAO récapitule les hypothèses prises en compte de manière exhaustive au TAB 2. Le total des coûts informationnels investis est récapitulé dans le montant repris au TAB 3.1. Les coûts informationnels investis, les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive à l'annexe 4 du modèle de rapport.		Le GAO récapitule 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 (F et G) et les différents projets (F et G) pour chaque catégorie de projet, le montant investi et le montant prévu pour chaque projet. Le GAO récapitule les hypothèses prises en compte de manière exhaustive au TAB 2. Le total des coûts informationnels investis est récapitulé dans le montant repris au TAB 3.1. Les coûts informationnels investis, les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive à l'annexe 4 du modèle de rapport.	ORES propose de remplir ce TAB au niveau global ORES, mais propose également de compléter ce même tableau par secteur tarifaire avec un niveau de détail adapté au niveau des charges d'exploitation des lignes qui figurent dans le tableau par secteur. Le montant des charges d'exploitation des lignes qui figurent dans le tableau par secteur est calculé dans la note word ODF résumées pour résumer par secteur tarifaire les données des coûts investis des lignes qui figurent dans le tableau des coûts investis des lignes. Le montant des coûts investis des lignes est calculé dans le tableau des coûts investis des lignes. Le montant des coûts investis des lignes est calculé dans le tableau des coûts investis des lignes.
TAB4	Détail des charges nettes et déductibles	Ce tableau récapitule le détail des charges nettes et déductibles liées 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 (F et G) et les différents projets (F et G) pour chaque catégorie de projet, le montant investi et le montant prévu pour chaque projet. Le GAO récapitule les hypothèses prises en compte de manière exhaustive au TAB 2. Le total des coûts informationnels investis est récapitulé dans le montant repris au TAB 3.1. Les coûts informationnels investis, les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive à l'annexe 4 du modèle de rapport.		Vo les remarques ci-dessus, ORES propose un tableau global ORES avec en parallèle un tableau qui détaille par secteur tarifaire les coûts directs (les rémunérations des agents rémunérés/pontés) et qui résume globalement les coûts de rémunération à répartir (coûts indirects/finas généraux ...) coûts (voir remarques)	Vo les remarques ci-dessus, ORES propose un tableau global ORES avec en parallèle un tableau qui détaille par secteur tarifaire les coûts directs (les rémunérations des agents rémunérés/pontés) et qui résume globalement les coûts de rémunération à répartir (coûts indirects/finas généraux ...) coûts (voir remarques)
TAB5	Produits contrôlables sous des tarifs non-périodiques	Ce tableau présente la synthèse des produits contrôlables sous 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 crédits des produits contrôlables sous des tarifs non-périodiques (l'annexe 7) et le TAB 5.1, non-périodiques.			
TAB6	Classification des coûts ODF liés de l'exercice 2015	Le GAO récapitule les charges et les produits nettes, nettes de crédits, liés 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 (F et G) et les différents projets (F et G) pour chaque catégorie de projet, le montant investi et le montant prévu pour chaque projet. Le GAO récapitule les hypothèses prises en compte de manière exhaustive au TAB 2. Le total des coûts informationnels investis est récapitulé dans le montant repris au TAB 3.1. Les coûts informationnels investis, les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive à l'annexe 4 du modèle de rapport.		Dans le tableau de gauche, le sous-total (non charge d'investissement et marge équivalente) reprend le montant des investissements et marge équivalente sur composés à charge (après lignes 18 et 19). Le montant des investissements et marge équivalente sur composés à charge (après lignes 18 et 19) est récapitulé dans le tableau des investissements et marge équivalente (lignes 18 et 19).	
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 d'investissement par la base des données (l'annexe 4.1 à 4.7).		Les automatismes seront à vérifier.	
TAB8	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 de l'hypothèse de l'absence de charges nettes liées à la gestion des contrats à budget pour les années 2016 à 2023. Le GAO récapitule également pour les années 2016 à 2023, les médianes estimations de nombre de contrats à budget pour lesquels un investissement est prévu. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans les cases prévues à cet effet en-dessous du Tableau, soit à l'annexe 9.		Quid des volumes si on calcule le budget 2023 sur base de l'exercice 2015 et du facteur d'efficacité ?	
TAB9	Charges nettes liées au rattachement des contrats à budget	Le GAO récapitule le montant net de l'exercice 2015 et les médianes estimations des charges nettes liées au rattachement 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 de l'hypothèse de l'absence de charges nettes liées au rattachement des contrats à budget pour les années 2016 à 2023. Le GAO récapitule également pour les années 2016 à 2023, les médianes estimations de nombre de contrats à budget pour lesquels un investissement est prévu. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans les cases prévues à cet effet en-dessous du Tableau, soit à l'annexe 9.		Quid des volumes si on calcule le budget 2023 sur base de l'exercice 2015 et du facteur d'efficacité ?	
TAB10	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 de l'hypothèse de l'absence de charges nettes liées à la gestion de la clientèle propre pour les années 2016 à 2023. Le GAO récapitule également pour les années 2016 à 2023, les médianes estimations de nombre de clients que le GAO prévoit d'acquiescer annuellement en direct. Les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive soit dans les cases prévues à cet effet en-dessous du Tableau, soit à l'annexe 9.		Quid des volumes si on calcule le budget 2023 sur base de l'exercice 2015 et du facteur d'efficacité ?	

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 provisionnel 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 résume une synthèse du compte de résultat prévisionnel du GDF pour les années 2019 à 2023. Le GDF résume : - les montants provisionnés 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 nettes non contrôlables » - Les 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 regroupées de façon différenciée. 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 ?	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 provisionnelles (OSR et non-OSR) au cours de la période régulatoire. 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 accompagnative. Pour les cas où les cas prévus à cet effet ne sont pas détaillés, les hypothèses prises en compte sont détaillées de manière exhaustive dans 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 ne basait 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 « Revenu 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 du coût informatique provisionné investi et non-investi au GDF au cours de la période régulatoire. Le GDF résume les différences entre les dépenses et les provisions pour les dépenses informatiques. 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 en tant qu'investissements informatiques.			
TAB2.1.2	Détail des frais de personnel	Ce tableau présente l'évolution des charges sociales et salariales provisionnelles du GDF au cours de la période régulatoire, sur la base de son engagement, le GDF répartit 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 résume 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-dehors du tableau, soit dans la note accompagnative.	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 résume 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-dehors du tableau, soit dans la note accompagnative.	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.		
TAB2.2.3	Evolution des charges nettes liées à la gestion de la clientèle propre	Le GDF résume 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-dehors du tableau, soit dans la note accompagnative.	Pour l'établissement des budgets, ONES ne définit pas le 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.		
TAB2.2.4	Evolution des charges nettes liées à la gestion des MZA et EDC	Le GDF résume 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-dehors du tableau, soit dans la note accompagnative.	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 OSR présentés annuellement, les quantités déduites 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 "traités" = Points Régularisés et Couplés au niveau attaché. ONES est d'accord qu'il conviendrait également de tenir compte du nombre de demandes traitées, la CWAF ne tient pas compte en revanche le nombre de demandes traitées. En outre, la définition précise qui sera finalement retenue par la CWAF devra figurer dans la décision de la CWAF.	
TAB2.2.5	N/A				
TAB2.2.6	N/A				
TAB2.2.7	Evolution des charges nettes liées aux raccordements standard gratuits	Le GDF résume 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-dehors du tableau, soit dans la note accompagnative.			

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 décaissements, 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 n°1 de la proposition de revenu autorisé.	Ce tableau est déjà repris au tableau 6.2. MOR Ex-ante. Le revenu autorisé, à présenter par secteur. Cf. l'annexe de la partie 2 (fin)	
TAB.4	Evolution des financements	Ce tableau présente l'évolution des financements du GDF au cours de la période régulatoire. 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 renseigne également 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 régulatoire. Il correspond au tableau n°2 de la proposition de revenu autorisé.	Nous revenons à la remarque faite sur le tableau 6.3 : 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 matières, 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 tant et le facteur X.	
TAB.6	Evolution des charges et produits non-contributifs	Ce tableau présente l'évolution des coûts non-contributifs du GDF au cours de la période régulatoire. 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 régulatoire. 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 préciser les tableaux qui ont à présenter de manière agrégée et ceux à présenter par secteur ? La rédaction de la note accompagnatrice est une surcharge de travail importante que ni l'inc. n'a que pour 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 -
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. Adress coûts liés à la gestion des fuites de gaz.
4. Statistiques relatives aux fuites de gaz.

C. OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC EN MATIERE D'INFORMATION ET DE SENSIBILISATION A L'UTILISATION RATIONNELLE DE L'ENERGIE ET AUX ENERGIES 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 MATIERE 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 ELEMENTS DE COÛT DIRECTEMENT OU INDIRECTEMENT LIÉS A 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 vapes mesure BP
4. Coût de remplacement des armatures vapes mesure PP
5. Dinning
6. Base patrimoniale
7. Audit et Reporting

Tableau 7B : **Autres coûts**

F. RECAPITULATIF 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'EVOLUTION

1. Ours totaux liés aux OSP de l'année N et budget N+1
2. Ours totaux liés aux OSP de l'année N et budget N+1
3. Coûts totaux (Ours + Capex) 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 différentes 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 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 "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 année (N-1 et pour l'année N)	Nouveauté !		
Annexe 9 : Note justificative (explicative et chiffrée) des variations entre la table 6.1 et la table 6.2 ainsi que entre la table 6.1 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**

Module 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	Description	Incohérences	Autres
TAB2.1	Synthèse du revenu autorisé par tarif et par catégorie tarifaire	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB2.2	Déveil des coûts imputés aux tarifs d'injection	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB3	Estimation des valeurs, capacités et puissances	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB4	Synthèse des produits prévisionnels tous des tarifs de prélevement	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB4.1	Tarifs de prélevement 2019	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB4.2	Tarifs de prélevement 2020	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB4.3	Tarifs de prélevement 2021	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB4.4	Tarifs de prélevement 2022	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB4.5	Tarifs de prélevement 2023	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres
TAB5	Synthèse des produits prévisionnels tous des tarifs d'injection	Correspondance avec l'ancien MDR	Incohérences	Autres

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 ont été reprises dans le décompte Primaire/Secondaire et devaient être retravaillées manuellement pour pouvoir être intégrées 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 réconciliation entre le résultat comptable et le résultat tarifaire. Le résultat tarifaire résulte de la soustraction des charges nettes périodiques reprises 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 l'année N 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.	Le CWAPE pourrait elle confirmer que l'année N 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, 3.1, 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, le 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. Le 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\TAMDT14
TAB3.2	Proposition d'affectation du solde régulateur de l'année N et des soldes régulateurs des années précédentes non affectés	Le GRD remplit le premier tableau le montant et l'affectation des soldes régulateurs des années antérieures à l'année N. Sur base de ces données, le montant du solde régulateur des années antérieures non affectées 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. Le 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 décomposition 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, 3.2, 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 automatisations 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

			Description Correspondance avec l'ancien MDR 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 EDC au cours de la période régulatoire	Ce tableau présente l'évolution des charges nettes réelles liées à la gestion des MOZA et EDC 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 EDC 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'ONISAPL	Ce tableau détermine l'écart relatif aux cotisations de responsabilité de l'ONISAPL. Le GRD renseigne le nombre d'agents nationaux, le masse nationale, les ISOC, les EDC, le coefficient de répartition pour les agents nationaux, le nombre de personnes travaillant dans les installations, entre autres différents secteurs d'énergie (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 paraît d'OSP de hors OSP dans la même rubrique ?	
TAB7.1	Écart entre budget et réalité relatif aux charges émanant de la facturation de la fourniture de gaz à la clientèle propre du GRD 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 renvoie 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-1. Les données relatives aux clients protégés et les clients protégés par défaut sont calculés sur base de la charge et du volume moyen. 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	Écart 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'année N ainsi que les charges relatives des années N-1 à N-4 en distinguant les clients protégés et les clients non-protégés.		
TAB7.3	N/A			
TAB7.4	Écart entre budget et réalité relatif aux produits issus de la facturation de la fourniture 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 la fourniture de gaz aux clients protégés et non-protégés. Le GRD renvoie les produits réels et budgets de l'année N ainsi que les produits réels des années N-1 à N-4 en distinguant les clients protégés et les clients non-protégés. Le GRD renvoie également le montant perçu de la CREG au titre de compensation.		
TAB7.5	N/A			
TAB7.6	N/A			
TAB7.7	Écart entre budget et réalité relatif aux indemnités versées aux fournisseurs de gaz résultant du retard de placement des consommateurs à budget	Ce tableau détermine l'écart relatif aux indemnités versées aux fournisseurs résultant du retard de placement des CBG. Le GRD renvoie pour l'année N, le montant réel et budget des indemnités ainsi que son délai moyen de placement (en jours) réel et budget. Le GRD renvoie 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	Écart 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 renvoie 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	Écart 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 renvoie 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	Écart 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 renvoie 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, la valeur de la marge équilibrable réelle totale de l'année N-1 et les données relatives aux années N-2 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 on demande ? D'autant plus que les données des réels 2019 à 2017 pour 2018 sont encore à compléter par l'administré et devraient être retraitées manuellement pour pouvoir être intégrées dans les nouveaux MDR.	
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 renvoie, 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 renvoie également le montant de la plus-value totale, de la plus-value historique et leur amortissement.		
TAB10	Écart 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 renvoie pour l'année N, par catégorie tarifaire et par tarif, les produits budgétés et réels. Le GRD renvoie 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 GORE 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.		
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.		Pour ces annexes : Justificatif pas en rapport avec le TAB à justifier - Incohérence dans la numérotation
		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 2019-2021.		
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			
Annexe 22 TAB11.4	La description et la justification des provisions reprises au tableau 26.4	Voir remarque T11.4	

