

RECOMMANDE AVEC ACCUSE DE RECEPTION
CWaPE

Monsieur Antoine Thoreau, Directeur Socio-
économique et tarifaire

Route de Louvain-la-Neuve 4bte 12

5001 NAMUR (Belgrade)

Liège, le 19 mai 2017

Monsieur le Directeur,

Nous vous transmettons en annexe de ce courrier nos remarques sur la décision référencée CD-17c31-CWaPE-0083 publiée le 31 mars et relative au « projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019 -2023 » qui fait actuellement l'objet d'une procédure de concertation avec les GRD et d'une procédure de consultation publique.

Le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 de la CWaPE a pour base légale le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité (« Décret tarifaire »). Ce décret fixe en son art. 4 §2 une série de principes (lignes directrices) que le régulateur doit respecter dans le cadre de l'élaboration de son projet de méthodologie tarifaire. La Décision CD-17c31-CWaPE-0083 ne motive cependant pas dans quelle mesure les différents articles du projet de méthodologie tarifaire soumis à consultation par la CWaPE répondent aux principes de l'art. 4 §2 du Décret Tarifaire. Cette motivation est d'autant plus importante que le projet de méthodologie tarifaire soumis à consultation tient peu compte des remarques formulées par les GRD lors des groupes de travail organisés en 2015-2016. Or, entre-temps, le décret Tarifaire a été publié.

A travers sa méthodologie tarifaire, la CWaPE vise plusieurs objectifs stratégiques mais le juste équilibre entre ces différents objectifs ne nous semble pas atteint. En effet, la CWaPE semble se focaliser en priorité sur son 1er objectif stratégique, à savoir « maîtriser le revenu du GRD afin de limiter la contribution financière des URO ». La CWaPE fixe en effet plusieurs contraintes en ce sens aux GRD : restrictions en matière de revenu autorisé de départ, plafonnement des charges d'amortissement, imposition d'un facteur de productivité de 1,5%/an sur les coûts contrôlables, limitation de l'indexation des coûts contrôlables à l'indice santé, faible rémunération des capitaux investis, etc. Ce focus sur le 1er objectif stratégique risque de se faire au détriment du 2^{ème} objectif stratégique poursuivi par la CWaPE, « l'amélioration de la qualité des réseaux ».

Par ailleurs, le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE ne nous semble pas rencontrer le 3^{ème} objectif stratégique : l'incitation à l'innovation alors que cette dernière est indispensable dans le cadre de la transition énergétique. Le projet de méthodologie tarifaire prévoit un budget



spécifique pour les compteurs intelligents (pour autant que le business case soit positif) mais la transition énergétique vers des réseaux intelligents ne se résume cependant pas aux seuls aux compteurs intelligents. Par ailleurs, le plafonnement des amortissements freine les GRD à investir dans des projets innovants.

En résumé, nous sommes d'avis que le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE est une régulation incitative classique basée essentiellement sur la réduction des coûts alors qu'il y aurait lieu d'évoluer vers une méthodologie tarifaire plus adaptée à l'innovation, la qualité des services offerts et au rôle du GRD dans la transition énergétique souhaitée par l'Europe et la Région wallonne.

Les annexes chiffrées reprenant des données propres à RESA figurant dans nos remarques constituent des données sensibles du GRD et doivent être traitées de manière confidentielle.

Nous vous remercions pour la prise en compte de ces remarques et questions et, nous vous prions d'agréer, Monsieur le Directeur, l'expression de nos salutations distinguées.

PoI HEYSE,

Membre du Comité de Direction.

Annexes :

Liste des remarques de RESA sur le projet de méthodologie tarifaire ;
Annexes 1 à 4 confidentielles.

Concertation GRD – Méthodologie tarifaire 2019-2023 – Remarques RESA

1. Remarques préliminaires

Procédure de concertation

L'article 2, § 2 et 3 du décret du 19 janvier 2017 prévoit que la méthodologie tarifaire est adoptée par la CWAPE après concertation avec les GRD ET consultation publique. Dans les « Modalités pratiques de participation à la consultation publique relative au projet de méthodologie tarifaire applicables aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période 2019-2023 » publiées sur le site de la CWAPE, il n'est à aucun moment précisé que dans le cas du GRD la période de consultation est en réalité une période de concertation. Seule la réunion du 2 mai est appelée « réunion de concertation ». Dans le cas du GRD, toute la procédure est une procédure de concertation et les remarques transmises le 19 mai 2017 ne constituent pas une fin en soi de cette concertation.

Principes de la méthodologie tarifaire

Effets combinés des différents principes sur les moyens du GRD

Nous constatons que les effets tarifaires induits par la nouvelle méthodologie de la CWAPE sont cumulatifs, tendent vers une baisse des moyens du GRD et engendrent une pression considérable sur ses coûts de gestion alors qu'il entre dans une nouvelle ère de transition énergétique où des investissements importants devront être réalisés:

- Diminution significative de la marge équitable (18% estimé pour RESA). Après charges financières, il ne resterait qu'un taux de rémunération de 2,9% sur la RAB. L'article 4, §2, 8° du décret tarifaire du 19 janvier 2017 ne nous semble pas respecté. Ce dernier stipule que « la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permet au gestionnaire de réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement de ses infrastructures. » ;
- Application d'un facteur X de 1,5% (soit 1,7M€ estimés par an sur les coûts contrôlables de RESA) ;
- Non prise en compte de l'évolution réelle des charges opérationnelles du GRD (indice santé) ; d'où facteur X supplémentaire ;
- Plafonnement des amortissements qui a pour effet l'absence de garantie sur la récupération des investissements du passé et une forte limitation des nouveaux investissements incorporels, voire mêmes corporels prévus dans les plans d'adaptation ;
- Exigences considérables en termes de reportings et de prévisions budgétaires alors que le système choisi est un « Revenue Cap » et, par conséquent, entraves à la liberté de manœuvre du GRD au sein de ce système (voir ci-dessous).

Approche revenu cap et liberté de gestion

La méthodologie tarifaire 2019-2023 de la CWAPE se base sur l'approche Revenue Cap qui détermine ex-ante et plafonne le revenu autorisé 2019-2023. Cette approche laisse une liberté de gestion au GRD au sein de son enveloppe de revenu autorisé et devrait par conséquent limiter fortement les besoins en termes de reporting (à l'exception des coûts non contrôlables) ; c'est ce que nous avons pu constater en Flandre. Or nous constatons dans la méthodologie tarifaire, via

par exemple, l'introduction d'un Business Plan pluriannuel détaillé, une charge administrative fortement accrue où doivent être détaillées notamment (dès la remise des propositions de revenu autorisé) toutes les pistes de maîtrises de coûts permettant d'atteindre les objectifs fixés par la CWaPE en termes d'amélioration de productivité. Ces deux approches nous semblent en contradiction voire irréalisables. Nous constatons également des demandes de prévisions détaillées en termes d'informations bilantaires, de moyens de financements, ... dans ce business plan. Or ces informations, en dehors de la RAB, n'influence plus la détermination de la marge équitable (gearing figé) ou du revenu autorisé. Nous ne comprenons dès lors pas quelle est l'utilité de ces informations ex-ante qui sont par ailleurs fort complexes à budgéter.

Objectifs stratégiques de la CWaPE

A travers sa méthodologie tarifaire, la CWaPE souhaite mettre en œuvre 6 objectifs stratégiques dont l'incitation aux projets innovants. Cet objectif aurait pu être rencontré en permettant aux GRD d'intégrer dans leur proposition tarifaire des projets spécifiques innovants. Or, la CWaPE n'autorise qu'un seul et unique projet innovant : les compteurs communicants. Nous ne comprenons pas pourquoi cette liste des projets innovants n'intègre pas les projets afférant au Smartgrid. La méthodologie tarifaire serait ainsi plus en adéquation avec la stratégie de la CWaPE.

Procédure d'adoption

Malgré la remise de la proposition tarifaire en deux étapes (revenu autorisé et tarifs), le travail à réaliser sur les tarifs non périodiques devra être en amont de l'établissement des enveloppes de revenu autorisé car ils influencent ces dernières. Par ailleurs, le GRD devra également travailler sur les tarifs périodiques pour mesurer les impacts de la méthodologie sur les tarifs des URDs (simulations).

2 Remarques sur des éléments précis de la méthodologie tarifaire

Titre 1. Généralités

Chapitre 1: Objet et définitions

Article 3, §3, 8° : La prise en compte de l'amortissement des subsides (753) dans les charges nettes liées aux immobilisations au vu du traitement de ces dernières dans la détermination du revenu autorisé (évolution sur base de l'indice santé) ne nous semble pas approprié. En effet, les subsides ne sont pas des éléments récurrents mais bien ponctuels dont la réception dépend bien entendu du projet mais aussi de la trésorerie de la RW.

Titre II. Le revenu autorisé

Chapitre 1: Les éléments constitutifs du revenu autorisé

Section 1 : le calcul du revenu autorisé

Article 8, §2 et §3 : Les 7 critères auxquels doivent répondre chacun des éléments du revenu autorisé avec charge de la preuve chez le GRD nous semblent extrêmement compliqués à justifier pour chacun des postes du revenu autorisé. Cela va engendrer un travail administratif colossal et une incertitude sur l'acceptation des coûts sur base de ces 7 critères. Plus particulièrement :

- **§2, 3°** : Quelle est la définition de l'intérêt général ? Qui est concerné ?
- **§2, 5°** : Nous ne comprenons pas ce que la CWaPE entend, dans ses critères pour déterminer si les éléments du revenus autorisés sont « raisonnablement justifiés », par « soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions analogues ».
- **§2, 6°** : Quelle est la définition du prix du marché ?

Section 2 : les charges nettes opérationnel/es

Article 10, §2:

- Doit-on en déduire que les produits fiscaux sont exclus du revenu autorisé ?
- La notion de produits et charges exceptionnels n'existent plus dans les comptes annuels belges.

Article 12, §1, 3° et 4°: Les clients propane, qui sont des clients propres aux GRDs, rentrent-ils dans cette définition ?

Article 12, §1, 11°: Les surcharges pension Interrosane électricité et gaz rentrent-elle dans la définition des charges de pensions non capitalisées ? Nous avons constaté que les tableaux du modèle de rapport relatifs à ces charges de pensions non capitalisées n'étaient réservés qu'à ORES. Nous avons cependant également ce type de coûts au sein de RESA suite à la reprise de la Ville de Liège.

Article 12, §2 : les achats d'énergie pour les pertes en réseaux, la gestion des certificats verts, le transit via le GRD des charges de transport... induisent des coûts administratifs qui devraient être considérés comme non contrôlables. Nous rappelons par ailleurs que RESA a toujours plaidé pour que ces coûts de transport soient facturés en direct par le GRT aux fournisseurs.

Quelle est l'explication du retrait des investissements « dimming » Eclairage Public de la liste des coûts non contrôlables ? Ces coûts avaient été considérés comme peu prévisibles par la CWaPE lors des groupes de travail et figuraient par conséquent dans la liste des coûts non contrôlables des actes préparatoires relatifs à la Typologie des coûts.

Section 3 : les charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques

Article 14 : quelle sera l'attitude de la CWaPE envers une demande de budget spécifique pour un projet dont le besoin serait justifié lors de la période 2019-2023 mais qui ne sera ni en lien avec la promotion du gaz, ni en lien avec les compteurs communicants ? Parmi les exemples, on peut citer le rôle probable de Flexibility Data Manager (FDM) ou encore une obligation qui surviendrait en matière de conversion de gaz L/H, etc...

Article 14, §3 : dans le cas où le principe de plafond Totex serait maintenu, l'amortissement des investissements et les désaffectations relatifs aux projets spécifiques ayant fait l'objet d'un accord de la CWaPE, devraient être intégrés dans le revenu autorisé sans application du plafond et ce, sur

la totalité de la durée de l'amortissement. La valeur nette comptable résiduelle d'un projet devrait également être intégrée au revenu autorisé en cas d'arrêt d'un projet.

Articles 15 relatif au dossier de demande de budget spécifique :

- La CWaPE va-t-elle communiquer les principaux éléments/hypothèses qui doivent alimenter les business cases afin de disposer de business cases comparables entre GRD (exemple : éléments de revenus à considérer,...)?
- La rentabilité du projet est-elle déterminée dans le chef du GRD ou doit-elle tenir compte d'une analyse de coût-bénéfice sociétal ? (faut-il encore préciser la notion de « société », que se passe-t-il par exemple si le business case est négatif pour le GRD mais positif pour le fournisseur ? rien ne peut en effet garantir que cet impact sera reporté sur l'URD) ;
- Dans le cadre des compteurs communicants :
 - comment peut être délimité le périmètre du projet (inclusion de SCADA, MDM, AMM, GIS, Lynx...) ?
 - comment définir les gains pour le GRD (cf. écarts avec étude CAPGEMINJ) ?
 - quelle hypothèse prendre en compte en termes de contribution directe d'un URD dans le cas d'une demande anticipée d'un compteur communicant ou en cas de déploiement généralisé ?

Article 15, §3 et §4 : la rentabilité du projet devrait être déterminée sur base d'un taux d'actualisation basé sur le CMPC **net** (charges financières déduites) car c'est uniquement ce taux net qui constitue le rendement du GRD.

Article 17, §2 : le délai du 15 février pour la remise du rapport d'avancement nous semble court car ce dernier devra se baser sur des données issues de notre comptabilité et nos comptes ne seront pas clôturés suffisamment tôt que pour assurer ce délai.

Article 18, §1 : le seuil « d'impact substantiel » fixé à 5% du montant total des charges nettes opérationnelles d'un projet (notification à la CWaPE) nous semble très bas.

Article 19 §1 : la possibilité laissée au régulateur de mettre fin unilatéralement au projet engendre une incertitude importante pour le GRD qui doit se lancer à long terme dans des projets et y investir des ressources. Comment seraient traités les coûts échoués en cas de décision d'arrêt d'un projet prise par le régulateur ?

Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

Article 25, §1,

- 5° : on parle ici de la plus-value iRAB à déduire de la RAB chaque année en fonction des mises hors service et à l'article 28 de 2% par an « forfaitaire » ? Quel est le traitement à appliquer ?
- 6° : la phrase n'est pas complète/correcte. Ne manque-t-il pas « mises hors service » ?

Article 26, §1,

- 5° : on parle ici de la plus-value iRAB à déduire de la RAB chaque année en fonction des mises hors service et à l'article 28 de 2% « forfaitaire » par an ? Quel est le traitement à appliquer ?
- 7° : la phrase n'est pas complète/correcte. Ne manque-t-il pas « mises hors service » ?

Article 27 :

- le montant des amortissements repris chaque année en déduction de la valeur RAB sont ceux calculés sur base des valeurs historiques des investissements et des pourcentages mentionnés à cet article. A contrario, la charge d'amortissements qui se trouvera en résultat et pourra être couverte par les tarifs sera constituée des amortissements 2019 $\times (15-X)$. Les deux valeurs ne coïncideront plus dans la proposition tarifaire ; ce qui ne nous semble pas correct car en cas d'amortissements réels supérieurs au plafond, la RAB diminuera plus vite que ce que nous pouvons récupérer au travers du revenu autorisé (via les amortissements).
- Nous aurons la même désynchronisation avec les charges liées aux désaffectations d'immobilisations.
- La rubrique « compteurs intelligents » a été remplacée par « compteurs communicants » avec un taux d'amortissements différents (15 ans et non plus 10 ans). Quel sera le traitement des investissements du passé ?

Articles 31 et 32 :

- le coût moyen pondéré du capital calculé avec les paramètres mentionnés à l'article 32 (3.573%) nous semble vraiment trop faible pour assurer les différentes missions du GRD. Ce CMPC génère une perte de rémunération équitable pour le GRD de +/- 18% par rapport aux méthodologies transitoires 2015-2016 et 2017 et amène à un taux de rendement de 2,9% sur la RAB après charges financières (hors impact du X). Qui pourrait se contenter d'un « return on investment » si faible pour des investissements à long terme de cet ampleur ?
- Cette perte de rémunération va intervenir alors même que le GRD va devoir mettre en place des mesures de maîtrise des coûts importantes pour atteindre l'objectif d'efficacité demandé par le régulateur, objectif lui-même très (trop) ambitieux. La combinaison de ces deux pertes de revenus lors de la première période régulatoire basée sur un système « Revenue Cap » auquel le GRD n'a jamais été confronté auparavant (avec un risque de perte importante venant se déduire de la marge du GRD) nous semble ne pas prendre en considération les nombreux défis auxquels le GRD va devoir faire face d'ici 2023 et les risques qui y sont liés.
- Une moyenne des taux OLO sur 10 ans nous paraîtrait plus correct et en ligne avec la période de détermination des emprunts pour le coût de la dette.
- Nous ne comprenons pas la suppression du facteur d'illiquidité dans le calcul du pourcentage de rendement autorisé. Vu les contraintes décrétales, les parts détenues par les communes sont en effet non liquides. Nous insistons pour que ce facteur soit réintégré dans le calcul du coût des fonds propres. Le régulateur fédéral l'a autorisé pour une société cotée en bourse ; il serait d'autant plus normal que le régulateur régional le prévoit pour une société non cotée. Selon le rapport de la banque DEGROOF (2014), « les études empiriques tendent à démontrer qu'un supplément de rendement de l'ordre de 30% voire davantage est exigé par les investisseurs pour compenser l'absence de liquidité des titres ... Dans le cas des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz, nous ne voyons pas d'éléments spécifiques qui feraient différer la décote d'illiquidité par rapport à la moyenne générale observée ... ».
- La prime de risque devrait être en adéquation avec les taux sans risque utilisés. En effet, plus ces derniers sont bas, plus la prime de risque devrait être importante. Le GRD va en outre être confronté à de nouveaux risques dans les années à venir : méthodologie tarifaire Revenue Cap, facteur X important, plafonnement des amortissements, ... tout en devant assurer la transition énergétique en route.

Section 5 : Lefacteur de qualité

Article 34 :

- Il n'est pas précisé dans la méthodologie comment ce facteur va influencer le revenu autorisé : à la baisse ou à la hausse ? Comment sera-t-il calculé : un montant en valeur absolue, un pourcentage ?
- Nous pensons que ce facteur ne devrait pas pouvoir descendre en dessous de zéro. Un GRD qui doit améliorer la qualité de son réseau et/ou de son service a aussi besoin de moyens financiers pour y arriver. Le facteur X prévu par la CWaPE va déjà restreindre fortement les moyens financiers qui pourront être mis en œuvre pour veiller à l'amélioration de la qualité.

Article 35 :

- Les objectifs de performance seront fixés de manière individuelle mais quels seront les facteurs pris en compte pour différencier les GRD ?
- La mesure de l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux tiendra-t-elle aussi compte des spécificités du réseau du GRD ?

Chapitre 2 : Les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété Ex-ante

1.1. Le Business Plan

Article 38 :

- l'établissement et la communication à la CWaPE d'un business plan détaillé pour la période 2019-2023 accompagné d'une note explicative reprenant les hypothèses, notamment en termes de maîtrise de coûts, ne nous semblent pas réalisables. Nous ne pouvons pas avoir connaissance au moment de l'établissement du revenu autorisé (2017) des pistes d'amélioration des charges contrôlables que nous allons pouvoir mettre en œuvre pour la période 2019 à 2023. Cette demande constitue une charge administrative très importante pour les GRD alors que leur revenu 2020 à 2023 va de toute façon être plafonné. Cette demande est en contradiction avec l'approche « Revenue Cap » que la CWaPE a choisie d'appliquer au sein de sa méthodologie tarifaire et qui laisse la liberté d'actions du GRD au sein de son enveloppe de revenu. Le GRD ne devrait dès lors pas avoir à justifier sa préférence pour une mesure de maîtrise de coûts par rapport à une autre qui avait été prévue lors de la rédaction de son Business Plan ex-ante.
- quelle sera l'utilité pour le régulateur d'obtenir des prévisions sur la politique de financement et de distribution du résultat du GRD ? Ces données n'entrent pas en compte dans le calcul du revenu autorisé. Les tableaux du business plan qui y sont relatifs sont très détaillés.

1.2. Le revenu autorisé annuel

Article 39 : cette contrainte (plafond sur base de 2017) ne nous semble pas adéquate dans le cadre des amortissements et désaffectations.

- En effet, nous avons des projets informatiques importants qui vont être « live » en 2018 ou au cours de la période régulatoire 2019-2023 et dont l'amortissement va démarrer

durant la période régulatoire (pour rappel, RESA n'amortit ses logiciels informatiques qu'au moment du lancement effectif de ces derniers et non pas au fil du développement de ces derniers). Le plafond sur base de la proposition tarifaire 2017 nettiendra pas compte de ces amortissements. Nous pensons particulièrement à un projet significatif : ATRIAS. Nous avons réalisé une simulation en ANNEXE 1 (confidentielle).

- Pour les désaffectations, nous rencontrons le même problème avec le remplacement des compteurs à budget par des compteurs communicants car nous allons devoir désaffecter rapidement les anciens compteurs à budget. Ces désaffectations devraient faire partie intégrante des budgets spécifiques liés aux compteurs communicants. Nous avons réalisé la simulation en ANNEXE 2 (confidentielle).

13 Les charges nettes opérationnelles

Article 41 à 43 et article 46 : l'établissement du budget de revenu autorisé initial 2019 sur base des coûts rapportés ex-post pour 2015 et plus particulièrement le passage de ces coûts 2015 à 2019 ne nous semblent pas clairement expliqués. En effet, l'article 42 précise que les charges nettes doivent être scindées en concertation avec La CWaPE, entre « récurrentes » et « non récurrentes ». Il indique ensuite que les charges nettes non récurrentes ne pourront faire partie des charges nettes 2019-2023. Mais qu'en est-il de charges nettes non récurrentes dont le GRD a connaissance pour 2019-2023 et qui ne figurent par conséquent pas dans la base de 2015 ?

Article 42,

- §1 : notion de « récurrents » versus « non récurrents » :
 - Les frais de remplacement de toutes les bornes de rechargement CAB : non récurrent même si tous les 5-10 ans ?
 - Les frais de remplacement des piles des CAB : non récurrent même si tous les 5 ans ?
 - Les frais de rechargement des CAB : un nouveau contrat va être négocié avec Atos en 2018/2019. De nouveaux SLA vont être déterminés et des nouvelles associations (Atos et Bpost) sont évoquées. Le prix va certainement être revu pour plusieurs années. Comment seront traités ce type de modifications importantes en-cours de la période régulatoire ?
 - Comment seront traités l'apparition de nouvelles catégories de clients protégés ?
 - Comment vont être traités les coûts du projet PPP (prépaiement sous smart-meter) qui est prévu pour 2018 et 2019 : via le projet spécifique « Compteurs communicants » ?
- §3 : pourquoi les charges nettes récurrentes relatives à IOSP Entretien Eclairage public sont-elles considérées comme des charges fixes dans leur ensemble ? En effet, RESA réalise des entretiens systématiques dont le coût peut varier d'une année sur l'autre en fonction du nombre de lampes.
- Comment pourront être inclus dans le revenu autorisé le remplacement des lampes dont la fabrication a été arrêtée par Philips si aucune dépense ne doit être prévue en 2019, par exemple, mais bien en 2020. Cette question vaut également pour d'autres événements générateurs de coûts connus au moment de la proposition tarifaire mais dont les coûts ne débutent pas en 2019 (pas dans le revenu autorisé initial).
- §5 : dans les variables de globalisation, le concept de « clôture de processus » devrait être précisé. Est-ce que dans le cas d'un refus de prime, le dossier est bien considéré « traité » ?
- Comment vont être traitées les réductions de valeur sur les créances du GRD envers sa clientèle propre ? Les dotations aux réductions de valeur sur créances dépendent des règles comptables mises en place chez le GRD mais aussi du vieillissement de la créance car les taux de provision peuvent être différents en fonction du dépassement d'échéance

des factures. Ces dotations ne sont pas calculées directement sur le chiffre d'affaires généré sur la période mais bien sur base des créances issues de ce même chiffre d'affaires (catégorisé à juste titre non contrôlable). Il serait également problématique de faire évoluer des dotations/reprises aux réductions de valeur selon un paramètre d'indexation diminué d'un paramètre de productivité (X) identique à ceux applicables aux coûts de gestion du réseau contrôlables. Nous sommes d'avis que la nature de coûts des (dotations/reprises de) réductions de valeur devrait être traitée comme non contrôlable.

- Nous nous interrogeons également sur le traitement des moins-values sur créances.

Article 43 : cet article signifie-t-il que des coûts peuvent être ajoutés à la base des coûts récurrents 2015 afin de déterminer le revenu autorisé 2019 initial ?

Article 44 :

- Le facteur d'efficacité (X) de 1,5% imposé par le régulateur et à appliquer chaque année à partir de 2020 nous paraît trop élevé. Ce pourcentage représente un effort cumulé de 5,87% en 2023. Il se traduit pour RESA (estimation préliminaire) à 1,7M€ ; soit plus ou moins l'équivalent du coût de 26 ETP/an. Ces économies ne pourront être réalisées qu'au travers de pertes d'emploi. Des efforts importants de réduction d'effectifs ont déjà été réalisés depuis 2010 (plans Zénith). Ce nouvel effort important arrive alors que nous sommes au début d'une transition énergétique qui va nécessiter la création de nouveaux métiers d'une façon qui ne pourra être totalement synchrone avec l'extinction progressive d'autres métiers, historiques. Nous devons en effet ces prochaines années assurer la continuité et la fiabilité des réseaux existants tout en développant l'intelligence des réseaux de demain.
- Une évolution des coûts contrôlables budgétés supérieure à l'indice santé (évolutions barémiques, recrutements,...) génère de facto l'application d'un facteur X supplémentaire pour le GRD. Or les évolutions de la masse salariale du GRD dépendent certes des taux d'indexation mais également :
 - des augmentations barémiques et occasionnelles ;
 - des engagements/sorties de personnel ;
 - de l'évolution de la composition moyenne du personnel (cadres – employés – ouvriers) ;
 - des taux ONSS et de cotisations pensions.

La prise en compte d'un taux d'indexation (que ce soit le coefficient S ou l'indice santé) ne nous semble pas suffisante pour appréhender les évolutions de masses salariales d'un GRD.

- Il nous semble que le facteur $(IS - X)$ devrait être à tout le moins limité à 0.
- Le facteur X ne devrait être appliqué que sur les coûts sur lesquels le GRD a une réelle emprise et du potentiel de réductions de coûts.

Article 45 : Les charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables utilisent comme variable le nombre de dossiers traités durant l'année. En cas d'arrêt de « Quali watt », nous devons continuer à gérer les primes des dossiers du passé. Comment cela sera-t-il pris en compte ?

Article 48 :

- le plafonnement des charges d'amortissements et de désaffectations va générer des pertes importantes dans le chef du GRD qui doit se lancer dans des projets d'investissements importants en plus de son plan d'adaptation pluriannuel transmis à la CWaPE (Atrias, Smart Meters, Remplacement des CâB,...). L'indice santé ne reflétera en rien la possible évolution de ces charges dans le futur.

- Le suivi du plan d'adaptation (hors projets IT) montre déjà un dépassement important par rapport au plafond (voir notre estimation en **ANNEXE 3 confidentielle**). Ce plafonnement exclut dès lors tout nouvel investissement informatique à partir de 2019. Voir aussi commentaires articles 27 et 39.
- Nous pensons que les charges d'amortissements et de désaffectations devraient rester des coûts non contrôlables car ils dépendent des investissements pris en compte dans la RAB (avec les impacts de mises hors service liés à une décision de remplacement) dont la partie technique du réseau est issue des plans d'adaptation, et des taux mentionnés dans la méthodologie tarifaire.
- Le plafonnement des charges d'amortissement des GRD risque d'être un frein à l'investissement et ne favorisera donc pas le développement optimal des infrastructures de réseaux et l'intégration des productions décentralisées (voir at. 4§ 2 5° c et d du Décret).

Section 2 : Révisions du revenu autorisé

Article 54 :

- o Nous ne pensons pas que l'application d'un seuil soit pertinente pour la révision du revenu autorisé en cas de nouveaux services ou de nouvelles OSP. Toutes nouvelles obligations pour le GRD devraient pouvoir être couvertes tarifairement.
- o Dans quelle mesure les conséquences de l'arrêt de production d'un élément technique par un fournisseur constitue-t-il un évènement exceptionnel au sens de l'article 54,§1,3°.

Article 55 : une revue de l'enveloppe de revenu autorisé endéans la période régulatoire à l'initiative du régulateur ne nous semble pas en ligne avec l'approche « Revenue Cap » de la méthodologie tarifaire. Nous comprenons par ailleurs qu'un tarif pourrait être revu.

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

Chapitre 1: Les tarifs périodiques de distribution

Article 62 : comment traiter les exceptions du passé par rapport à ces définitions ?

Article 64 §2 : le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs qui sont raccordés aux niveaux T_MT, MT et T-BT. Or, nous avons des points (73 points) dont nous mesurons la pointe en BT et dont nous facturons la puissance sur base des règles définies actuellement. Le tarif 940 a, par ailleurs, expressément été prévu pour facturer ces points. Sur base de cet article, le tarif ne s'appliquera pas à ces points. Lier "Mesure de la puissance" et niveau de tension, a-t-il un sens ?

Article 64 : pour le terme capacitaire,

- on ne parle plus de puissance souscrite (moyenne sur 12 mois) mais de la puissance maximale **mesurée mensuellement** pendant les heures de pointe.
 - S'agit-il d'heures de pointe ou d'heures pleines ?
 - Cette mesure a un impact sur ATRIAS. Voir **ANNEXE 4 confidentielle**.
 - Il n'y a plus de prix plafond qui permet de limiter cette partie du montant facturé lorsque la consommation est faible pour une puissance importante. Cette suppression va avoir des impacts importants sur certains URD.

- Cette mesure va générer une variabilité du revenu mensuel mais aussi d'une année à l'autre en fonction de la consommation de client. La prédictibilité des données dans le cadre des propositions tarifaires sera aussi fortement affectée.
- Idem pour article 131(transport).
- Nous pensons que la tarification devrait évoluer vers une tarification qui pousse le client à optimiser sa consommation, ce qui signifie augmenter le ratio entre l'énergie prélevée et la puissance maximale, tout en minimisant le risque au niveau de la facturation. Le régime « ex-ante » est une solution. Il s'agit pour le client, avec évidemment son fournisseur, de souscrire à une puissance en début d'année. Cette puissance, tant qu'elle n'est pas dépassée, fait l'objet d'une facturation au tarif de base. Si toutefois le client venait à dépasser ponctuellement cette souscription, la puissance prélevée au-delà de la souscription serait facturée à un tarif supérieur. Le foisonnement en MT (de l'ordre de 0,8 aujourd'hui) devrait permettre cette tolérance au niveau du réseau pour autant que les dépassements restent peu fréquents. Du côté du client, cela permet l'un ou l'autre aléa technique au niveau de l'installation de gestion de la charge. Par contre, si les dépassements deviennent fréquents, le poids dans la facture (tarif de puissance complémentaire) nécessitera une adaptation de la puissance souscrite pour l'année suivante. Ce mécanisme de souscription annuelle permet au GRD d'avoir une estimation des charges dans son réseau. Du côté du client, cela lui permet d'envisager des investissements dans la gestion de l'énergie en vue d'optimiser sa consommation et ainsi sa facture avec un risque financier minimisé. Il est évident que ce régime est plus lourd à gérer pour l'ensemble des acteurs mais entraîne, de la part du client et de son fournisseur, une grande responsabilisation par rapport à sa manière de consommer.

./ Avantages :

>" Pour le client :

- Il peut optimiser sa facture en calculant au mieux la souscription par rapport à sa consommation/ses pointes mensuelles ;
- Il peut aussi envisager de gérer sa consommation (courbe de charge) et améliorer l'optimum, sans être pénalisé au moindre raté du système de gestion ;

>" Pour le GRD :

- Le revenu est plus stable car couvert en partie par une souscription connue ex-ante ;

>" Global :

- Il incite chaque client à une optimisation du rapport énergie/puissance.

./ Inconvénients :

>" Le client ou son fournisseur doit définir la souscription annuelle. Une erreur de souscription conduira à une facture non optimale. Il faut un accord Fournisseur/client sur la souscription pour éviter les litiges ultérieurs.

>" Cette donnée devra être introduite dans l'informatique (ATRIAS).

./ Pour pallier en partie l'inconvénient de la souscription annuelle, on pourrait introduire une formule qui détermine la souscription sur base des puissances maximales des 12 derniers mois. Cette valeur serait appliquée à défaut de souscription du client ou de son fournisseur. Si le client souhaite déterminer son optimum, c'est cette valeur qui sera utilisée.

- Tarif Prosumer :

- L'adaptation des grilles tarifaires et plus particulièrement des tarifs prosumer devra s'opérer dans le futur CMS. Le tarif prosumer basé sur la puissance nette développable est une nouvelle caractéristique en Wallonie. Il y a donc un risque

d'une importante modification par rapport à la conception actuelle du CMS. Cette mesure a un impact sur ATRIAS. Voir **ANNEXE 4 confidentielle**¹.

- Dans la méthodologie tarifaire, il est prévu que le prosumer pour autant qu'il dispose d'un compteur permettant d'enregistrer ses prélèvements bruts peut opter pour une tarification basée sur cette mesure. Il s'agit dès lors d'un incitant pour les prosumers à demander le placement d'un compteur ; soit intelligent ; soit à tout le moins à double flux. Le GRD risque donc de se voir confronter à une demande accrue de placement de compteurs de ce type dès 2018 (les prosumers voudront se préparer avant 2019 !). Comment réagir pour les GRD à cette demande ? En acceptant de placer des compteurs double flux non communicants ; ce qui est contraire aux stratégies de déploiement des compteurs communicants sur lesquelles les GRD travaillent (Pour rappel : RESA 2020) ? En instaurant des règles de priorités ? Et comment gérer même ce potentiel volume de demande, d'autant plus important si le SM peut être demandé gratuitement pour raison de non-discrimination, en sus des remplacements de CAB (qui seront prioritaires vu l'échéance 2023 de Talexus) dès le début du déploiement (prévu pour RESA début 2020) et pendant toute sa durée ? Il semble qu'en Flandre, ce point a fait l'objet d'une analyse juridique qui tendrait à dire qu'on ne peut pas générer un tel problème. Une solution consiste à introduire un pallier dans l'introduction du tarif capacitaire. Il conviendra aussi de bien intégrer cet impact dans les budgets des projets spécifiques.
- Quelle est la répartition à opérer au niveau allocation des coûts entre le terme capacitaire, fixe et proportionnel pour les URDs TMT, MT et TBT ?
- **Ne faut-il plus distinguer la location de compteurs par type de relevé : YMR, AMR et MMR ?**
- Nous sommes également favorables à l'introduction d'un terme fixe et/ou capacitaire pour la BT afin de couvrir les coûts fixes de gestion du réseau malgré la baisse des volumes. Ce terme capacitaire et/ou fixe pour tous permettrait également de résoudre la problématique « prosumer ».

Article 69 : Dans le cadre des projets innovants, une grille spécifique est prévue. S'agit-il d'une grille par projet ou d'une grille unique pour tous les projets ? S'il s'agit d'une grille unique, cela risque d'être compliqué à créer et à appliquer car chaque projet sera spécifique. Comme son application est soumise à l'approbation de la CWaPE, ne serait-il pas préférable que chaque projet dispose de sa grille spécifique qui sera établie lorsque le projet sera live ? Voir analyse ATRIAS en **ANNEXE 4 confidentielle**.

Articles 73 et 76 : Les tarifs capacitaires sont exprimés en EUR/kVA. Le contrôle du respect de ces puissances exprimées en kVA sera-t-il réalisé sur base d'une puissance réelle (kW-cos phi) ou d'un cos phi forfaitaire de 0,9 par exemple ?

Article 73 : la grille tarifaire « projet innovants » ne correspond actuellement pas aux attentes des partenaires des projets concernés

- Pour le Cloud : La demande d'exception porte sur la possibilité de valoriser instantanément, ou par l'intermédiaire d'une batterie, de la production d'énergie renouvelable qui serait mutualisée sur les entreprises participantes au 'Cloud'. L'exception porterait donc sur l'autorisation de transmettre des données compensées/valorisées avec le marché de l'énergie.

¹ De manière générale, nos experts techniques sont demandeurs de pouvoir discuter avec les experts techniques de la CWaPE sur les différentes définitions techniques des éléments de facturation et de leurs impacts potentiels dans le CMS.

- Pour Mery : La demande d'exception porte sur la création d'un EAN de tête lié à la cabine centrale du micro-réseau, ainsi qu'un EAN pour une batterie, ce qui permettrait une optimisation des flux énergétiques (via un Energy Management System).

Que deviennent les tarifs d'échange ?

Tarifs d'injection : voir analyse des impacts ATRIAS en ANNEXE 4 confidentielle. Serait-il possible de repréciser les définitions techniques avec nos experts techniques (gridfee et Atrias) ? L'ajout d'un nouvel attribut dans le CMS entraîne des conséquences non négligeables. Actuellement, au niveau de la production, nous transmettons vers le CMS :

- Installed Power (puissance de l'installation)
- Converter Power (puissance des onduleurs).

Article 80, §2 : RESA ne transmettait pas de Cap Max en gaz. Serait-il possible de repréciser les définitions techniques avec nos experts techniques (gridfee et Atrias) ?

Article 84:

- Qui va déterminer ce tarif ? Comment y associer une partie des coûts OSP d'achat de gaz SER (article 81, §2) si ce tarif doit être uniforme pour toute la Wallonie ?
- 11 n'a pas actuellement été prévu de dissocier ces types de clients (CNG) des autres clients dans ATRIAS 7 modification.

Articles 88 et 89 : les notions de capacité de rebours et de volumes de rebours devraient être réexplicitées. Serait-il possible de repréciser les définitions techniques avec nos experts techniques (gridfee et Atrias) ?

Chapitre 2 : Les tarifs non périodiques de distribution

Article 93 : l'étude devrait être liée à l'affectation (injection et/ou prélèvement) plutôt que injection ou prélèvement.

Chapitre 4 : Les tarifs provisoires

Article 100 : sur quelles bases seront fixés les tarifs provisoires par la CWaPE ?

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

Chapitre 1 : Le traitement des écarts

Article 108 : est-il normal que la référence pour le couloir de prix utilisé dans le cadre de l'achat des pertes en réseau et des achats d'énergie pour la clientèle propre soit totalement identique alors que les prix varient en fonction du volume des achats et que dès lors, le prix de l'énergie achetée pour les OSP est plus élevé que pour les pertes en réseau ?

Article 111 :

- Comment se calculera ce délai ? Le délai moyen de clôture d'un processus CAB (y compris les poses CAB, les coupures, les annulations envoyées par les fournisseurs, suspensions

pour raisons médicales ou sociales prévues ...) n'est pas le même que le délai moyen de placement d'un CAB (uniquement les placements CAB}. Nous préconisons évidemment le calcul intégrant tous les types de clôtures. Quelques exemples qui illustrent les possibilités dans le cadre du processus CAB :

- o Pose du compteur à budget à la première visite : par exemple 15 jours après la réception de la demande.
- o Coupure du point d'accès lors de la seconde visite par absence du client : par exemple 45 jours après la réception de la demande.
- o Annulation de la demande par le fournisseur, bien souvent à la suite des courriers envoyés et des rendez-vous pris : par exemple 50 jours après la réception de la demande.
- o Annulation à la demande du GRD car la situation médicale ou sociale du client reconnue lors de notre visite ne permet pas le placement (cf. décret) : par exemple 30 jours après réception de la demande.
- Compte tenu des différentes actions effectuées pour chaque type (envois de courriers, appel tel de rendez-vous, visites...), il serait logique de travailler sur un indicateur global pour ce processus, identique à tous les GRD car émanant d'Atrias, et prenant en compte toutes les fins possibles.
- Quel sera également le traitement des coûts liés aux activités effectuées destinées à sensibiliser les URD à être présents et de les sensibiliser au risque de coupure ?

Article 113 : L'indice santé est un coefficient sur lequel le GRD n'a pas de maîtrise. Il en est de même pour d'autres taux externes (ONSS, ONSSAPL, taux d'impôts des sociétés...). Le risque lié à ces paramètres externes ne doit pas selon nous être placé dans les mains du GRD ; d'où nous estimons qu'une revue ex-post de ce paramètre avec création de solde est nécessaire. Une baisse du taux d'inflation réel par rapport au taux prévisionnel ne peut en effet pas être considérée comme une réduction de coûts imputables aux efforts du GRD. A l'inverse, en cas d'inflation plus élevée que budgétée, il ne nous apparaît pas logique que les efforts de réduction de coûts soient amputés de cet écart.

Article 120 : comment seront intégrées au revenu autorisé les charges de financement des soldes régulateurs ?

Chapitre 2 : La procédure de contrôle des écarts et la révision du tarif pour les soldes régulateurs

Article 122, §3 : 15 jours pour répondre aux questions nous semblent trop peu.

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

Chapitre 1: Les charges, les tarifs de refacturation et les modèles de grilles tarifaires

Article 127 :

- Cette péréquation ne devrait-elle pas être organisée par un organisme indépendant ?

- Comment sont déterminés les 250.000 € de frais administratifs ? et comment sont-ils répartis entre GRD ?

Article 133 : que fait-on des soldes de transport du passé ? Comment interviennent-ils dans cette péréquation ?

Chapitre 2 : La procédure d'approbation

Articles 134, §3 et 4 : tous les GRDs ou une seule proposition de grille sur base des données agrégées ? Qui la détermine ? Il est indiqué au §4 « ...la CWaPE informe le gestionnaire de réseau... » et au §3 « ... les gestionnaires de réseau de distribution déposent... ».

Chapitre 4 : La procédure d'approbation du solde régulateur global de transport

Article 141, §3 : un seul calcul de solde pour tous les GRD ? Comment répercuter entre GRD une correction que la CWaPE aurait sur le solde global de transport ?

Titre VI 1. Les modèles de rapport

Les modèles de rapports sont complexes à analyser en détails sans y incorporer un jeu de données ; ce que nous n'avons pas matériellement le temps de faire en dépit des délais du processus de concertation. Nous n'avons dès lors pas pu tester la pertinence de tous les tableaux, des liens réalisés entre les différents onglets du modèle ou des formules qui y ont été pré-encodées. Nous nous réservons dès lors la possibilité d'informer ultérieurement la CWaPE de toute erreur ou incohérence que nous pourrions y déceler.

Les modèles de rapport sont très volumineux et vont nécessiter une charge administrative très importante. Nous nous interrogeons notamment sur l'utilité du document « Business Plan » qui constitue ni plus, ni moins, un 2^{ème} modèle de rapport à remplir ex-ante. Ce Business Plan reprend, entre autres, de nombreuses prévisions bilantaires qui sont complexes à réaliser et qui n'entreront pas en compte pour la détermination du revenu autorisé ; d'où notre questionnement sur l'utilité d'un tel niveau de détails et de la charge administrative liée.

Tableaux Charges pensions non capitalisées : RESA est également concerné par ce type de charge via la reprise de la Ville de Liège en Electricité et en Gaz.

|