

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

Consultation publique 31 mars-19 mai 2017

RESUME:

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

1 Introduction

1.1 Clarifier et hiérarchiser les objectifs

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.3 Sur la "Cost réflectivité"

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

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

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

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

1.4 Sur le mode de consultation

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

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

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

EDORA demande à être consultée sur :

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

2 Modèle de régulation économique et Revenu Autorisé

2.1 Remarque générale

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2 Remarques spécifiques

2.2.1 Charges nettes opérationnelles contrôlables et non contrôlables

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

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

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

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

2.2.2 CNO - Projets Spécifiques (Comptage/Gaz Nat)

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

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

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

2.2.3 Marge bénéficiaire équitable et base d'actifs régulés

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

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

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

2.2.4 Facteur de Qualité

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

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

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

Par ailleurs, plusieurs questions se posent néanmoins :

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

2.2.5 Soldes régulatoires

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

3 Tarifs périodiques -Electricité

3.1 Introduction

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

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

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

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

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

² Mean Time Between Failures

3.2 Rôle du signal tarifaire (vs signal marché)

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

Cette flexibilité répond aux signaux implicites et explicites.

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

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

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

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

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

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

Il faudrait en résumé :

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

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

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

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

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

3.3 Equilibre capacitaire/volumétrique/fixe

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

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

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

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

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

3.4 Pointe mensuelle

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

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

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

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

3.5 Tarif "Prosumer"

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

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

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

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

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

Perte d'opportunité

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

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

Cohérence à Long Terme

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

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

Modalités du tarif 'prosumer'

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

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

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

3.6 Tarif spécifique Article 21 (Microgrids)

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

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

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

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

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

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

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

3.7 Tarif d'injection

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4 Tarifs non périodiques

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

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

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

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

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

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

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

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

5 Péréquation et Modalités d'application et de facturation

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7 GAZ

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

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